



Université du Québec
à Rimouski

DÉVELOPPEMENT D'UN SIMULATEUR NUMÉRIQUE DE ROTORS D'ÉOLIENNES

**Application à une chaîne de conversion éolienne utilisant une
machine synchrone à aimants permanents**

Mémoire présenté

dans le cadre du programme de maîtrise en ingénierie

en vue de l'obtention du grade de maître en sciences appliquées (M.Sc.A.)

PAR

© MOUSSA TRAORÉ

Septembre 2016

Composition du jury :

Jean-Sébastien Deschênes, président du jury, Université du Québec À Rimouski

Ahmed Chebak, directeur de recherche, Université du Québec À Rimouski

Jean-François Méthot, codirecteur de recherche, Université du Québec À Rimouski

Mamadou Lamine Doumbia, examinateur externe, Université du Québec à Trois-Rivières

Dépôt initial le 13-09-2016

Dépôt final le 21-12-2016

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier tout d'abord mes superviseurs de recherche, M. Ahmed Chebak et M. Jean-Francois Méthot, pour leurs conseils constructifs et leurs orientations durant ces années d'étude. J'exprime aussi ma gratitude aux professeurs Adrian Ilinca et Jean-Sébastien Deschênes pour leur support et accessibilité quand j'avais des questions.

Je souhaite rendre grâce à mon frère et à toute ma famille pour leurs prières et encouragements qui m'ont vraiment poussés à faire plus d'efforts. Je dis merci à mes amis étudiants au bac dans mon université, je veux nommer Ousmane Ndiaye, Mouhamadou Fallou Sady et Malick Faye.

RÉSUMÉ

L'énergie éolienne est devenue l'une des plus attrayantes énergies renouvelables utilisées pour la production d'électricité. L'augmentation de la productivité des éoliennes nécessite plus d'études et de tests sur les configurations de turbines, leur couplage aux génératrices et le contrôle du système. L'installation d'une éolienne pour effectuer des tests et analyser les performances est une opération onéreuse. Il est important alors d'utiliser des simulateurs pour faciliter l'étude et le contrôle de ces systèmes et assurer une conversion optimale de l'énergie éolienne.

Ce travail de recherche consiste à développer un simulateur de turbines éoliennes qui permet de reproduire le comportement dynamique des pales du rotor éolien et de générer les caractéristiques couple-vitesse en utilisant une modélisation aérodynamique du système. Il consiste aussi à valider le simulateur développé en le couplant à une chaîne de conversion d'énergie éolienne composée d'une génératrice synchrone à aimants permanents, d'un redresseur à diodes et d'un hacheur dévolteur régulé en utilisant la stratégie de contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking). Cette stratégie permet une extraction maximale de la puissance aérodynamique sous un régime de vent variable.

Un générateur de vitesse de vent, basé sur un modèle qui inclut le spectre de Van der Hooven et permettant d'alimenter le simulateur, est d'abord développé. Ensuite, le simulateur d'arbres éoliens est développé en utilisant deux approches. La première approche est une méthode théorique du calcul du couple basée sur l'exécution d'un algorithme formé des équations aérodynamiques théoriques issues de la théorie de l'élément de pale, tandis que la deuxième approche est une méthode numérique utilisant le logiciel PROPID. Afin de valider le fonctionnement et le comportement du simulateur développé, ce dernier est utilisé pour entraîner une génératrice à aimants permanents alimentant une charge à travers un redresseur et un hacheur. Le système de contrôle est aussi développé et les paramètres du régulateur sont déterminés. Différentes simulations du système éolien complet sont effectuées sur Matlab/Simulink sans contrôle et avec contrôle MPPT et les résultats sont présentés, analysés et discutés. Les résultats obtenus montrent la validité et la fonctionnalité du simulateur développé ainsi que l'efficacité de la stratégie de contrôle MPPT proposée.

Mots clés : Simulateur de turbines éoliennes, théorie de l'élément de pales, spectre de Van der Hooven, table de correspondance, génératrices synchrones à aimants permanents, turbine à vitesse variable, stratégie de contrôle MPPT.

ABSTRACT

Wind power has become one of the most attractive renewable energies used in power generation. Increasing the productivity of wind turbines requires more studies and tests on turbine configurations, coupling to generators and system control. Installing a wind turbine to perform tests and analyze performance is a costly operation, so it is important to develop wind turbine simulators to facilitate the study and control of these systems and ensure an optimal conversion of wind energy.

This research involves developing a wind turbine simulator that reproduces the dynamic behavior of the wind turbine blades and generates torque-speed characteristics using aerodynamic modeling of the system. It also consists of validating the developed simulator by coupling it with a wind energy conversion chain composed of a permanent magnet synchronous generator, a rectifier and a buck converter regulated by using the MPPT (Maximum Power Point Tracking) control strategy. This strategy allows extracting the maximum of the aerodynamic power under a variable wind regime.

Based on a model that includes the Van der Hooven spectrum, a wind speed generator is first developed and allows to feed the simulator. Next, the wind turbine simulator is developed using two approaches. The first one is a theoretical method of torque calculation using an algorithm based on aerodynamic equations resulting from the blade element theory, whereas the second one is a numerical method using the PROPID software. To validate the developed simulator operation and behaviour, it is used to drive a permanent magnet synchronous generator feeding a load through a rectifier-buck converter. The control system is also developed and the regulator is designed. Different simulations of the wind energy conversion system are performed using Matlab/Simulink and the results are presented, analysed and discussed both for MPPT control and without control. These results confirm the usability of the developed simulator and the efficiency of the MPPT control strategy.

Keywords: Wind turbine simulator, blade element theory, Van der Hooven spectrum, correspondence table, permanent magnet synchronous generator, variable speed turbine, Maximum Power Point Tracking control.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	vii
RÉSUMÉ.....	ix
ABSTRACT.....	xi
TABLE DES MATIÈRES.....	xiii
LISTE DES TABLEAUX.....	xvii
LISTE DES FIGURES.....	xix
LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES.....	xxv
LISTE DES SYMBOLES.....	xxvii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
1.1 CONTEXTE DU PROJET.....	1
1.2 PROBLEMATIQUE.....	3
1.3 OBJECTIFS.....	4
1.4 ÉTAT DE LA RECHERCHE.....	5
1.5 METHODOLOGIE.....	8
1.6 HYPOTHESES ET LIMITES.....	9
1.7 ORGANISATION DU MEMOIRE.....	10
CHAPITRE 2 GÉNÉRALITÉES SUR L'ÉOLIEN.....	13
2.1 INTRODUCTION.....	13
2.2 CLASSIFICATION DES EOLIENNES SELON LES CONFIGURATIONS ET LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.....	15
2.2.1 Aérogénérateur à axe vertical.....	16
2.2.2 Aérogénérateur à axe horizontal.....	19

2.2.3	Machines électriques	21
2.3	REPRESENTATION DE LA SOURCE EOLIENNE	24
2.3.1	Potentiel éolien	24
2.3.2	Turbulence	25
2.3.3	Modèle de génération de vitesse du vent.....	28
2.4	CONCLUSION	30
CHAPITRE 3 THÉORIE AERODYNAMIQUE DES TURBINES EOLIENNES.....		31
3.1	INTRODUCTION	31
3.2	THEORIE DU DISQUE	31
3.2.1	Force axiale	33
3.2.2	Puissance maximale et limite de Betz	36
3.3	THEORIE DE L'ÉLEMENT DE PALE	38
3.3.1	Types de profils des turbines éoliennes.....	43
3.3.2	Décrochage aérodynamique	43
3.4	PRÉSENTATION DU LOGICIEL PROPID	44
3.4.1	Fichiers liés à l'exploitation du logiciel PROPID	45
3.4.2	Avantages et inconvénients du logiciel PROPID.....	47
3.5	CONCLUSION	48
CHAPITRE 4 DÉVELOPPEMENT DU SIMULATEUR DES CARACTÉRISTIQUES STATIQUES ET DYNAMIQUES DES TURBINES ÉOLIENNES		51
4.1	INTRODUCTION	51
4.2	DÉVELOPPEMENT DU SIMULATEUR.....	52
4.2.1	Première méthode : modèle théorique.....	52
4.2.2	Deuxième méthode : modèle numérique.....	57
4.2.3	Caractéristiques du couple et de la puissance en fonction de la vitesse de vent	59

4.3	MODELISATION DE L'ENSEMBLE CONVERTISSEUR STATIQUE-MACHINE ELECTRIQUE	63
4.3.1	Génératrice synchrone à aimants permanents	64
4.3.2	Convertisseur statique	70
4.4	CONCLUSION.....	74
CHAPITRE 5 COUPLAGE DU SIMULATEUR D'ARBRE ÉOLIEN À UNE CHAÎNE DE CONVERSION ÉOLIENNE		77
5.1	INTRODUCTION	77
5.2	PRESENTATION DU MODELE DE LA CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE.....	78
5.3	SIMULATION DU SYSTEME EOLIEN SANS CONTROLE	80
5.3.1	Essais de simulations effectuées	81
5.3.2	Résultats de simulation du système éolien sans contrôle.....	83
5.4	SIMULATION DU SYSTEME EOLIEN AVEC CONTROLE MPPT	89
5.4.1	Méthode de contrôle d'une éolienne à vitesse variable	90
5.4.2	Développement du système de contrôle	91
5.4.3	Régulation et calcul des paramètres du contrôleur	95
5.4.4	Résultats de simulation du système éolien avec contrôle MPPT.....	98
5.5	CONCLUSION.....	106
CONCLUSION GÉNÉRALE.....		109
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		113
ANNEXES A.....		119

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Caractéristiques de l'aéromoteur considéré [7]	5
Tableau 2.1 : Présentation des 10 premiers pays en matière d'énergie éolienne en 2015 [28].....	15
Tableau 2.2 : Différentes longueurs de rugosité en fonction des terrains.....	27
Tableau 4.1 : Paramètres géométriques d'un exemple de turbine éolienne [55].....	56
Tableau 4.2 : Paramètres de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP)	68
Tableau 5.1 : Identification des paramètres du contrôleur.....	98
Tableau A.1 : Définition des cinq différentes courbes générées avec 2D_SWEEP	125
Tableau A.2 : Définition des cinq différentes courbes générées avec 1D_SWEEP	125

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Schéma de la transmission mécanique simplifié d'une conversion éolienne.....	6
Figure 2.1 : Capacité d'énergie éolienne (en mégawatt) installée dans le monde durant les quinze dernières années [28].....	14
Figure 2.2 : Éolienne à axe horizontal et éolienne à axe vertical [29].....	16
Figure 2.3 : Rotor éolien de type Savonius [31].....	17
Figure 2.4 : Principe de fonctionnement d'un rotor éolien de type Darrieus [32].....	18
Figure 2.5 : Les deux configurations d'éoliennes à axe horizontal (Upwind pour type amont et Downwind pour type aval) [35].....	19
Figure 2.6 : Illustration des différentes parties d'une éolienne [36].....	21
Figure 2.7 : Spectre de la vitesse du vent de Van der Hoven [39].....	25
Figure 2.8 : Diagramme de génération de vitesse du vent.....	29
Figure 2.9 : Exemple de profil de vent généré sous Matlab/Simulink ayant une vitesse moyenne de 10 m/s	30
Figure 3.1 : Exemple de la forme générale des champs de pression et de vitesse [44]	32
Figure 3.2 : Modèle de disque pour un rotor d'éolienne [45].....	34
Figure 3.3 : Densités de puissance pour un site éolien à des vitesses de vent variables [47].....	37
Figure 3.4 : Variation des coefficients de puissance et de traînée en fonction de l'induction axiale a	38
Figure 3.5 : Pale en plusieurs sections et élément de pale repéré à la position r de la pale.....	41

Figure 3.6 : Champ de forces et vitesses agissant sur l'élément de pale	41
Figure 3.7 : Exemple de distribution du nombre de Reynolds sur le long d'une pale	46
Figure 3.8 : Exemple de coefficient de trainée C_l et de portance C_d en fonction de l'angle d'attaque α	46
Figure 4.1 : Organigramme de l'algorithme de la méthode de théorie de l'élément de pale	54
Figure 4.2 : Évolution des coefficients des inductions axiale et tangentielle et de l'erreur calculée.....	57
Figure 4.3 : Structure du simulateur de turbines éoliennes développé et présentation de ses entrées et sorties.....	58
Figure 4.4 : Modèle Simulink du simulateur des turbines éoliennes	59
Figure 4.5 : Courbes du coefficient de puissance calculé en fonction de la vitesse spécifique pour différentes valeurs de l'angle de calage β	60
Figure 4.6 : Courbes du coefficient de puissance calculé en fonction de la vitesse spécifique pour différentes vitesses de vent (en m/s).....	61
Figure 4.7 : Couple aérodynamique calculé en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent (en m/s)	62
Figure 4.8 : Puissance aérodynamique calculée en fonction de la vitesse de rotation pour des vitesses de vent différentes (en m/s).....	63
Figure 4.9 : Circuit équivalent de la génératrice synchrone à aimants permanents dans le repère d, q	65
Figure 4.10 : Modèle Simulink de la génératrice synchrone à aimants permanents couplée à un redresseur à diodes	67
Figure 4.11 : Courant de ligne délivré par la génératrice à aimants permanents	69
Figure 4.12 : Tension ligne-ligne délivrée par la génératrice à aimants permanents	69
Figure 4.13 : Schéma du hacheur dévolteur	70

Figure 4.14 : Modèle simplifié du hacheur dévolteur et son principe de fonctionnement	71
Figure 4.15 : Modèle Simulink du hacheur dévolteur	73
Figure 4.16 : Résultats de simulation du hacheur dévolteur asservi.....	74
Figure 5.1 : Modèle de la chaîne de conversion éolienne incluant le simulateur	79
Figure 5.2 : Modèle développé du convertisseur statique	79
Figure 5.3 : Modèle Simulink du système éolien complet sans contrôle	80
Figure 5.4 : Allure de la vitesse du vent considérée pour la première simulation (vitesse constante).....	81
Figure 5.5 : Allure de la vitesse du vent considérée pour la deuxième simulation (changement par échelon de la vitesse du vent)	82
Figure 5.6 : Allure de la vitesse du vent constante considérée pour la troisième simulation (vitesse du vent aléatoire)	83
Figure 5.7 : Courbe du coefficient de puissance en fonction du temps	84
Figure 5.8 : Performances du système éolien sans contrôle pour la première simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor	86
Figure 5.9 : Performances du système éolien sans contrôle pour la deuxième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor	87
Figure 5.10 : Performances du système éolien sans contrôle pour la troisième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor	88
Figure 5.11 : Distribution des points de fonctionnement du système sans contrôle sur les courbes de puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent.....	89

Figure 5.12 : Courbe de puissance typique d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent	91
Figure 5.13 : Variation du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage nul	92
Figure 5.14 : Système de commande de la stratégie de contrôle de la tension du coté continu	93
Figure 5.15 : Modèle Simulink du sous-système de contrôle	94
Figure 5.16 : Évolution du couple de référence en fonction de la vitesse de rotation	95
Figure 5.17 : Représentation de l'asservissement du système modélisant le procédé	96
Figure 5.18 : Modèle du simulateur d'arbre éolien couplé au système de conversion éolienne	99
Figure 5.19 : Performances du système éolien avec contrôle pour la première simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor.....	100
Figure 5.20 : Performances du système éolien avec contrôle pour la deuxième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor.....	101
Figure 5.21 : Courbes des vitesses de rotation optimale et mécanique du rotor pour une vitesse de vent variable en échelons	102
Figure 5.22 : Performances du système éolien avec contrôle pour la troisième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor.....	103
Figure 5.23 : Courbes des vitesses de rotation optimale et mécanique pour une vitesse variable de façon réaliste	104
Figure 5.24 : Distribution des points de fonctionnement du système éolien avec contrôle sur les courbes de puissances pour une vitesse de vent variable en échelons	105

Figure 5.25 : Distribution des points de fonctionnement du système éolien avec contrôle sur les courbes de puissances pour une vitesse de vent variable de façon aléatoire.....	105
Figure A.1 : Données sur les profils de pales choisis	121

LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES

HAWT	Horizontal axis wind turbine
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LREE	Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne
VAWT	Vertical axis wind turbine
GSAP	Génératrice synchrone à aimant permanent
MLI	Modulation de largeur impulsion

LISTE DES SYMBOLES

a	Facteur d'induction axiale
a'	Facteur d'induction tangentielle
a_{conv}	Coefficient d'induction axiale après convergence
a'_{conv}	Coefficient d'induction tangentielle après convergence
c	Corde du profil de la section de pale
C	Capacité du hacheur dévolteur
C_d	Coefficient de portance de l'élément de pale
C_{pmax}	Coefficient de puissance maximal du rotor de la turbine éolienne
C_l	Coefficient de trainée de l'élément de pale
D	Rapport cyclique du hacheur dévolteur
dF_a	Force élémentaire axiale agissant sur une section de pale
dF_t	Force élémentaire tangentielle agissant sur une section de pale
F	Facteur de Prandtl
f	Fréquence en hertz du processus aléatoire
F_i	Force de frottement combinée de la charge et du rotor de la génératrice

f_s	Fréquence du champ tournant de la machine synchrone
G	Fonction de transfert du modèle du hacheur dévolteur
G_{c_pid}	Fonction de transfert du contrôleur
H	Fonction de transfert du filtre rationnel
H_t	Fonction de transfert du filtre rationnel approximé
i_l	Courant de la bobine du hacheur dévolteur
i_{out}	Courant de sortie du hacheur dévolteur
i_q, i_d	Courants triphasés du stator projetées sur les axes q et d
I_{ref}	Courant de référence pour asservir le hacheur dévolteur.
I_t	Intensité de turbulence
J	Inertie du rotor
K_f	Gain du filtre du bruit blanc (modèle de vent)
K_{opt}	Constante caractéristique du point d'opération optimal de la turbine
K_p	Gain proportionnel du contrôleur
K_{pd}	Gain proportionnel-dérivateur du contrôleur
L	Inductance de la bobine du hacheur dévolteur
L_q, L_d	Inductances mutuelles du rotor au stator projetées sur les axes q et d

L_{1t}	Longueur de turbulence du site
L_{2t}	Longueur de turbulence du site fonction de L_{1t}
m_1 et m_2	Paramètres définissant le filtre rationnel approximé
N	Nombre de pale du rotor
N_s	Vitesse de rotation du champ tournant de la machine synchrone
p	Nombre de pair de pôles des bobines
P	Puissance mécanique du rotor
P_1	Pression exercée au point (1) du volume de contrôle entourant la turbine
P_2	Pression exercée au point (2) du volume de contrôle entourant la turbine
$P_{aéro}$	Puissance aérodynamique du rotor de l'éolienne
P_{avg}	Pression du fluide exercée au point médium (avg : <i>average</i> en anglais)
R	Résistance des bobines du stator de la génératrice
r	Position de la section de pale
R_c	Résistance associée au condensateur du hacheur dévolteur
R_1	Résistance de la bobine du hacheur dévolteur
S	Surface du rotor

T	Force de trainée appliquée au rotor
T_d	Constante de temps dérivateur du contrôleur
T_e	Couple électromagnétique
T_f	Constante de temps du filtre du bruit blanc (modèle de vent)
T_f	Constante de temps du filtre du contrôleur
T_{fr}	Couple de frottement de la génératrice
T_i	Constante de temps intégrateur du contrôleur
T_m	Couple de mécanique de la génératrice
T_s	Temps d'échantillonnage du bruit blanc (modèle de vent)
T_{t,opt}	Couple optimal du rotor de la turbine éolienne
T_{ref}	Couple de référence pour asservir le hacheur dévolteur
V	Volume entourant le rotor étudié
V₁	Vitesse du fluide au point (1) du volume de contrôle
V_{avg}	Vitesse du fluide au point médium
V₂	Vitesse au point (2) du volume de contrôle
V_o	Tension de sortie du hacheur dévolteur
V_c	Tension aux bornes du condensateur du hacheur dévolteur
V_{red}	Tension redressée de la génératrice synchrone

V_{in}	Tension d'entrée du hacheur dévolteur
v_q, v_d	Tension triphasée du stator projetées sur les axes q et d
ω_a	Pulsation du processus aléatoire
ω_t	Vitesse de rotation du rotor de l'éolienne
ω_m	Vitesse angulaire du rotor de la génératrice
Ω	Vitesse de rotation des pales du rotor
z	Hauteur par rapport au sol du site
z_0	Hauteur de rugosité du site
α	Angle d'attaque du fluide sur la pale
$\beta(x, y)$	Fonction mathématique Beta
ρ	Densité volumique de l'air
φ	Angle définissant l'orientation de la vitesse relative du vent
Γ	Couple aérodynamique du rotor
λ	Amplitude du flux induit du rotor sur le stator
θ	Position angulaire du rotor
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimal du rotor de la turbine éolienne
σ	Rugosité du site étudié

CHAPITRE 1

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1.1 CONTEXTE DU PROJET

Actuellement, le développement durable et les énergies renouvelables constituent le centre d'intérêt de plusieurs chercheurs. Les énergies renouvelables font référence aux sources d'énergie qui peuvent se renouveler naturellement à l'échelle d'une vie humaine. Cette motivation résulte de préoccupations d'ordres multiples : la protection de l'environnement et l'économie des ressources énergétiques traditionnelles. En effet, les combustibles fossiles sont les plus grands diffuseurs de dioxyde de carbone qui est le principal gaz à effet de serre. Il a été montré que l'installation d'un mégawatt d'énergie éolienne épargnerait par an l'émission de plusieurs milliers de tonnes de produits indésirables (2 000 tonnes de CO₂, 13 tonnes de NO₂, 10 tonnes de NO_x et 1,3 tonne de particules de suies) [1]. Selon le chercheur Bernard Multon, la production d'électricité connaît de nombreux soubresauts dont le rapprochement de l'échéance d'épuisement des énergies fossiles et fissiles [2]. Le ministère français de l'énergie a publié un rapport qui affirme la disparition du pétrole dans moins de 40 ans, 50 ans pour l'uranium, 62 ans pour le gaz naturel et 230 ans pour le charbon [3]. Un pays comme le Canada possède un vaste territoire donc un fort potentiel éolien, mais il est difficile de transporter, sans perte, l'énergie électrique des centrales vers des zones géographiquement inaccessibles. Sur le territoire de l'état canadien, on dénombre plus de 300 communautés isolées où vivent 200 000 citoyens [4]. Il est alors intéressant d'alimenter en électricité ces communautés à partir des énergies renouvelables en utilisant par exemple des éoliennes capables de fournir une production d'énergie électrique décentralisée, qui pourrait par la même occasion assister les réserves hydrauliques.

En dépit de pouvoir remplacer totalement les ressources d'énergie traditionnelles, l'énergie éolienne peut toutefois être envisagée comme une solution de rechange intéressante du point de vue économique, politique et social. Son développement s'est fortement accentué au début des années 2000 en connaissant une croissance annuelle de 30% [5]. Cette émergence est accompagnée non seulement d'une progression dans la technologie éolienne, mais aussi de réalisation de grandes fermes d'éoliennes, d'une réduction des coûts de fabrication et d'un développement important de la recherche dans ce domaine.

Afin de supporter ces efforts de recherche dans le domaine éolien, un banc d'essai éolien expérimental est développé au laboratoire de recherche en énergie éolienne (LREE) de l'Université du Québec à Rimouski (UQAR) permettant la simulation et l'étude du contrôle des éoliennes. Ainsi, notre projet de recherche s'inscrit dans le contexte de la mise sur pied d'une des trois parties constituant ce projet global à savoir le banc d'essai éolien : c'est un simulateur en temps réel permettant de créer les conditions de paramétrage et de contrôle d'une éolienne afin d'observer, de mesurer son comportement et d'optimiser son contrôle. Ce banc d'essai est constitué d'un simulateur informatique (implanté dans le système Opal-RT de la compagnie RT-Lab), d'un système électromécanique (moteur à courant continu émulant le comportement d'une turbine éolienne couplé à une génératrice à induction) et d'un système d'électronique de puissance. Le système électromécanique est piloté par le simulateur informatique en utilisant un système de contrôle électronique et d'électronique de puissance. Le simulateur pilote, d'une part, le moteur à courant continu en fournissant à son système de contrôle les caractéristiques couple-vitesse des turbines éoliennes simulées, et d'autre part, la génératrice en fournissant à son convertisseur statique les lois de commande optimales de conversion d'énergie éolienne. Cet outil qui permettra d'avancer dans la recherche pour optimiser les systèmes de conversion éolienne est bien décrit et détaillé dans la référence [6].

1.2 PROBLEMATIQUE

L'énergie éolienne est devenue l'une des plus attrayantes ressources énergétiques pour la production d'électricité étant donné qu'elle ne pollue pas de façon directe [7]. Cependant, une augmentation de la productivité éolienne va de pair avec plus de tests sur les configurations des turbines et leur connexion aux génératrices pour l'étude de la conversion éolienne. Pour son développement, la production éolienne doit répondre à un certain nombre de critères d'évaluation économique et écologique par rapport aux sources d'énergie traditionnelles. Ainsi, beaucoup de chercheurs et d'industriels se sont orientés vers la conception de nouvelles turbines afin de réduire le prix de revient du kilowattheure et d'améliorer leur rendement pour plus d'efficacité [8]. Un système de conversion éolienne est un outil complexe de transformation d'énergie qui présente plusieurs aspects de la puissance éolienne. L'analyse des caractéristiques et du contrôle optimal d'un système de conversion éolienne peut se faire avec un prototype que l'on peut tester en soufflerie. Toutefois, cette procédure reste onéreuse surtout pour des éoliennes à grande puissance. Pour pallier les inconvénients, des simulateurs d'aérogénérateur sont généralement envisagés. Il existe plusieurs approches pour modéliser les turbines éoliennes. Nombreuses sont les recherches qui adoptent l'approche analytique, on peut citer les références [9] et [10]. Cependant, pour les modèles aérodynamiques établis à partir de la théorie de l'élément de pale, les oscillations des valeurs d'induction axiale (qui se traduit par une perte de vitesse du fluide en amont du rotor de l'éolienne) lors des calculs d'itérations posent un problème assez commun. Ces fluctuations sont imputables à des permutations périodiques entre charges lourdes et légères [11]. En plus, les recherches menées sur la transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique ont montré des problèmes importants : le caractère aléatoire de sa source, le vent, entraîne une fluctuation de sa puissance de sortie [12] et rend ainsi difficiles l'étude ainsi que les essais sur une turbine réelle.

Ainsi, dans ce travail de recherche, on cherche à réaliser un simulateur de turbines éoliennes facilitant leur étude. Un émulateur qui serait non seulement capable de représenter efficacement plusieurs types de turbines éoliennes, mais aussi de fournir dans

des conditions réalistes les caractéristiques couple-vitesse des rotors de ces turbines. Ce simulateur, basé sur une modélisation aérodynamique des turbines éoliennes, fera partie intégrante du banc d'essai éolien développé au laboratoire LREE. À des fins de tests et de validation du simulateur développé, ce dernier ne sera pas validé expérimentalement sur le banc d'essai éolien, mais en simulation (sur MATLAB/SIMULINK) où il sera utilisé pour entraîner une génératrice synchrone à aimants permanents alimentant une charge par l'intermédiaire d'un hacheur dévolteur.

1.3 OBJECTIFS

Le but de ce projet de recherche est développer un simulateur de turbines éoliennes qui permet de reproduire le comportement dynamique des pales du rotor éolien dans des conditions réalistes et de fournir les caractéristiques couple-vitesse pour une vitesse de vent et un site donnés. Ceci passe par le développement des modèles aérodynamiques des turbines éoliennes permettant d'étudier leurs performances que ce soit à vitesse fixe ou à vitesse variable. Il s'agit aussi de valider le simulateur en le couplant avec une chaîne de conversion d'énergie éolienne utilisant une génératrice à aimants permanents et un hacheur contrôlé en utilisant la stratégie MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Dans le but d'offrir un environnement de test et de contrôle réaliste, le simulateur doit pouvoir reproduire le couple ainsi que la puissance aérodynamique sur l'arbre d'un aéromoteur typique dont les caractéristiques sont présentées au tableau 1.1 en considérant trois types de profil de pales. Ces profils de pales seront présentés à la section 1.5 de ce présent chapitre.

Tableau 1.1 : Caractéristiques de l'aéromoteur considéré [7]

Paramètres de la turbine éolienne	
Densité de l'air	1,225 kg/m ³
Rayon de la turbine	2,05 m
Vitesse optimale du vent	12 m/s
Vitesse maximale du vent	25 m/s
Diamètre de la turbine	4,1 m
Longueur des pales	2,02 m
Hauteur du moyeu	12 m
Type de la turbine éolienne	upwind
Rotation optimale	346 rpm
Rotation maximale	600 rpm
Puissance maximale	6000 W
Nombre de pales	3

1.4 ÉTAT DE LA RECHERCHE

Il est évident que les turbines éoliennes sont des structures complexes équipées de composants dispendieux et délicats de ce fait, des méthodes efficaces et rigoureuses doivent être mises au point pour l'étude et l'expérimentation des éoliennes. Les modèles d'aéromoteurs, communément appelés turbines éoliennes, ont bien évolué au cours du temps. Dans les années 1970, les scientifiques spécialistes dans la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique se sont contentés de relations mathématiques non linéaires exprimant le coefficient de poussée en fonction du vent $C_t = f(\lambda)$ [8]. Le modèle de Goldstein était le plus utilisé bien que ce modèle est beaucoup trop complexe et nécessite trop de temps de simulation [9]. Dans le cas de ce modèle, le couple ou sa valeur moyenne pouvait être déterminé avec des lois statistiques ayant pour variable la vitesse du vent.

L'interaction entre le vent et les pales du rotor de l'éolienne était négligé, cependant, les modèles des génératrices présentaient des équilibres dynamiques satisfaisants.

Les difficultés de l'exploitation de l'énergie éolienne conduisent beaucoup de chercheurs à développer différents types de simulateurs de turbines éoliennes du fait de la diversité des objets de préoccupations des projets. Cependant, même si les configurations des simulateurs sont distinctes, le problème majeur des émulateurs est que les caractéristiques statiques et dynamiques doivent être aussi proches que possible de celles des turbines simulées [10] et dont la structure de base est décrite à la figure 1.1. Cela exige, lors du développement des modèles, la prise en compte des éléments suivants : le caractère aléatoire du vent, l'inertie de la turbine et l'effet de sillage.

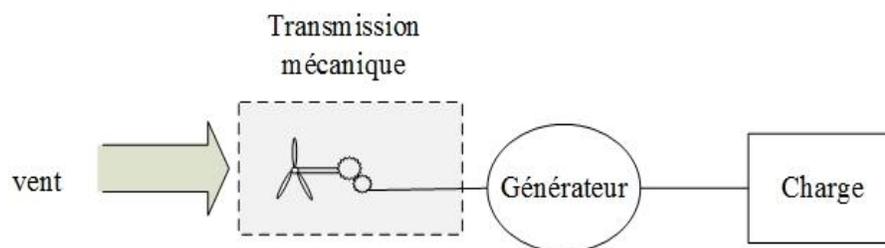


Figure 1.1 : Schéma de la transmission mécanique simplifié d'une conversion éolienne

La plupart des émulateurs éoliens sont mis sur pied selon une structure basée sur le moteur à courant continu [11-13]. Le choix de ce type de moteur découle du fait que le couple de sortie est une variable proportionnelle au courant des armatures, c'est-à-dire que la valeur de référence pour le courant des armatures est calculée en fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation du rotor. De cette façon, en contrôlant le courant, on contrôle le couple aérodynamique développé par la turbine sur son arbre. Cependant les fluctuations du couple ne sont pas prises en compte par ce modèle, même si l'effet de sillage est considéré, on peut citer dans ce cas la référence [14]. En plus, la différence entre l'inertie du rotor et celle du moteur à courant continu rend imprécise l'étude de la vitesse du vent et des variations de charge sur le rotor. En raison de leur grande taille et de la nécessité

d'effectuer des maintenances, les balais alimentant l'enroulement du rotor en courant continu subissent des frottements qui entraînent l'usure du collecteur à bagues et des charbons. De ce fait, les moteurs à courant continu sont de plus en plus abandonnés. Dans la référence [15], un onduleur à transistors IGBT alimentant une machine asynchrone est utilisé à la place du moteur à courant continu pour simuler une turbine éolienne. Les auteurs de la référence [16] insèrent un microcontrôleur à la structure de l'émulateur pour déterminer le couple sur l'arbre de la turbine. Un code écrit en langage C représentant un générateur de vitesse de vent, un modèle de turbine éolienne et la vitesse de rotation du moteur asynchrone constituent la structure du simulateur permettant d'obtenir le couple d'un aérogénérateur réel. Un contrôle sur les courants du stator et la fréquence de référence de l'onduleur permet d'accéder à une régulation du couple. Dans l'historique des simulateurs, on rencontre des émulateurs usant d'un autre type de machine, à savoir les servomoteurs [17, 18]. Par opposition aux machines à courant continu, les servomoteurs sont capables de recevoir des commandes en position angulaire pour être précis, ils donnent une position angulaire à l'arbre relié à son axe de rotation [19]. L'article de la référence [18] donne les détails d'un simulateur qui utilise un modèle mathématique pour transmettre un couple de référence à un sous-système électromécanique, ce dernier effectue un contrôle en boucle ouverte sur ce couple en corrigeant la fréquence de déviation du servomoteur. Souvent, les turbines sont reliées aux générateurs par un multiplicateur de vitesse qui permet de diminuer le couple et d'augmenter la vitesse de rotation de l'arbre. Mais le multiplicateur constitue une cause d'augmentation du coût de l'éolienne et des maintenances; en plus, il alourdit la nacelle [20, 21].

En vue de surmonter ces inconvénients du multiplicateur de vitesse, les machines synchrones à aimants permanents (MSAP) sont aussi utilisées. Ces machines gagnent en popularité par leur connexion directe avec la turbine éolienne, mais aussi par leur capacité d'auto-excitation permettant un meilleur facteur de puissance [22, 23]. Le choix de ce type de machines implique l'usage de composants d'électronique de puissance afin d'obtenir une source de tension adéquate à la sortie du système de conversion éolienne. Dans la référence [23], les auteurs ont travaillé avec un redresseur, un onduleur triphasé et un filtre

LC. En maintenant constante la tension du côté continu, celle de l'onduleur triphasé l'est aussi quelle que soit la variation de la vitesse du vent. Dans la revue de littérature des simulateurs, il apparaît plusieurs approches dans la modélisation des turbines éoliennes. La méthode analytique, qui donne l'expression non linéaire du coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent est une des stratégies, c'est le cas dans la référence [6]. Une autre façon de faire consiste à recourir à la théorie de l'élément de pale afin d'implémenter un algorithme de calcul d'itérations des coefficients d'induction axiale et tangentielle. Toutefois cette démarche comporte des difficultés, surtout que la question de divergence dans le calcul des coefficients reste à résoudre; la référence [24] illustre cette méthode.

1.5 METHODOLOGIE

Dans le présent chapitre, il est expliqué la problématique et les raisons de la mise sur pied du simulateur de turbine éolienne. Pour résoudre cette problématique, une étude est d'abord effectuée exposant les différentes parties de l'architecture des systèmes de conversion éolienne existant dans la littérature, une présentation de la source éolienne est aussi faite. Afin de créer des conditions réalistes, un générateur de vitesse de vent est développé et qui est utilisé comme entrée du simulateur développé. Après avoir examiné l'aspect physique nécessaire à la compréhension de la théorie de l'élément de pale, une présentation du fonctionnement du logiciel PROPID est par la suite effectuée.

Ensuite, le simulateur des turbines éoliennes est développé en se basant sur une modélisation aérodynamique de ces dernières. La modélisation de la partie aérodynamique de l'éolienne constitue une partie importante dans la conception des simulateurs de turbines éoliennes. Dans le cadre de ce travail, nous avons adopté le programme PROPID, qui se base sur la théorie de l'élément de pale, pour déterminer les performances du rotor. Le code PROPID sert à générer les tables de données couple-vitesse de la turbine décrite dans le tableau 1.1 pour trois types de profils de pales (qui sont les S812, S813 et S814). Ensuite, grâce aux blocs Prelookup dans l'environnement MATLAB/SIMULINK, une interpolation

et une extrapolation de ces données sont effectuées. Ceci permet d'établir le modèle du simulateur de turbine éolienne permettant de générer facilement les caractéristiques statiques couple-vitesse.

Par la suite, le simulateur développé est couplé à une chaîne de conversion éolienne dans le but de faire des tests et des validations dans l'environnement MATLAB/SIMULINK. Cette chaîne est constituée d'une machine à aimants permanents, d'un redresseur, d'un hacheur, d'une charge et d'un système de commande. La machine à aimants permanents ainsi que les composantes d'électronique de puissance de la bibliothèque SimPowerSystems sont utilisées au niveau de la modélisation. De ce fait, un contrôle par la méthode de la recherche du maximum de puissance est réalisé. En plus, en maintenant le courant circulant du côté continu à sa valeur de référence en utilisant un hacheur dévolteur, la puissance aérodynamique est transférée à la charge d'une façon maximale malgré la variation de la vitesse du vent.

1.6 HYPOTHESES ET LIMITES

Afin de restreindre l'étude ci-présente, la modélisation et la simulation de n'importe quel type d'éolienne n'est pas l'objet du présent simulateur. Toutefois, l'approche développée peut être appliquée à n'importe quel type de turbine éolienne. En complément, l'analyse théorique du régime de démarrage ainsi que le contrôle des systèmes d'orientation et d'urgence des éoliennes ne sont pas considérés. Le calcul des paramètres du régulateur PID est effectué uniquement pour le contrôle de la vitesse de rotation et de la puissance de l'éolienne. Toutefois, on se concentre sur une turbine éolienne ayant les paramètres du tableau 1.1 et qui peut opérer avec une modification des variables suivantes : vitesse du vent, vitesse de rotation et angle de calage. D'un autre côté, la conception d'un logiciel pour l'analyse du fonctionnement en temps réel du simulateur n'est pas effectuée. Cependant, le simulateur sera intégré dans le futur à un banc d'essai éolien dans le laboratoire LREE et permettra ainsi de faire des tests en temps réel.

L'analyse numérique de l'effet des variations temporelles du vent sur les turbines éoliennes par un modèle aérodynamique nécessite un générateur de vitesse de vent. Pour cela, on postule que le vent est un processus aléatoire. La théorie de l'élément de pale divise la pale en plusieurs sections dans le but de déterminer leurs caractéristiques aérodynamiques. Cependant, bien que la norme de la vitesse du vent n'est pas la même dans toutes ces sections, on suppose que la vitesse du vent est constante tout au long des pales du rotor. Pour la machine à aimants permanents, les aimants du rotor induisent une variation de flux au niveau des bobines du stator entraînant l'apparition d'une force électromotrice. La variation du flux ainsi que la force électromotrice sont toutes considérées comme sinusoïdales pour le modèle de la génératrice. En plus, la saturation des matériaux magnétiques ainsi que les pertes fer sont considérées négligeables. Il est considéré aussi que les courants statoriques au niveau de la machine constituent un système triphasé équilibré.

1.7 ORGANISATION DU MEMOIRE

Afin de bien traiter la problématique, le travail est divisé en six chapitres et s'organise comme suit : après une introduction générale dans le chapitre 1, une analyse structurale des systèmes de conversion éolienne est présentée au chapitre 2. Ce dernier expose aussi l'étude effectuée sur la vitesse du vent, qui est considérée comme un processus aléatoire, et un générateur de vitesse de vent est développé.

Dans le chapitre 3, il est effectué une étude des théories du disque et de l'élément de pale puis une description du fonctionnement du code PROPID. Ce code est utilisé pour la modélisation des turbines éoliennes à la place des modèles mathématiques. Une présentation et une explication sont faites sur les différentes équations régissant les théories aérodynamiques telles que la théorie de l'élément de pale et la théorie du disque.

Le chapitre 4 présente les détails de développement du simulateur de turbine éolienne. Il présente aussi la modélisation des différents éléments constituant la chaîne de conversion éolienne utilisée pour la validation du simulateur développé.

Le chapitre 5, quant à lui, est consacré à l'implantation du simulateur dans le système de conversion éolien modélisé en considérant trois types de profils de pales. Ce chapitre présente aussi le développement de l'asservissement de l'ensemble du système par la méthode de l'extraction du maximum de puissance et le calcul des variables des lois de commande. Les résultats de simulation sont aussi exposés et discutés pour la chaîne de conversion éolienne considérée avec ou sans contrôle MPPT.

Finalement, au chapitre 6, une conclusion générale est présentée qui résume les différents travaux effectués sur l'ensemble des chapitres et des recommandations pour les travaux futurs.

CHAPITRE 2

GENERALITES SUR L'EOLIEN

2.1 INTRODUCTION

Avant d'examiner ou de traiter les aspects de la technologie des turbines éoliennes, il est important de présenter un petit historique de l'énergie éolienne. La force du vent peut atteindre une puissance extrêmement grande, c'est le cas dans les ouragans ou les tornades. Même avec des vents moyens, cette force a longtemps assisté les humains et a principalement servi à propulser les navires. La puissance du vent est aussi utilisée à des fins variées : dans le domaine agricole, pour moulin des grains ou irriguer les champs, mais encore de nos jours pour produire de l'électricité [25]. L'exploitation de l'énergie éolienne comme source d'énergie électrique a été négligée pendant un certain temps au profit des ressources traditionnelles. C'est seulement en 1973 que la plupart des pays développés ont adopté des politiques pour être moins dépendants en matière d'énergie fossile. D'importants programmes de développement des énergies renouvelables ont été instaurés. L'énergie éolienne, qui était autrefois uniquement transformée en énergie mécanique, est maintenant convertie en énergie électrique par le biais d'aérogénérateurs. Cette dernière application est devenue plus accessible grâce aux progrès technologiques dans le domaine d'électronique et d'électrotechnique, mais aussi grâce à une bonne compréhension des matériaux. Une première éolienne a été développée dans le sol canadien en 1975 par la société Hydro-Québec, une turbine à axe vertical de 40 kW [26].

En dépit du fait que l'éolien soit restreint aux régions où le vent souffle assez fort, la puissance installée a connu une croissance fulgurante au cours des 10 dernières années. La puissance installée en 2006 dans le monde était environ 74 GW (gigawatts), soit 48 GW en

Europe, 1 459 MW au Canada et 11,6 GW aux États-Unis [27]. Selon le Conseil Mondial pour l'énergie éolienne, l'éolien représentait 432,4 GW de puissance installée en 2015 avec un taux de croissance cumulative de 17 %. Comparé au solaire, avec 100 GW seulement, c'est la méthode de production d'énergie électrique qui montre la croissance la plus marquante parmi les énergies renouvelables [28]. Le tableau 2.1 établit pour 2012 un classement des pays qui exploitent le plus l'éolien à travers le monde, alors que la figure 2.1 montre la puissance éolienne installée dans le monde pour les quinze ans passés.

Ce chapitre présente les différentes structures et configurations des turbines éoliennes, mais aussi une analyse de leurs principes de fonctionnement. Ensuite, il sera montré les procédures suivies pour développer le générateur de vitesse de vent en traitant le vent comme une variable aléatoire. Cela permettra de simuler la turbine éolienne modélisée dans des conditions réalistes.

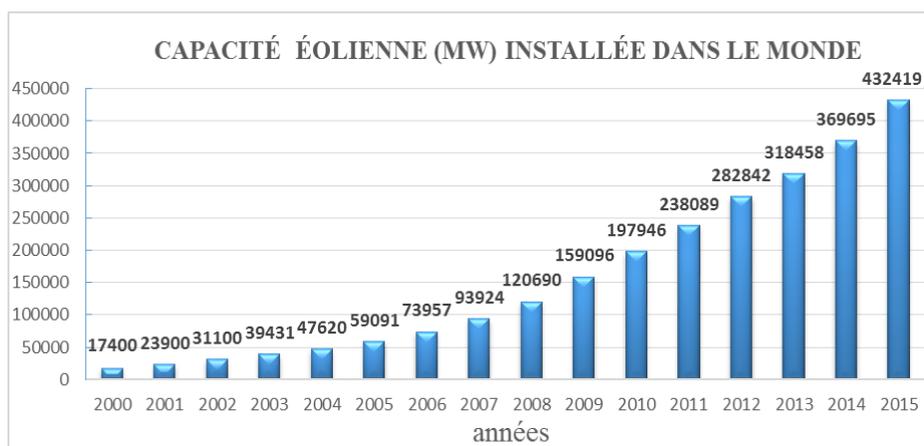


Figure 2.1 : Capacité d'énergie éolienne (en mégawatt) installée dans le monde durant les quinze dernières années [28]

Tableau 2.1 : Présentation des 10 premiers pays en matière d'énergie éolienne en 2015 [28]

Installation éolienne dans le monde		
Pays	Puissance installée (MW)	Pourcentage partagé (%)
République de Chine	145,104	33,6
États-Unis	74,471	17,2
Allemagne	44,947	10,4
Inde	25,088	5,8
Espagne	23,025	5,3
Royaume Uni	13,603	3,1
Canada	11,200	2,6
France	10,358	2,4
Italie	8,958	2,1
Brésil	8715	2
Reste du monde	66,951	15,5
Total des 10 premiers pays	365,468	84,5
Total mondial	432,419	100

2.2 CLASSIFICATION DES EOLIENNES SELON LES CONFIGURATIONS ET LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

Une éolienne (du grec « Éole » qui représente le maître du vent) est un dispositif destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en puissance mécanique. Les turbines éoliennes les plus répandues sont composées de pales en rotation autour du rotor. Sous l'action du vent, cette rotation entraîne un système produisant de l'électricité. Les éoliennes sont classées en deux grands types de turbines éoliennes tel que présenté dans la figure 2.2 : celles à axe vertical (VAWT) et celles à axe horizontal (HAWT). D'autres configurations plus mythiques (profils oscillants, aube mobile, profil en translation) ont été créées, mais elles n'ont jamais abouti à une quelconque industrialisation.

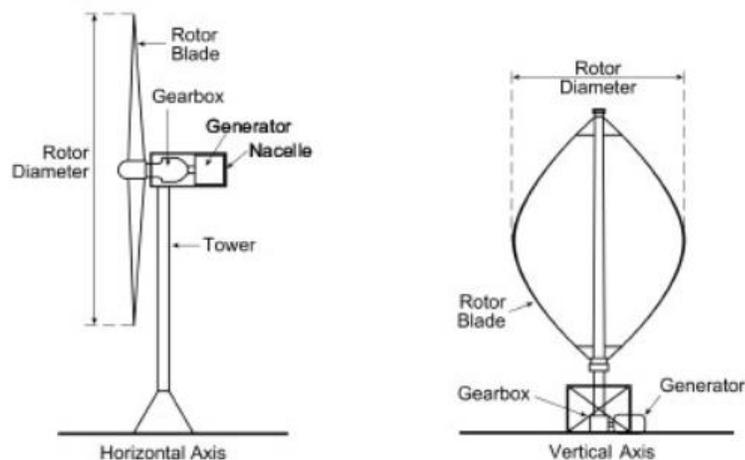


Figure 2.2 : Éolienne à axe horizontal et éolienne à axe vertical [29]

2.2.1 Aérogénérateur à axe vertical

Le principe des turbines éoliennes à axe vertical utilise une technologie bien ancienne qui date de plus de 4000 ans, le rotor tourne autour d'un axe vertical à la différence des aérogénérateurs à axe horizontal. Il existe deux principales catégories d'éoliennes à axe vertical : les types Darrius et les types Savonius. Deux différents principes sont mis en œuvre par ces types de machines, soit la traînée différentielle et la variation cyclique d'incidence. Généralement, une éolienne à axe vertical se compose d'un rotor avec plusieurs pales, d'un multiplicateur de vitesse ainsi que d'une génératrice située le plus souvent au sol.

2.2.1.1 Trainée différentielle (type Savonius)

Le fonctionnement de base de ce genre d'aéromoteur est pratiquement semblable à celui d'un anémomètre : l'écoulement de l'air sur deux corps en forme de demi-cylindre génère des forces différentes sur ces deux corps, une grande force dans le sens de l'écoulement et une autre force plus faible en sens opposé. Comme le montre la figure 2.3, la force de trainée est plus intense dans la zone concave que dans la zone convexe. Il en

résulte alors un couple moteur qui met en rotation le rotor, ce couple est appliqué à un générateur afin de produire du courant électrique. La reproduction de cette technologie est le rotor de type Savonius, du nom de son inventeur finlandais Johannes Savonius qui l'a breveté vers la fin des années 1920 [30].

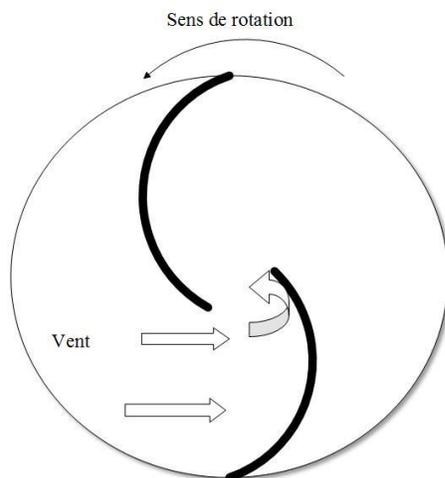


Figure 2.3 : Rotor éolien de type Savonius [31]

2.2.1.2 Variation cyclique d'incidence (type Darrieus)

Tout comme la théorie de l'élément de pale, la variation cyclique d'incidence repose sur les caractéristiques aérodynamiques des profils des pales. Alors que la traînée différentielle s'appuie sur une différence d'intensité de force appliquée de part et d'autre d'un objet, le principe de la variation cyclique d'incidence se rapporte à une autre idée. Les profils de cette configuration sont placés de manière à ce qu'ils fassent des angles d'incidence par rapport au sens de l'écoulement de l'air, afin de générer des forces d'intensité et de direction différentes. À partir des forces de portance, qui apparaissent sur les profils, il va résulter un couple moteur qui fera tourner le rotor. Comme le montre la figure 2.4, cela définit la notion sur laquelle s'appuie le fonctionnement des éoliennes de type Darrieus qui ont été inventées et brevetées en 1931 par le français George Darrieus, ingénieur en aéronautique.

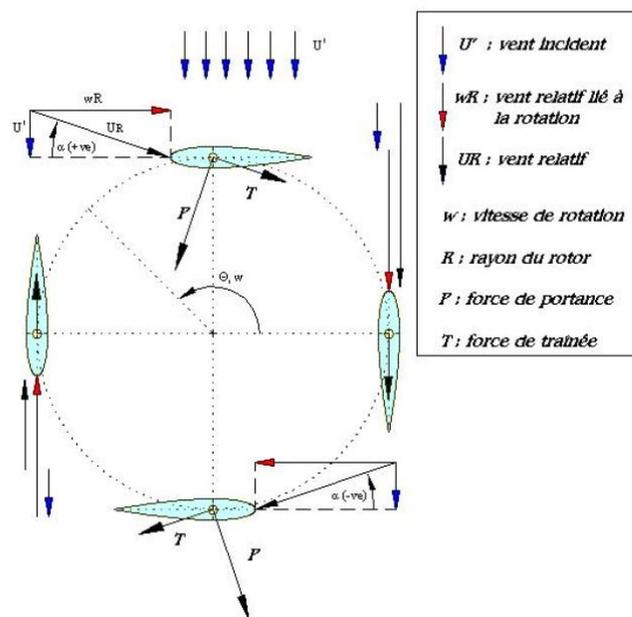


Figure 2.4 : Principe de fonctionnement d'un rotor éolien de type Darrieus [32]

2.2.1.3 Avantages et inconvénients des aérogénérateurs à axe vertical

Plusieurs facteurs ont joué en faveur des machines à axe vertical et il n'est pas étonnant de constater que leur exploitation a évolué de plus en plus. Selon l'auteur de la référence [33], de nos jours, plusieurs universités dirigent encore leurs recherches vers le développement de ce type d'éolienne précisément pour améliorer le design, surtout au niveau urbain. Parmi les facteurs en faveur de ces machines, on peut citer le fait qu'elles sont faciles à construire et sécuritaires. Il faut aussi noter que les éoliennes à axe vertical sont généralement implantées à même le sol. Cet aspect leur confère plus d'aptitudes, par rapport aux turbines éoliennes à axe horizontal, c'est-à-dire la capacité à supporter les turbulences du vent et être aussi insensibles à la direction du vent.

Par contre, du fait de leur faible rendement par rapport aux éoliennes à axe horizontal [34], en plus de la surface occupée au sol, leur utilisation convient mieux à un usage domestique. Les deux principes de fonctionnement intrinsèque des turbines éoliennes à axe

vertical font appel à la rotation des pales, cela indique que l'aéromoteur ne possède pas de démarrage autonome. Il est donc nécessaire de disposer d'un système d'amorçage.

2.2.2 Aérogénérateur à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus répandues. À l'instar des moulins à vent, les pales du rotor sont placées de façon à capter l'écoulement de l'air et servent à générer un couple de rotation, ce dernier est utile pour entrainer une génératrice qui produit de l'électricité. Plus rentables, moins encombrantes au sol et parfaitement autonomes au démarrage, ces éoliennes munies généralement de trois pales peuvent délivrer des puissances électriques de plusieurs mégawatts. Tout comme les machines à axe vertical, les turbines éoliennes à axe horizontal se classent aussi en deux grandes catégories comme le montre la figure 2.5 : les turbines en amont et celles en aval du vent.

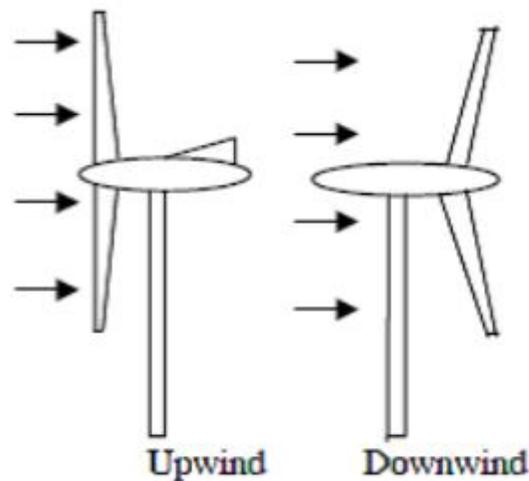


Figure 2.5 : Les deux configurations d'éoliennes à axe horizontal (Upwind pour type amont et Downwind pour type aval) [35]

Les éoliennes en amont du vent ont leurs pales placées devant la tour et constituent, à la base, le design de la majeure partie des turbines éoliennes. Celles-ci ont l'avantage de ne pas avoir un vent perturbé dans son incidence par la tour. Toutefois, cette configuration exige des pales rigides, placées à une certaine distance de la tour, pour éviter toute collision

de celles-ci avec la tour. En plus, du point de vue performances, l'aéromoteur de ces éoliennes nécessitent un système d'orientation pour faire face au vent.

Contrairement aux éoliennes en amont du vent, les éoliennes en aval du vent ont la surface de leur rotor inclinée, ce qui leur permet de s'orienter automatiquement sous le vent. Elles ont l'avantage de ne pas s'encombrer de dispositif d'orientation, dans la mesure où une turbine de cette configuration est capable de se diriger en conformité avec l'écoulement de l'air. En plus, les turbines en aval du vent sont construites avec des pales plus flexibles, mais l'inconvénient c'est que la présence de la tour affecte l'incidence du vent sur les pales, ce phénomène est aussi appelé effet d'ombre de la tour.

Comme le montre la figure 2.6, de manière générale, on peut considérer que l'éolienne, de type amont, est composée de quatre grandes parties : la fondation, la tour, la nacelle puis le rotor.

- La fondation : elle a pour but de maintenir en équilibre la tour, elle est assise sur un sol homogène. La fondation est généralement constituée entièrement de béton coulé;
- La tour : son rôle est de maintenir en hauteur la combinaison rotor-nacelle de sorte que l'effet de turbulence du vent, qui se fait ressentir près du sol, n'affecte pas la production des éoliennes. La tour participe ainsi à une optimisation d'énergie captée. On distingue trois types de tours : la tour en treillis, celle en hauban et celle tubulaire ;
- La nacelle : elle sert de logement au système de conversion de l'énergie mécanique de rotation en énergie électrique. Le système intègre plusieurs éléments dont le générateur, le multiplicateur, le dispositif d'orientation, le frein et le contrôleur ;
- Le rotor : le rotor d'une éolienne à axe horizontal est une hélice constituée de trois pales en général, l'utilisation du rotor à trois pales est prédominant dans l'ensemble des machines de puissance supérieure à 30 kW et représente environ 80 % du

marché mondial [30]. Les pales de l'aéromoteur tournent autour d'un axe horizontal, à savoir le moyeu.

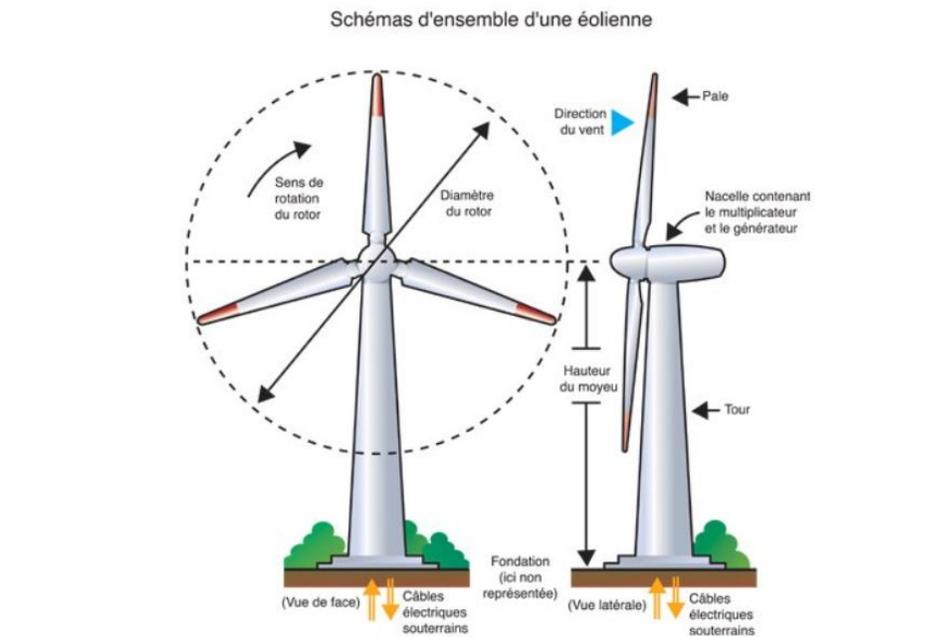


Figure 2.6 : Illustration des différentes parties d'une éolienne [36]

2.2.3 Machines électriques

La structure d'un système de conversion éolienne comprend principalement une machine électrique (génératrice), une composante qui permet de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique. Son choix dépend de plusieurs paramètres tels que la puissance désirée et le domaine d'application. Parmi les types de machines considérées au niveau éolien, on distingue les machines à courant continu, les machines synchrones et les machines asynchrones.

2.2.3.1 Machines à courant continu

Ce type de générateur est utilisé pour de faibles puissances, il peut remplir les exigences de base comme chargeur des batteries et d'accumulateurs. Le courant continu est

obtenu par l'utilisation d'un système de redressement naturel des tensions de l'induit (système collecteur-balais). Durant ces dix dernières années, ces machines étaient les génératrices de base des simulateurs éoliens. Cependant, du fait de leurs grandes dimensions et de la nécessité de maintenance, elles sont de plus en plus abandonnées dans le domaine éolien [10].

2.2.3.2 Machines synchrones

Le terme synchronisme peut s'expliquer comme suit : un aimant tourne autour d'une boussole (aiguille aimantée), cette dernière se met en rotation avec la même vitesse que celle de l'aimant. Les machines synchrones regroupent tous les dispositifs dont la vitesse de rotation de sortie est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Il existe deux types de machines synchrones qui sont généralement utilisées au niveau des éoliennes. Ce sont : les machines synchrones à rotor bobiné et les machines synchrones à rotor à aimants permanents (MSAP). Les machines synchrones à aimants permanents sont plus avantageuses que les machines asynchrones pour les faibles puissances; parmi ces avantages, on peut citer un meilleur rendement et un plus grand facteur de puissance [22]. En plus, contrairement aux machines asynchrones, il peut être intéressant d'utiliser un nombre élevé de pôles afin d'éliminer la boîte de vitesse. Cette configuration est appelée transmission directe ou attaque directe (sans boîte de vitesse). Cette stratégie réduit les pertes mécaniques et le bruit que peut créer une boîte de vitesse [4]. Les intérêts de la machine synchrone et la facilité d'utiliser des convertisseurs statiques d'électronique de puissance pour récupérer le maximum de puissance d'une turbine éolienne font que notre choix est porté sur cette génératrice pour la validation du simulateur éolien développé au niveau de ce mémoire.

2.2.3.3 Machines asynchrones

Comme les autres machines, la machine asynchrone peut fonctionner en génératrice dans les éoliennes pour la production de l'énergie électrique. Il existe deux types de machines asynchrones : les machines asynchrones à rotor bobiné et les machines asynchrones à cage d'écureuil. Les machines asynchrones sont de loin les plus utilisées dans l'industrie et même dans les éoliennes à vitesse variable [23]. Dans son fonctionnement, la machine asynchrone fonctionnant en moteur est alimentée au stator (au niveau des bobines) par un réseau alternatif triphasé, ces bobines créent un champ tournant à une certaine vitesse. Le fonctionnement en génératrice est semblable à celui du moteur sauf que la machine doit être excitée au stator. La vitesse de rotation du champ tournant est proportionnelle à la fréquence du courant alternatif par la relation suivante :

$$n_s = \frac{120f_s}{p} \quad (2.1)$$

Où n_s est la vitesse de rotation du champ statorique (en RPM), f_s est la fréquence du courant (en Hz) et p est le nombre de pôles.

Le rotor de la machine asynchrone (rotor bobiné ou cage d'écureuil) soumis à l'action du champ tournant au stator génère un autre champ magnétique tournant à la même vitesse que celui du stator. L'interaction entre ces deux champs magnétiques permet de créer le couple de la machine selon l'équation suivante :

$$t = k(\vec{B}_r \otimes \vec{B}_s) \quad (2.2)$$

Où \vec{B}_s est le champ tournant statorique et \vec{B}_r est le champ induit rotorique.

Le couple créé donne une accélération au mouvement de rotation du rotor jusqu'au point d'équilibre de l'entraînement.

2.3 REPRESENTATION DE LA SOURCE EOLIENNE

2.3.1 Potentiel éolien

Avant d'examiner le fonctionnement du simulateur, il convient tout d'abord de se pencher sur la source même de l'énergie éolienne : le vent. En effet, la croissance de l'usage des turbines éoliennes va de pair avec la nécessité d'avoir des simulateurs éoliens qui permettent de reproduire, à peu près et le plus fidèlement possible, les mêmes résultats qu'une éolienne réelle. La capacité d'établir une bonne estimation des performances d'un système de conversion éolienne passe par une excellente description des variations du vent. Il existe des méthodes pour caractériser le potentiel énergétique éolien, en récoltant sur un certain site des données de vitesses de vent par intervalle de temps et pour une durée donnée. Ces données permettront de caractériser un site en déterminant les paramètres de la distribution de Weibull. Ces paramètres sont importants en matière de bonne gestion de projet d'implantation d'éolienne, mais ne donnent aucun renseignement sur la variation temporelle de la vitesse du vent.

La région de l'espace, pour une hauteur inférieure à 100 m, où les forces de frottement causées par la rugosité du sol sont importantes, est nommée la couche limite [37]. Une des représentations des fluctuations temporelles de la vitesse du vent au niveau de la couche limite est le modèle de Van der Hoven. Cette modélisation est schématisée à la figure 2.7. Celle-ci indique la fréquence d'apparition des pics les plus importants agissant sur la variation de la vitesse du vent. Ce modèle permet d'identifier les deux composantes de la vitesse du vent : la composante lente (basse fréquence) et la composante turbulente (haute fréquence) [38].

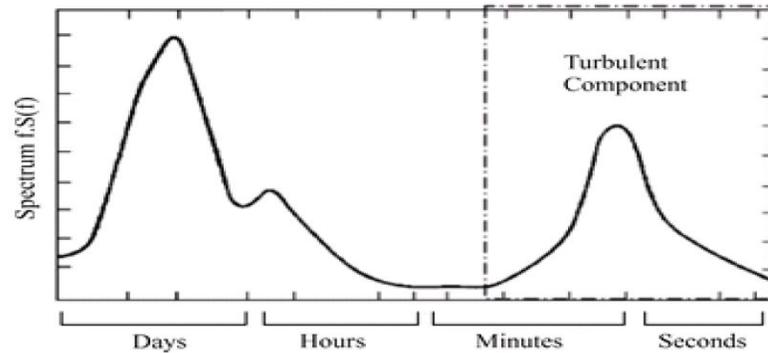


Figure 2.7 : Spectre de la vitesse du vent de Van der Hoven [39]

Dans le souci de placer notre simulateur dans les conditions les plus proches de la réalité, il est nécessaire de considérer le vent comme un processus aléatoire non stationnaire. Un générateur de vent aléatoire a été développé dans le but d'avoir un simulateur capable de reproduire le comportement d'un aérogénérateur. Pour créer ce générateur, il faut étudier le vent comme un processus stochastique composé de deux parties : la vitesse moyenne du profil de vent et une partie turbulente qui oscille autour de cette moyenne.

2.3.2 Turbulence

La turbulence est une fluctuation rapide de la vitesse du vent, généralement pour une durée inférieure à 10 minutes. Le spectre de turbulence décrit les variations de la vitesse du vent dans le domaine fréquentiel. Il existe plusieurs formulations de la densité spectrale du vent, deux représentations du spectre de la turbulence sont communément utilisées pour des simulations numériques du vent le spectre de Von Karman et celui de Kaimal définis comme suit :

- Le spectre de Von Karman [40]

$$f \cdot s_{vv} / \sigma^2 = \frac{4 \cdot f \cdot L_{1t} / v_{moy}}{\left(1 + 70.8(f \cdot L_{1t} / v_{moy})^2\right)^{5/6}} \quad (2.3)$$

- Le spectre de Kaimal [40] :

$$f \cdot s_{vv} / \sigma^2 = \frac{4 \cdot f \cdot L_{2t} / v_{moy}}{\left(1 + 6 \cdot f \cdot L_{2t} / v_{moy}\right)^{5/3}} \quad (2.4)$$

Où L_{1t} désigne la longueur de la turbulence en mètre. Tout comme la longueur de la turbulence, l'intensité de la turbulence I_t est un facteur adimensionnel qui permet de mesurer le degré de turbulence et qui est fonction de la vitesse moyenne du vent v_s . Le paramètre I_t est défini par :

$$I_t = \frac{\sigma}{v_s} \quad (2.5)$$

Les paramètres dynamiques, l'intensité et la longueur de la turbulence peuvent être calculés ou simulés par des standards. Par exemple, l'organisme *Danish Standard National* définit ces paramètres par [25] :

$$I_t = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.6)$$

$$L_{1t} = 500 \text{ m si } z \geq 30 \text{ m} \quad \text{et} \quad L_{1t} = 5 \cdot z \text{ si } z < 30 \text{ m} \quad (2.7)$$

Le paramètre z représente la hauteur en mètres à laquelle est calculée la vitesse du vent alors que le paramètre z_0 représente la longueur de rugosité du sol en mètres (voir le tableau 2.2 pour des exemples).

Tableau 2.2 : Différentes longueurs de rugosité en fonction des terrains

Propriétés du sol		
Terrains	Index énergétique (%)	Longueur de rugosité (m)
Plan d'eau	100	0,0002
Terrain plat	73	0,00024
Champs découverts	52	0,03
Zone rurale avec haie	45	0,055
Grande ville avec tours	13	1,6

L'article d'A.D. Diop [41] conçoit le principe de génération de vitesse du vent comme un processus aléatoire non stationnaire. Le choix est porté sur la même démarche de cet article et qui est illustrée par la figure 2.8. Cette démarche consiste à ajouter à une vitesse moyenne du vent, qui est la composante lente, une perturbation qui n'est rien d'autre que sa composante rapide. Dans le souci d'élaborer un modèle représentatif de l'équation (2.3), la perturbation est générée à l'aide d'un bruit blanc qui passe par un filtre rationnel. La fonction de transfert du filtre rationnel déduite du spectre de Von Karman est définie par :

$$H(j\omega_a) = \frac{K_f}{(1 + j\omega_a T_f)^{5/6}} \quad (2.8)$$

Le filtre est caractérisé par son gain K_f et sa constante de temps T_f , ces paramètres peuvent être déterminés par les relations (2.9) et (2.10) suivantes. La présence de la puissance (5/6) au niveau du dénominateur de la fonction de transfert du filtre rationnel rend difficile l'implantation du filtre dans l'environnement Simulink. Une approximation d'ordre rationnel s'impose alors pour la simulation de la composante turbulente du vent [42].

$$T_f = \frac{L_{1t}}{v_s} \quad (2.9)$$

$$K_f = \sqrt{\frac{2 \cdot \pi \cdot T_f}{\beta\left(\frac{1}{2}, \frac{1}{3}\right) T_s}} \quad (2.10)$$

Le paramètre T_s correspond à la fréquence d'échantillonnage du signal (fluctuation rapide) et β correspond à la fonction mathématique du même nom. Pour un point fixe de référence correspondant au spectre de Von Karman, une bonne approximation du filtre rationnel de second ordre est produite [25] et exprimée par la relation suivante :

$$H_t(s) = K_f \cdot \frac{m_1 T_f s + 1}{(T_f s + 1)(m_2 T_f s + 1)} \quad (2.11)$$

Où les constantes prennent les valeurs typiques suivantes [25]: $m_1 = 0.4$ et $m_2 = 0.25$. Il est aussi nécessaire d'ajuster la variance du site choisi pour la simulation en faisant un produit de la vitesse moyenne avec l'intensité de la turbulence.

2.3.3 Modèle de génération de vitesse du vent

Après avoir énoncé les variabilités caractérisant le vent, un générateur de vitesse de vent est mis au point pour donner une bonne description des variations à long et moyen terme du processus aléatoire qu'est la vitesse du vent. La figure 2.8 illustre la constitution du générateur de vitesse du vent. Le bruit blanc produit est filtré par le signal du filtre rationnel caractérisé par ses paramètres T_f et K_f , le produit de la sortie (filtre) avec la déviation standard σ_f est additionné à la vitesse moyenne. La figure 2.9 illustre la variation du profil de vent et les paramètres du générateur qui sont les suivants :

- Hauteur : 12 m
- Variance : 1.7
- Rugosité : 0.0024

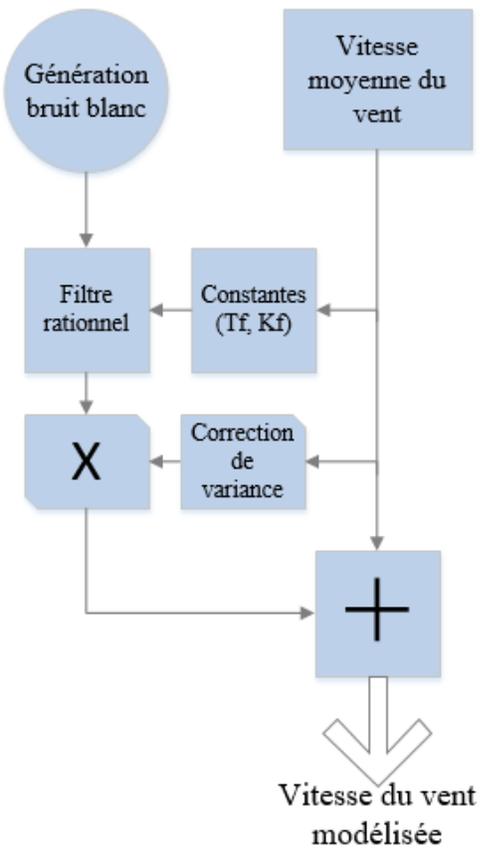


Figure 2.8 : Diagramme de génération de vitesse du vent

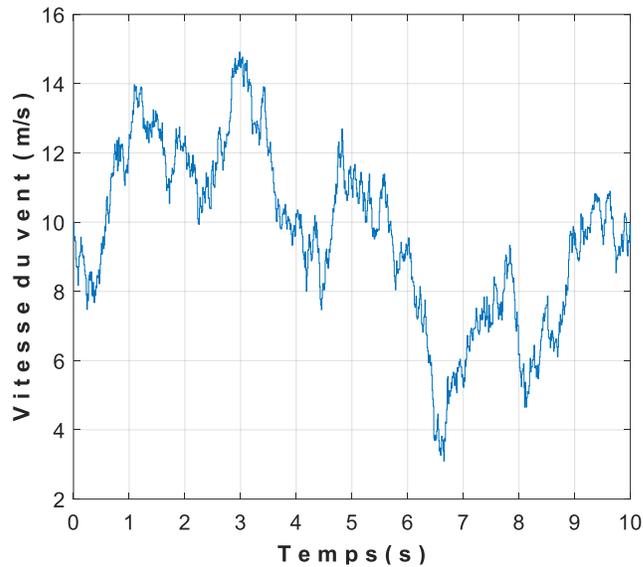


Figure 2.9 : Exemple de profil de vent généré sous Matlab/Simulink ayant une vitesse moyenne de 10 m/s

2.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, une brève description des types d'éoliennes, de leurs différentes configurations ainsi que les principes de fonctionnement ont été présentés. Par ailleurs, une étude de la ressource éolienne a permis de mieux comprendre la variable aléatoire de l'éolien : le vent. Le modèle de génération de vitesse du vent développé et présenté dans cette section prend en compte les fluctuations dynamiques du vent agissant sur le rotor de l'éolienne. Ce générateur aide à placer le simulateur dans les conditions les plus réalistes. La suite est d'analyser la démarche de modélisation des turbines éoliennes adoptée dans ce mémoire pour le développement du simulateur à savoir la théorie de l'élément de pale.

CHAPITRE 3

THÉORIE AERODYNAMIQUE DES TURBINES EOLIENNES

3.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente les détails d'une approche analytique pour la modélisation aérodynamique des turbines éoliennes. Les méthodes de calcul existantes permettent d'étudier les aéromoteurs à axe horizontal mais elles fournissent aussi une prédiction des performances de ces machines. L'étude de l'aérodynamisme des turbines éoliennes se fait principalement selon deux théories : la théorie du disque et la théorie de l'élément de pale. Ainsi, ce présent chapitre offre un bref survol de ces deux théories qui sont plus détaillées au niveau du livre de la référence [43]. Il expose aussi le fonctionnement du logiciel PROPID basé sur la théorie de l'élément de pale. Les nouveaux développements de ce travail de recherche seront exposés au prochain chapitre.

3.2 THEORIE DU DISQUE

Pour l'étude aérodynamique des turbines éoliennes, il convient tout d'abord de se pencher sur l'analyse du modèle de turbine avec un rotor idéal avant d'examiner en détail la pale divisée en plusieurs éléments. La turbine éolienne a pour fonction de transformer, à l'aide de sa composante aérodynamique qui désigne le rotor, l'énergie cinétique du vent en une énergie de rotation et cette dernière est utilisée à son tour par une génératrice pour fournir une puissance électrique. Par une modélisation simple, si on se réfère aux travaux de Betz (1926), on peut déterminer la puissance de sortie d'un rotor idéal, mais aussi la force de traînée du vent sur le rotor [43]. La théorie du disque est une étude analytique

permettant de déterminer les champs de pression et de vitesse de part et d'autre d'une turbine éolienne comme le montre la figure 3.1.

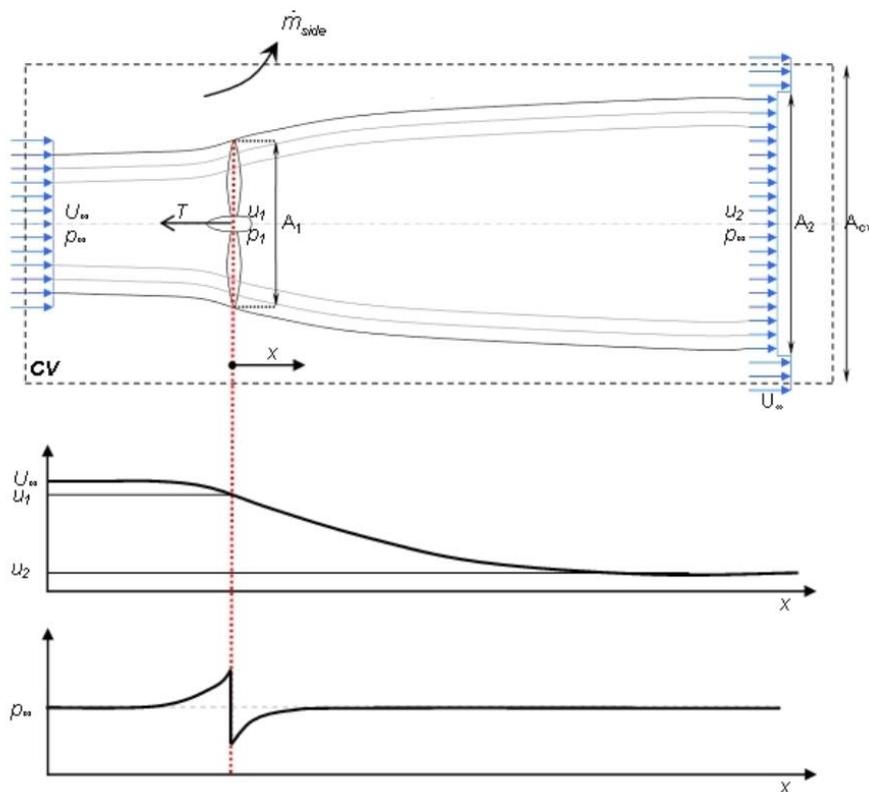


Figure 3.1 : Exemple de la forme générale des champs de pression et de vitesse [44]

Cette première approche consiste à étudier la quantité d'énergie captée par le rotor en observant la différence entre la quantité d'énergie incidente sur le disque en question et celle qui le traverse. Comme moyen d'étude, elle peut nous permettre d'entamer une discussion sur les limites de performances et sur le coefficient de puissance et le coefficient de trainée des éoliennes, mais elle ne constitue en aucun cas un outil pour le dimensionnement d'une éolienne.

Cette démarche met en relation les vitesses et les pressions loin en amont puis loin en aval. En examinant le contrôle de volume comme le montre la figure 3.2, le rotor de la

turbine éolienne est remplacé par un disque plein en se basant sur les suppositions suivantes [43] :

- Absence de frottement ;
- Écoulement de l'air incompressible, homogène et stationnaire ;
- Nombre de pales infini (disque plein) ;
- Sillage sans rotation ;
- Trainée uniforme sur la surface du disque ;
- Pression statique en amont et en aval égale à la pression atmosphérique.

3.2.1 Force axiale

Trois facteurs importants déterminent le rendement entre l'énergie du vent et l'énergie captée par le rotor. Ces facteurs sont la densité de l'air ρ , la surface balayée par le rotor S et la vitesse du vent V . La puissance brute et totale disponible dans le vent peut s'exprimer comme suit :

$$P_{disponible} = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (3.1)$$

En considérant le contrôle de volume entourant le rotor de la turbine, on peut appliquer les équations de Bernoulli en considérant les hypothèses citées précédemment. La figure 3.2 illustre un rotor idéal représenté par une turbine éolienne avec un nombre infini de pales. On peut d'abord appliquer le théorème d'Euler en négligeant l'effet de la pesanteur sur le modèle.

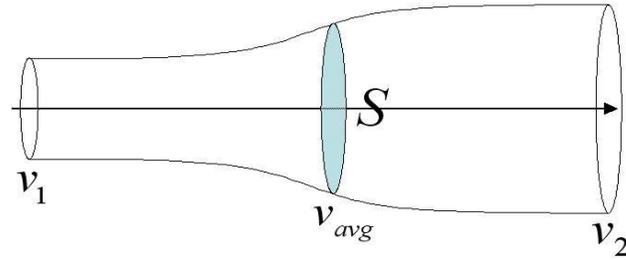


Figure 3.2 : Modèle de disque pour un rotor d'éolienne [45]

La variation de pression est liée à celle de la vitesse d'un élément de fluide par l'égalité :

$$dp = -\rho V dV \quad (3.2)$$

En intégrant l'égalité (3.2) entre deux points du volume de contrôle, on obtient :

$$p_1 + \frac{\rho}{2} V_1^2 = p_{avg} + \frac{\rho}{2} V_{avg}^2 \quad (3.3)$$

$$p_{avg} + \frac{\rho}{2} V_{avg}^2 = p_2 + \frac{\rho}{2} V_2^2 \quad (3.4)$$

D'où l'on tire la différence de pression :

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_2^2) \quad (3.5)$$

En introduisant le flux massique ainsi que son équation de continuité appliquée aux équations (3.3) et (3.4), on peut trouver une relation assez intéressante (3.6).

$$V_{avg} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (3.6)$$

Cette égalité montre que, pour le modèle de la théorie du disque, la vitesse sur le plan du rotor est la moyenne de la vitesse du vent à l'entrée et à la sortie du domaine d'étude du modèle de disque. Par définition, l'induction axiale a est donnée par la relation :

$$a = \frac{V_1 - V_{avg}}{V_1} \quad (3.7)$$

En introduisant le coefficient d'induction axiale dans l'équation (3.6) et en supposant que la vitesse du vent juste en amont du rotor est la même que celle juste en aval et que les pressions loin en amont et en aval sont identiques (tel que les auteurs de la référence [43] l'ont énoncé), on obtient les relations (3.8) et (3.9).

$$V_{avg} = V_1(1 - a) \quad (3.8)$$

$$V_2 = V_{avg}(1 - a) = V_1(1 - 2a) \quad (3.9)$$

La puissance élémentaire récupérée par la turbine éolienne devient la différence entre l'énergie cinétique en amont et celle en aval du rotor de la turbine si on prend une surface élémentaire ds sur le rotor. Cette puissance est exprimée par :

$$dP = \frac{1}{2} \rho V_{avg} (V_1^2 - V_2^2) ds \quad (3.10)$$

En rappelant la puissance disponible dans le vent dans (3.1), les performances d'une turbine éolienne sont déterminées par des nombres adimensionnels appelés coefficient de puissance, noté C_p , et coefficient de traînée, noté C_t . Ces coefficients sont définis comme suit :

$$C_t = \frac{T_{récupérés}}{T_{disponible}} = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho V^2 S} = 4a(1 - a) \quad (3.11)$$

$$C_p = \frac{P_{récupérés}}{P_{disponible}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho S V^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (3.12)$$

3.2.2 Puissance maximale et limite de Betz

La quantité d'énergie récupérée par le rotor est proportionnelle à la vitesse d'écoulement de l'air lors de la traversée du rotor. Il suffit de prendre pour exemple le cas où toute l'énergie du vent est captée : cela entraînerait un arrêt du mouvement de l'air au-delà du rotor, évènement physiquement impossible en pratique. La théorie globale de l'aéromoteur à axe horizontal a été introduite en premier par les auteurs de la référence [46] dans les années 1930. D'après leurs hypothèses, puisque le coefficient C_p est un rendement aérodynamique, il est intéressant de déterminer son maximum afin de connaître la puissance maximale susceptible d'être extraite de l'air. À la figure 3.3, un graphique tiré de l'organisme *Danish Wind Industry Association* (Association danoise de l'industrie éolienne) illustre pour différentes vitesses de vent la distribution d'énergie éolienne (densité de puissance) disponible et récupérable pour un site donné. Dans cette figure, la puissance totale disponible dans le site éolien est représentée (troisième courbe au-dessus l'axe horizontal), la puissance théoriquement récupérable est représentée (seconde courbe au-dessus de l'axe horizontal), tandis que la puissance réellement récupérable par une éolienne sur ce site est illustrée (première courbe au-dessus de l'axe horizontal). La densité de puissance est calculée par les auteurs de la référence [47] sur un site où la vitesse moyenne du vent est 7 m/s et le paramètre de Weibull k est égal à 2. Le paramètre k est une des principales variables permettant de définir la distribution de Weibull. Cette distribution peut être utilisée pour modéliser des processus aléatoires comme la vitesse du vent et est bien détaillée dans la thèse de J.L Retiveau [48]. L'aire de la courbe en bleu donne une représentation de la limite établie par la loi de Betz en relation avec le coefficient de puissance décrit par l'équation (3.12). Cette limite peut être obtenue à partir de :

$$\frac{dC_p}{da} = 0 \quad (3.13)$$

Cette valeur limite est obtenue pour $a=1/3$ qui correspond à une valeur du coefficient de puissance C_p tel que :

$$C_p = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (3.14)$$

Cette valeur maximale est appelée limite de Betz, il s'agit d'une limite théorique. En pratique, cette valeur n'est toujours pas atteinte par les turbines éoliennes conçues de nos jours en raison :

- De l'effet de sillage juste en aval du rotor ;
- Du nombre limité des pales ;
- Des pertes de puissance à l'extrémité des pales.

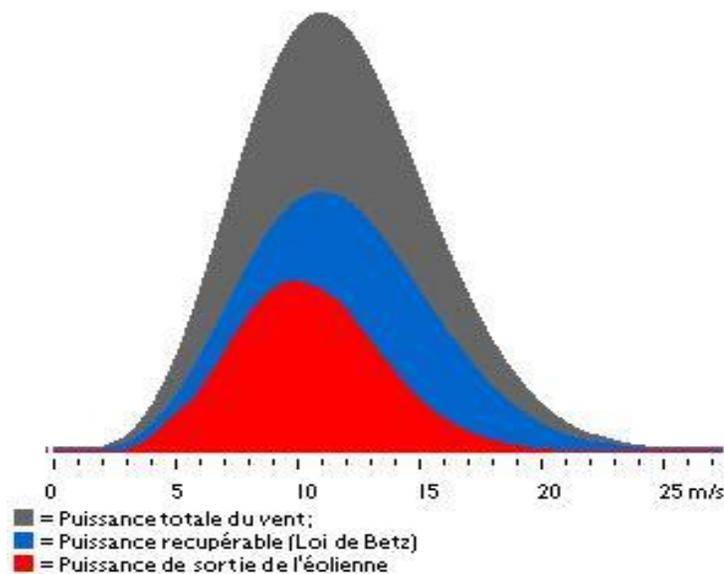


Figure 3.3 : Densités de puissance pour un site éolien à des vitesses de vent variables [47]

La figure 3.4 présente la variation du coefficient de puissance C_p et du coefficient de trainée C_t en fonction de l'induction axiale a . Ces courbes sont tracées en appliquant les équations (3.11) et (3.12). Comme le montre cette figure, le coefficient de puissance passe par son maximum pour un coefficient d'induction axiale $a = 0,333$ et prend la valeur de $C_p = 0,593$, plus précisément $16/27$. Le coefficient de trainée quant à lui présente un maximum de $C_t = 1$ pour $a = 1/2$. Toutefois, si on se réfère à l'équation (3.9), une valeur de $a = 1$

donnerait une vitesse de vent négative à la sortie, ce qui est physiquement impossible. C'est pour cette raison que la théorie du disque est valide uniquement pour des valeurs du coefficient d'induction axiale comprises entre 0 et 1/2.

Dans la théorie du disque, le nombre de pales, l'angle de calage, qui est l'angle entre l'axe longitudinal du profil aérodynamique et la direction de la vitesse du vent relative, et les profils aérodynamiques ne sont pas pris en considération. L'étude de ces différents paramètres permettra d'avoir une approche beaucoup plus réaliste.

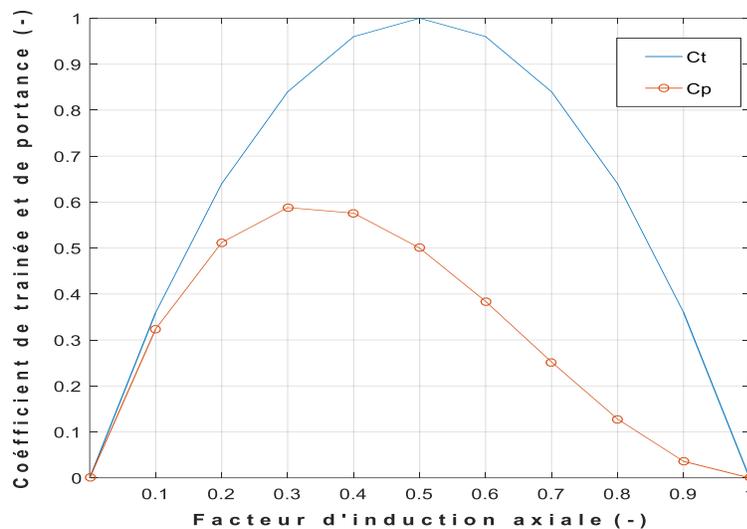


Figure 3.4 : Variation des coefficients de puissance et de traînée en fonction de l'induction axiale a

3.3 THEORIE DE L'ELEMENT DE PALE

Dans la précédente théorie, beaucoup d'hypothèses ont été formulées. En effet, l'effet de sillage qui est l'effet de rotation de l'écoulement d'air à la traversée du rotor a été négligé, alors qu'en réalité, la conservation du moment cinétique impose que le mécanisme du fluide doit être un mouvement de rotation au-delà du rotor de la turbine éolienne pour générer un couple utile. Des méthodes plus avancées en modélisation intégrant la théorie

des moments et la théorie des éléments sont introduites. La théorie de l'élément de pale est une méthode d'analyse qui met en relation les variations des champs de vitesse et de pression avec les forces agissant sur les profils aérodynamiques. D'une part, cette théorie est largement utilisée dans la modélisation des aérogénérateurs, car elle permet de définir des profils optimaux des pales en plus de prédire les performances des modèles aérodynamiques des turbines éoliennes. D'autre part, grâce à ses résultats précis et acceptables, la théorie de l'élément de pale bénéficie d'un large crédit non seulement auprès des chercheurs universitaires, mais aussi dans l'industrie où elle est quasiment à la base de tous les codes commerciaux traitant de l'aérodynamisme [24]. Dans cette théorie, la pale est divisée en plusieurs éléments afin d'étudier les forces élémentaires qui s'exercent sur chaque élément. La figure 3.5 illustre le principe de division d'une pale en plusieurs éléments.

Les sections de la pale possèdent des profils aérodynamiques comme on peut le voir sur la figure 3.6, chaque profil est défini par des paramètres géométriques. Le vrillage est une propriété de la pale alors que l'angle de calage dépend de la stratégie de contrôle de la production électrique de l'éolienne. L'angle α correspond à l'angle d'attaque, la somme angulaire $\alpha + \beta$ détermine l'orientation de la vitesse relative où β est l'angle de vrillage local. Finalement, l'angle φ compris entre l'axe de rotation de la pale et la direction de la force de trainée est une fonction de la vitesse axiale effective $V(1-a)$ et de la vitesse tangentielle $\Omega r(1+a')$. Il est à noter également que les paramètres a et a' sont respectivement les facteurs d'induction axiale et angulaire tous deux définis à l'équation (3.20). Il convient maintenant d'analyser les forces agissant sur les éléments de pales, ces forces peuvent être calculées avec les coefficients de trainée C_d et de portance C_l . Ces derniers sont déterminés à partir de la vitesse relative du vent V_r qui est définie comme suit :

$$V_r = \sqrt{(V^2(1-a)^2) + (\Omega^2 r^2(1+a')^2)} \quad (3.15)$$

L'équation qui définit la vitesse relative du vent incident est :

$$\tan\varphi = \frac{V(1-a)}{\Omega r(1+a')} \quad (3.16)$$

L'angle d'attaque est donné par :

$$\alpha = \varphi - \beta \quad (3.17)$$

Les expressions des coefficients des forces normale et tangentielle au plan de rotation agissant sur la section de pale sont telles que :

$$C_n = C_l \cos\varphi + C_d \sin\varphi \quad C_t = C_d \cos\varphi - C_l \sin\varphi \quad (3.18)$$

Avec les coefficients de portance et trainée qui s'expriment comme suit :

$$C_l = \frac{F_l/l}{\frac{1}{2}\rho V^2 c} \quad C_d = \frac{F_d/l}{\frac{1}{2}\rho V^2 c} \quad (3.19)$$

À partir de ces paramètres, on peut en déduire l'expression des facteurs d'induction axiale et tangentielle.

$$a = \frac{1}{1 + \left(\frac{4F \sin^2\varphi}{\sigma C_n}\right)} \quad a' = \frac{1}{\left(\frac{4F \sin\varphi \cos\varphi}{\sigma C_t}\right) - 1} \quad (3.20)$$

Dans l'équation (3.21) est introduite le facteur de Prandtl F , qui est une correction apportée pour les pertes de vitesse en bout de pale. Ce facteur est calculé par :

$$F = \frac{\pi}{2} \cos^{-1} \left(\exp \left(\frac{N}{2} \frac{r-R}{r \sin\varphi} \right) \right) \quad (3.21)$$

La solidité locale est définie par :

$$\sigma = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (3.22)$$

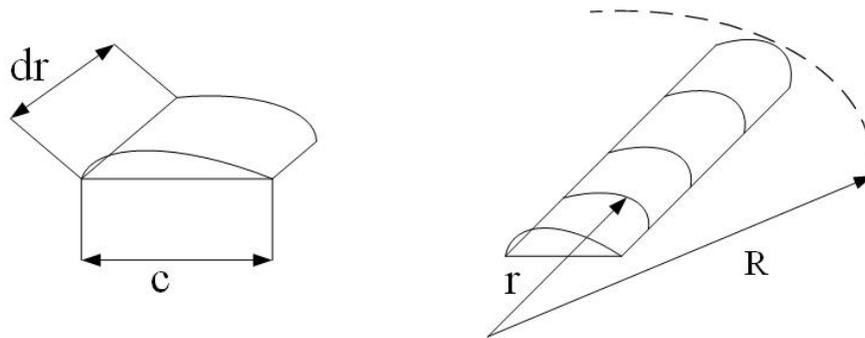


Figure 3.5 : Pale en plusieurs sections et élément de pale repéré à la position r de la pale

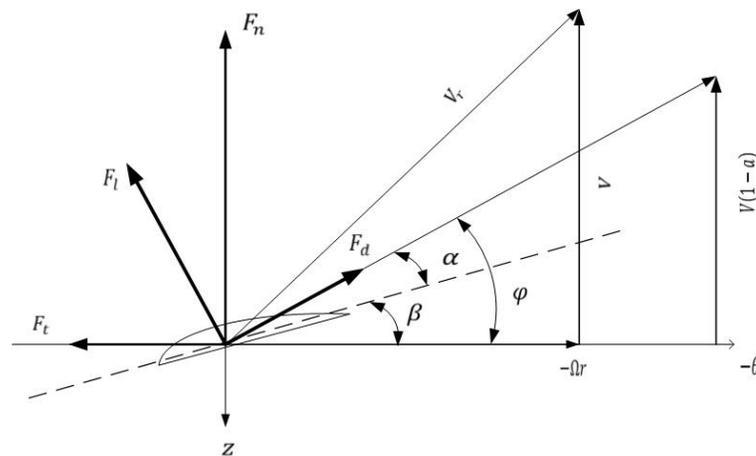


Figure 3.6 : Champ de forces et vitesses agissant sur l'élément de pale

Pour élaborer ce modèle, on doit effectuer des corrections de la théorie du disque et modifier quelques hypothèses :

- Corrections : la première concerne le nombre de pales qui n'est plus supposé infini, ce qui permet d'introduire le facteur de pertes en bout de pales. La seconde implique

plutôt les facteurs d'induction à forte valeur, ce qui nous permet de considérer la correction apportée par Glauert pour les facteurs d'induction axiale supérieurs à 0,4.

- Suppositions :
 - L'écoulement d'air est considéré complètement axial en amont du plan du rotor ;
 - La vitesse de rotation angulaire de l'air est Ω en aval du rotor et elle diminue en s'éloignant du rotor de telle manière à ce que la pression statique puisse être considérée comme étant égale à la pression atmosphérique ;
 - L'écoulement autour de l'élément de pale est bidimensionnel ;
 - Il n'existe aucune interaction entre les éléments de pales et les forces agissant sur eux et ces forces sont uniquement déterminées par les forces de portance et de traînée [49].

Les forces élémentaires axiale et tangentielle peuvent s'écrire comme suit :

$$dF_n = \frac{1}{2} \rho V_r^2 (C_l \sin \varphi + C_d \cos \varphi) c dr \quad (3.23)$$

$$dF_t = \frac{1}{2} \rho V_r^2 (C_l \cos \varphi - C_d \sin \varphi) c dr \quad (3.24)$$

Le couple élémentaire s'obtient par une multiplication de la force tangentielle par le rayon r et le nombre de pales N . Ce couple s'écrit :

$$d\Gamma = \frac{N}{2} \rho V_r^2 (C_l \cos \varphi - C_d \sin \varphi) c r dr \quad (3.25)$$

Il est à noter que la vitesse relative du vent V_r ainsi que l'angle φ sont définis à partir des facteurs d'induction axiale a et tangentielle a' . La puissance aérodynamique totale captée par le rotor est obtenue par intégration du couple élémentaire le long de la pale et le résultat multiplié par la vitesse de rotation du rotor. Le couple et la puissance sont définis comme suit :

$$\Gamma = \int_{R_{min}}^R \frac{N}{2} \rho V_r^2 (C_l \cos \varphi - C_d \sin \varphi) c r dr \quad (3.26)$$

$$P = \Gamma . \Omega \quad (3.27)$$

3.3.1 Types de profils des turbines éoliennes

Neuf familles de 25 profils aérodynamiques chacune ont été développées par le Laboratoire National d'Énergie Renouvelable (*NREL* en anglais) pour des rotors de tailles variées depuis 1984 [50]. Selon les auteurs de la référence [50], la variation de l'épaisseur des profils aérodynamiques des pales aide à combler certains besoins en matière de performance des éoliennes à axe horizontal. En grande majorité, les profils aérodynamiques ont été conçus pour donner un maximum du coefficient de portance C_a . Ce dernier est largement insensible à la rugosité qui est une caractéristique de l'état de surface d'un site donné.

3.3.2 Décrochage aérodynamique

L'aérodynamisme des éoliennes se focalise sur l'étude de la dynamique des fluides, ce qui signifie également l'examen de l'interaction entre les forces et le mouvement d'un corps. Les recherches ont permis de comprendre que l'écoulement bidimensionnel de l'air autour d'un profil aérodynamique génère une différence de pression. Cet écart de pression à la hauteur de l'intrados et de l'extrados du profil entraîne l'apparition d'une force de portance, cette force est une fonction de la forme du profil et de l'angle d'attaque. Dans le cas d'un profil à angle d'attaque inférieur à la limite de décrochage, les trajectoires des particules du fluide, à savoir l'air, sont infléchies par la présence du profil. Cependant, le phénomène de décrochage aérodynamique apparaît lorsque l'angle d'attaque est élevé. En effet le décrochage aérodynamique se produit lorsque l'angle d'attaque est trop important entraînant ainsi une perte en force de portance sur l'élément de pale, cela signifie un écoulement irrégulier du fluide sur l'extrados de l'élément de pale.

3.4 PRÉSENTATION DU LOGICIEL PROPID

L'approche directe était la méthode de modélisation des turbines éoliennes la plus utilisée. Cette démarche consistait à faire une conception physique et une analyse récurrente des géométries des profils pour en choisir celles qui donnent les meilleurs résultats. Cependant, il arrivait que les performances désirées ne soient jamais atteintes avec cette méthode [51]. En plus, le temps nécessaire pour concevoir des pales avec les bonnes caractéristiques aérodynamiques n'est même pas défini. Les difficultés de cette approche peuvent être contournées en introduisant une méthode inverse de conception en utilisant des logiciels.

Le logiciel PROPID est un code de programmation conçu pour la modélisation aérodynamique des aéromoteurs par l'université de l'Illinois à Urbana-Champaign et il est en libre accès. C'est en 1974 que Wilson et Walker ont développé le code PROP de ce logiciel. Ce code PROP est doté d'une séquence d'instructions analogue à celle de PROPID, mais ils diffèrent sur la méthode de génération des données de profil. Le code PROP a été modifié en 1983 par Hibbs et Tangler en code PROPSH en langage Fortran. Ce dernier programme a ensuite servi de code de base de PROPID élaboré par Giguère en 2000 [52]. Le logiciel PROPID utilise la théorie de l'élément de pale et la géométrie des pales (on cite par exemple la corde, distribution d'angle de vrillage et d'angle de calage) pour prédire les performances des éoliennes. La technique de base du code est la méthode, nommée en anglais «iterative inverse design method» [53].

En plus des paramètres géométriques, le logiciel PROPID exige des données d'entrée qui seront lues durant l'exécution du programme. Ces données supplémentaires sont le rayon du rotor, la vitesse de rotation, la densité de l'air, le nombre de pales, la proportion de la nacelle et la vitesse du vent. Après la lecture des données et l'analyse des lignes de code, le programme écrit les grandeurs de sortie en fichier ASCII.

3.4.1 Fichiers liés à l'exploitation du logiciel PROPID

Le premier constat qui s'impose est le fait que l'application PROPID ne possède pas d'interface imagée, mais des fichiers texte lus par le programme. Pour comprendre et exploiter la programmation sous l'environnement PROPID, il est nécessaire de présenter les fichiers de base de son fonctionnement. Il est à noter que des exemples de ces fichiers sont présentés en annexe A.

3.4.1.1 Fichier d'entrée (*input file*)

Le logiciel PROPID peut prendre en compte une large gamme de caractéristiques aérodynamiques, c'est pourquoi il faut avant de lancer le programme choisir plusieurs paramètres de départ relatifs aux pales. Le fichier d'entrée permet d'attribuer les paramètres géométriques de la pale (rayon du rotor, rayon du moyeu normalisé, hauteur de la nacelle normalisée, nombre de pales, etc.), mais aussi il permet d'activer ou de désactiver certains de ces grandeurs. Parmi ces grandeurs, on distingue la puissance et le couple du rotor en fonction du vent, le coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique et la distribution des coefficients de portance et de traînée. Le logiciel permet de choisir certains modes de fonctionnement (*stall-regulate*, *prandtl tip loss model*, *corrigan post-stall model* et tant d'autres) et certains profils de pale. Cependant, les caractéristiques aérodynamiques (on nomme ici les valeurs des coefficients de portance et de traînée en fonction de l'angle d'attaque) sont présentées sous forme de table dans d'autres fichiers texte suivant différentes valeurs assez faibles du nombre de Reynolds. Un exemple de ce type de fichier d'entrée est présenté en annexe A. Pour une bonne modélisation de la turbine éolienne, la figure 3.7 montre la distribution du nombre de Reynolds suivant les 10 sections équidistantes d'une pale. On remarque que le nombre de Reynolds croît dès qu'on s'éloigne du moyeu. Le code PROPID utilise une interpolation linéaire pour calculer les coefficients de portance et une interpolation logarithmique pour déterminer le coefficient de traînée. Le calcul d'interpolation exige de disposer d'au moins deux tables de données pour deux nombres de Reynolds différents, afin de déterminer pour tout rayon r les coefficients de

portance et de trainée en fonction du nombre de Reynolds et de l'angle d'attaque. La figure 3.8 schématise un exemple de distribution des coefficients de portance C_L et de trainée C_D .

On peut remarquer que, pour des valeurs assez faibles de l'angle d'attaque, la trainée est quasi nulle contrairement à la portance qui croît rapidement. L'effet de décrochage aérodynamique apparaît quand l'angle d'attaque s'approche de 15 degrés.

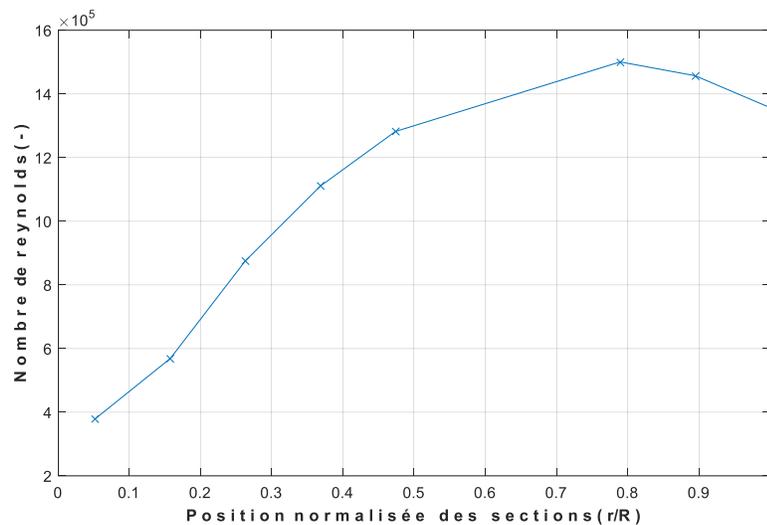


Figure 3.7 : Exemple de distribution du nombre de Reynolds sur le long d'une pale

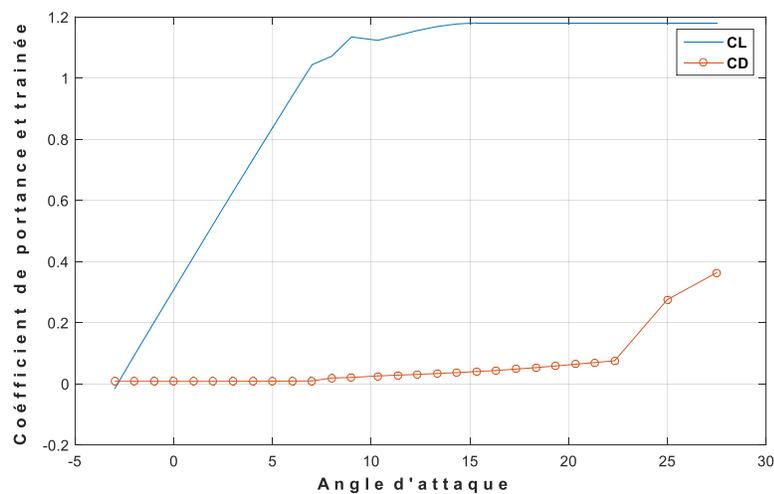


Figure 3.8 : Exemple de coefficient de trainée C_D et de portance C_L en fonction de l'angle d'attaque α

3.4.1.2 Fichiers de sortie (*Output files*)

Comme la précédente section l'a mentionné, le programme PROPID utilise le code ASCII pour générer les données puis les écrit dans des fichiers de sortie : soit le fichier 2D_SWEEP (exemple : puissance en fonction de la vitesse du vent) ou le fichier 1D_SWEEP (exemple : la corde en fonction de la position r sur la pale). Les sorties comportent entre autres les données suivantes :

- Puissance de la turbine en fonction de la vitesse du vent ;
- Coefficient de puissance comme fonction de la vitesse spécifique ;
- Distribution de la corde et de vrillage ;
- Coefficients de portance et de trainée en fonction de l'angle d'attaque.

Une liste plus exhaustive des données de sortie du logiciel est présentée en annexe A. Il est à noter que ce logiciel n'a pas uniquement pour fonction de paramétrer les caractéristiques aérodynamiques des pales du rotor de la turbine éolienne, mais il permet aussi de faire des prédictions sur la quantité d'énergie annuelle récupérable sur un site donné.

3.4.1.3 Exécution du logiciel PROPID

Les paramètres d'entrée sont pris en compte au démarrage du code, puis, ils sont assignés au fichier propid.in. L'exécution est effective en entrant la commande propid53-64bit dans la fenêtre « invite de commande ».

3.4.2 Avantages et inconvénients du logiciel PROPID

L'environnement PROPID est un outil qui permet de calculer la courbe de puissance théorique d'une éolienne, mais il est beaucoup plus utile dans le design des pales du rotor. Comme il a été mentionné précédemment avec l'approche directe, tenter de traiter les contraintes sur les caractéristiques du rotor à spécifier s'avère être une tâche difficile et prend énormément de temps. Ce n'est pas le cas avec le logiciel PROPID. Celui-ci est

remarquable dans l'optimisation des performances de la turbine éolienne. De plus, avec son système de régulation intégré appelé stall-regulated, le logiciel contrôle la puissance du rotor pour éviter une destruction de la génératrice [54]. Pour prendre en compte les pertes au bout de la pale, qui représentent une diminution des forces ainsi que la puissance sur la pale, le code intègre la correction de Prandtl dans son algorithme de calcul de coefficient d'induction axiale [43]. Bien que le code PROPID apporte une amélioration importante par le biais de la méthode « inverse design method » par rapport à la méthode traditionnelle, tout comme les autres logiciels, il présente des limites. Par manque de données disponibles sur la base de données Eppler, PROPID doit recourir à deux tables de données de propriétés aérodynamiques (portance et trainée) pour en faire une extrapolation afin d'obtenir des chiffres jusqu'à 27,5 degrés d'angle d'attaque. L'usage du code PROPID ne s'avère pas très simple car des connaissances préliminaires en aérodynamisme sont requises, on peut citer la relation entre le vrillage et le coefficient de portance. Il n'est pas réaliste, par exemple, de vouloir réaliser une turbine éolienne de 1 mégawatt avec un rotor d'environ trois mètres de rayon [52].

3.5 CONCLUSION

Ce chapitre a décrit les éléments importants permettant de traiter les théories aérodynamiques. Il est à noter que l'aérodynamisme a beaucoup de domaines d'application et qu'il se présente comme une étude des relations entre le mouvement des fluides et les forces des corps. La théorie du disque est une méthode d'analyse assez simple sur l'extraction de l'énergie cinétique du vent par le rotor en considérant la distribution de pression et de vitesse de vent de part et d'autre de la turbine éolienne. Cette analyse se fait sans distinction des paramètres aérodynamiques du rotor, elle ne permet en aucun cas une spécification des propriétés aérodynamiques, mais elle donne une estimation grossière des performances de la turbine éolienne (maximum du coefficient de puissance).

Même si la théorie du disque établit la limite de Betz, elle ne donne aucune information sur les propriétés géométriques des pales du rotor. La théorie de l'élément de pale est un complément de la précédente théorie et elle expose un modèle mathématique de la turbine éolienne. Par cette théorie, la pale est divisée en plusieurs éléments et elle peut faire l'objet d'une étude des différents efforts aérodynamiques afin d'obtenir les caractéristiques dynamiques du rotor. Basé sur la combinaison de ces deux théories, le code PROPID ainsi que son fonctionnement et ses corrections ont été présentés. On a adopté le code PROPID pour la génération des données statiques et dynamiques de la turbine éolienne.

Il reste maintenant à analyser le développement du simulateur des caractéristiques statiques et dynamiques des aéromoteurs basés sur les simulations utilisant le code PROPID. Cela fera l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE 4

DEVELOPPEMENT DU SIMULATEUR DES CARACTERISTIQUES STATIQUES ET DYNAMIQUES DE TURBINES EOLIENNES

4.1 INTRODUCTION

Dans le chapitre précédent, toute la théorie nécessaire à l'étude des performances et de conception des pales a été décrite, à savoir la théorie du disque et la théorie de l'élément de pale. Une illustration du fonctionnement du code PROPID basé sur ces deux théories a aussi été effectuée.

Dans le présent chapitre, il s'agit principalement de présenter le développement du simulateur d'arbre de turbines éoliennes. Le simulateur doit être capable de reproduire le plus fidèlement possible le comportement statique et dynamique des pales d'une turbine éolienne donnée en utilisant des modèles aérodynamiques et de générer les caractéristiques couple-vitesse de l'arbre éolien.

Pour développer ce simulateur, deux méthodes sont proposées. La première méthode utilise une programmation directe sur Matlab des équations aérodynamiques théoriques issues de la théorie de l'élément de pale décrite au chapitre 3. Cette méthode permet de générer le couple et la puissance d'un arbre éolien donné pour une vitesse de rotation et une vitesse de vent données. La deuxième méthode se base sur l'utilisation du logiciel PROPID. Des simulations sont d'abord effectuées en utilisant PROPID afin de générer des caractéristiques couple-vitesse pour différentes valeurs discrètes de vitesse de vent. Ces caractéristiques sont ensuite stockées dans une base de données et une méthode d'interpolation est utilisée afin de générer le couple de la turbine pour n'importe quelle vitesse de rotation et vitesse de vent.

Dans ce qui suit, les deux méthodes de développement du simulateur sont d'abord présentées. Les résultats issus de ces deux méthodes sont analysés et discutés. Étant donné que le simulateur développé fera l'objet d'une implantation dans une chaîne de conversion éolienne au niveau du chapitre 5 dans un but de validation, la modélisation des différentes parties de cette chaîne, à savoir la machine électrique et le convertisseur statique, est aussi effectuée au niveau du présent chapitre.

4.2 DÉVELOPPEMENT DU SIMULATEUR

4.2.1 Première méthode : modèle théorique

Il existe en général deux approches pour développer un modèle mathématique d'une turbine éolienne : la pratique de prélèvements de données expérimentales sur une turbine déjà installée ou soit un procédé de calculs théoriques. Comme énoncé dans la section précédente, la théorie de l'élément de pale peut être utilisée pour élaborer un processus de calcul du couple et de la puissance du rotor d'une turbine éolienne donnée pour une vitesse de rotation et une vitesse de vent données, en connaissant quelques paramètres de l'aéromoteur. Ces paramètres sont par exemple les distributions de la corde et de l'angle de vrillage, mais aussi les coefficients de portance et de traînée du profil aérodynamique à chaque position r de la pale. Le tableau 4.1 présente une illustration de ces paramètres pour une turbine éolienne typique. Cette première méthode de développement de simulateur consiste alors à calculer les efforts et les moments agissant sur chaque élément de pale. Puis, la sommation de ces quantités élémentaires fournit le couple et la puissance extraite par le rotor. Un algorithme de calcul des efforts sur la section de pale et son organigramme est présenté dans la figure 4.1. Cet algorithme a été programmé et implanté sur Matlab. Tel qu'on peut le remarquer, cette démarche débute avec une supposition des valeurs des inductions axiale et tangentielle, puis l'application de la méthode de la théorie de l'élément de pale permet de déduire les valeurs calculées. Ces dernières valeurs seront comparées aux données de départ afin de calculer une erreur. Cela offre un moyen de détermination de la

convergence ou de la divergence de la méthode. Le processus est répété jusqu'à obtention de la convergence.

Le problème généralement rencontré avec l'approche basée sur la théorie de l'élément de pale est dû à la fluctuation des valeurs de l'induction axiale lors de l'exécution de l'algorithme. En effet, la difficulté des codes basés sur la théorie de l'élément de pale réside dans l'obtention d'une bonne valeur du facteur d'induction. Les itérations de l'algorithme fournissent fort souvent des valeurs qui n'atteignent pas le point de convergence pour l'ensemble des éléments d'une pale. Pour résoudre ce problème, une méthode de relaxation a été intégrée au processus de calcul [24].

L'algorithme de calcul des efforts sur un élément de pale se résume comme suit :

- Lecture des données disponibles : les rayons r , les cordes $c(r)$ et les angles de vrillage $\beta(r)$.
- Définition du point d'opération (vitesse de vent V , vitesse de rotation du rotor Ω) et donc de la vitesse spécifique ($\lambda = \frac{r\Omega}{V}$).
- Initialisation des valeurs de facteurs des inductions axiale et tangentielle a et a' .
- Calcul de l'angle de la vitesse relative φ , puis calcul du facteur de Prandtl F .
- Détermination de l'angle d'attaque α , puis lecture des caractéristiques aérodynamiques du profil : $C_l(\alpha)$ et $C_d(\alpha)$.
- Calcul des facteurs a_{cal} et a'_{cal} . S'il n'y a pas de convergence, l'usage de la méthode de relaxation pour remplacer les valeurs initiales de a et a' est nécessaire.
- S'il y a convergence, calcul du coefficient de force tangentielle $C_t = f(a_{conv}, a'_{conv})$.
- Calcul du couple élémentaire et de la puissance élémentaire.
- Après convergence sur toutes les positions r , une intégration est effectuée sur toute la longueur de la pale pour avoir les caractéristiques statiques du rotor pour les vitesses de vent et de rotation choisies.

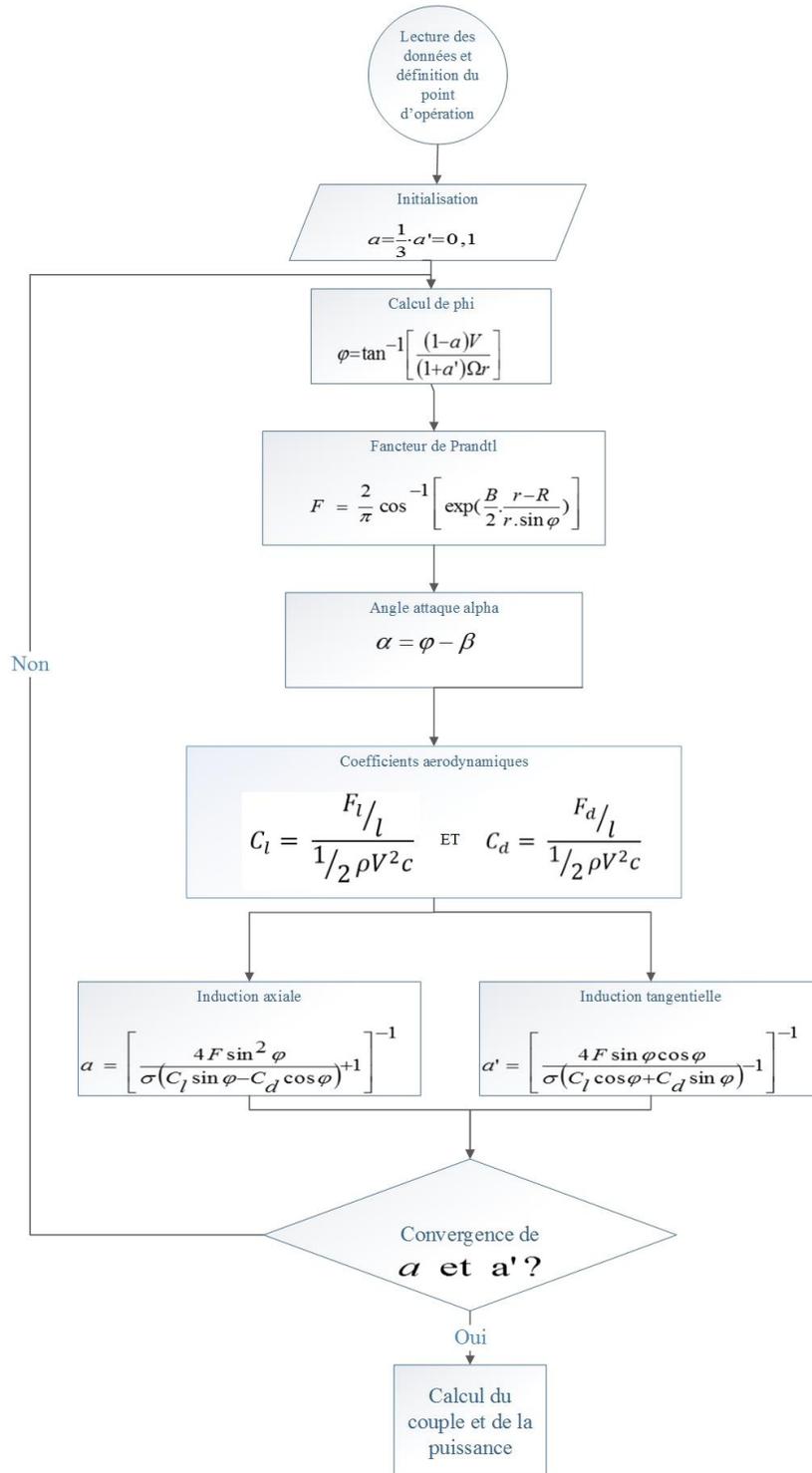


Figure 4.1 : Organigramme de l'algorithme de la méthode de théorie de l'élément de pale

Il faut noter que le calcul des coefficients de portance et de traînée à partir des équations de la figure 4.1 est un processus complexe. Pour éviter cela, des tables de données ont été érigées, par une université américaine et disponible sur le site du logiciel PROPID, en pratiquant des tests en soufflerie de plusieurs types de profils de pales.

Une exécution du programme de l'algorithme développé sur Matlab a été réalisée pour la turbine éolienne dont la géométrie des pales, divisées en dix-huit éléments, est présentée au tableau 4.1. Ce dernier expose des données tirées des tests en soufflerie d'une éolienne dont les pales sont de types ACP, qui est un type de profil aérodynamique comme le type NACA 2414 ou S 3014. Ces paramètres aérodynamiques sont consultables sur le site de PROPID référencié en [55]. Le rotor a un rayon de 5 mètres et opère à une vitesse nominale de vent de 12 m/s. La turbine a une configuration tripale et est de structure horizontale. Les paramètres aérodynamiques présentés au tableau 4.1 sont uniquement utilisés pour la première méthode (calcul théorique). Par contre pour la deuxième méthode exposée à la section 4.2.2, l'éolienne simulée possède les paramètres du tableau 1.1 du chapitre 1.

Le résultat de l'exécution du calcul sur Matlab est présenté à la figure 4.2. Dans notre exemple de turbine éolienne, le facteur d'induction axial a , comme l'erreur de convergence, diminue sur le rayon contrairement au facteur d'induction tangentielle qui lui semble augmenter. Le constat fait de la figure 4.2 est que, dans la littérature, c'est généralement le contraire qui se produit. En effet le coefficient d'induction axial a tendance à augmenter alors que le coefficient d'induction tangentielle diminue [43]. Ce résultat est dû principalement à la mauvaise approche utilisée dans cette démarche, mais aussi aux problèmes rencontrés pour certaines valeurs des coefficients de portance et de traînée. Cependant, cette erreur ne reste pas pour autant aussi basse aux grandes vitesses de rotation de la turbine éolienne, ce qui entraîne la divergence sur le calcul pour certains éléments de pale. Il faudrait que le calcul des facteurs a et a' converge pour tous les éléments de pale et pour tous les points de fonctionnement (vitesses de vent et vitesses de rotation). Dès qu'un calcul d'élément de pale ne converge pas, les données sont incomplètes. Il n'a pas été

possible d'obtenir cette convergence pour tous les éléments dans toutes les conditions. Cet inconvénient du programme procure la motivation de faire recours à un code spécialisé (PROPID) pour le développement du simulateur de turbines éoliennes.

Tableau 4.1 : Paramètres géométriques d'un exemple de turbine éolienne [55]

Exemple de turbine éolienne		
Rayon (m)	Corde (m)	Angle de vrillage (deg)
0,750	0,835	33,690
1,000	0,830	39,300
1,250	0,830	42,130
1,500	0,820	40,420
1,750	0,805	37,050
2,000	0,805	33,810
2,250	0,810	30,800
2,500	0,810	27,970
2,750	0,810	25,520
3,000	0,810	23,280
3,250	0,795	21,400
3,500	0,760	19,680
3,750	0,715	18,010
4,000	0,645	16,520
4,250	0,545	15,070
4,500	0,420	13,260
4,750	0,255	11,870
5,000	0,085	10,540

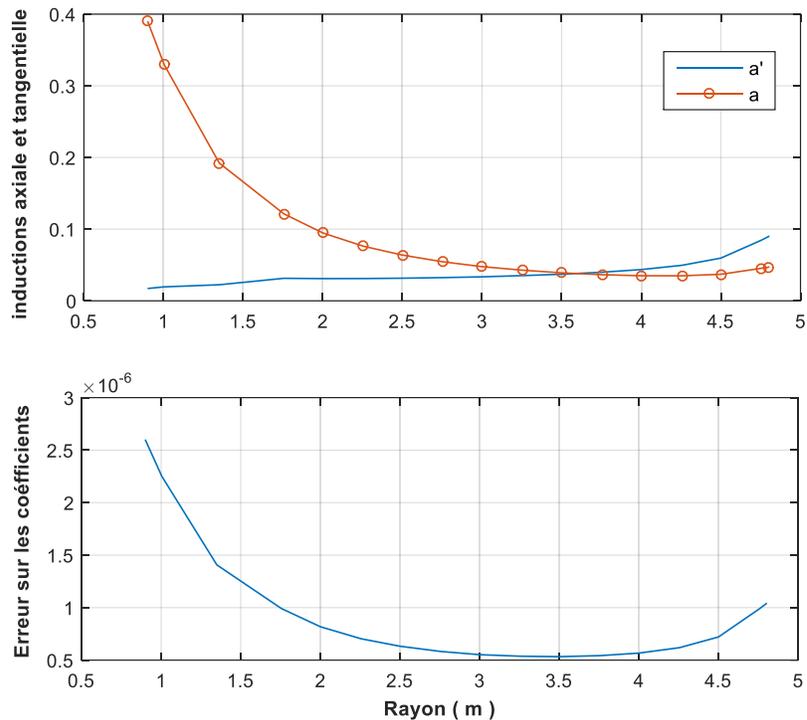


Figure 4.2 : Évolution des coefficients des inductions axiale et tangentielle et de l'erreur calculée

4.2.2 Deuxième méthode : modèle numérique

La deuxième méthode proposée pour développer le simulateur de turbines éoliennes est basée sur l'utilisation du logiciel PROPID. Ce logiciel est utilisé pour produire les caractéristiques statiques couple-vitesse de différents types de profils de pales pour différentes vitesses discrètes de vent. Les caractéristiques statiques de la turbine éolienne sont modélisées sous forme de données numériques, issues du logiciel PROPID, et sont stockées dans une table de correspondance (*look-up table* en anglais). Une méthode d'interpolation (intégrée au niveau de la table de correspondance) est ensuite appliquée sur ces données afin de générer le couple de la turbine pour n'importe quelle vitesse de rotation et vitesse de vent.

Cette méthode est plus intéressante que la méthode précédente étant donné que l'usage d'une table de correspondance et d'un processus d'indexation de données dans un tableau s'avère avantageux en matière de gain de temps. En effet, faire appel à une valeur stockée dans une mémoire est certainement plus rapide que de procéder à un calcul de relaxation avec convergence longue et complexe. Ceci permet d'avoir un simulateur très rapide permettant de réaliser éventuellement des simulations en temps réel lors de son intégration dans le banc d'essai éolien. La figure 4.3 représente le simulateur développé, schématisé par la table de correspondance (incluant la méthode d'interpolation), ainsi que ses entrées et sa sortie. Le simulateur est couplé à la génératrice à aimants permanents de la chaîne de conversion qui sera utilisée dans le chapitre 5 pour la validation. Les valeurs de la table de correspondance sont précalculées avec le logiciel PROPID. La vitesse de rotation et la vitesse du vent sont les entrées de la table de correspondance, qui fournit le couple qui va entraîner la machine à aimants permanents.

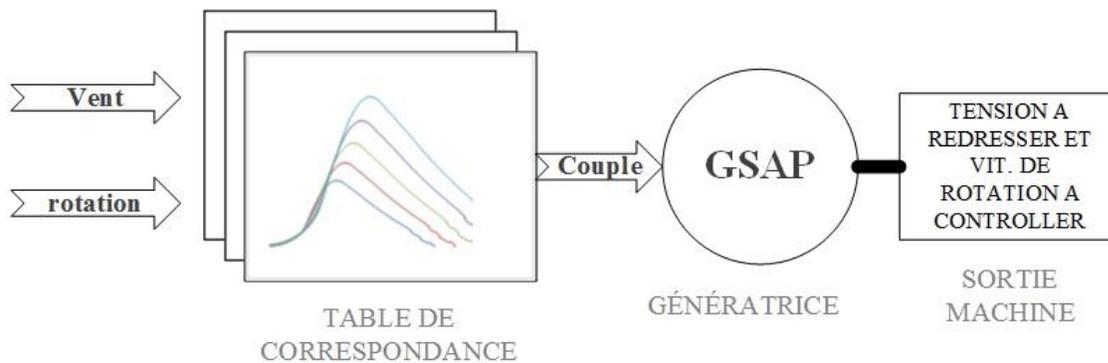


Figure 4.3 : Structure du simulateur de turbines éoliennes développé et présentation de ses entrées et sorties

À la sixième position du groupe de bibliothèque de Matlab/Simulink se trouve la bibliothèque *lookup table*. Celle-ci est constituée de plusieurs blocs qui permettent de définir la table de correspondance. À chaque combinaison de données d'entrées, la table fournit une combinaison de données de sorties. La table de correspondance, élaborée à l'aide des données de PROPID, est structurée de sorte à avoir une approximation de la

fonction $z = f(x, y)$ avec des paramètres activés ou désactivés tels que l'interpolation et l'extrapolation. La figure 4.4 illustre la table de correspondance qui est modélisée afin de prendre comme entrées les trois paramètres que sont la géométrie des pales (trois types de profils de pales ont été considérés), la norme de la vitesse du vent incidente et la vitesse angulaire de rotation de l'arbre de la génératrice. Par indexation des données recueillies du logiciel PROPID, il est possible de déterminer les caractéristiques statiques de la turbine éolienne simulée. Ceux-ci correspondent à la puissance et au couple aérodynamique, mais aussi au coefficient de puissance et à la vitesse spécifique.

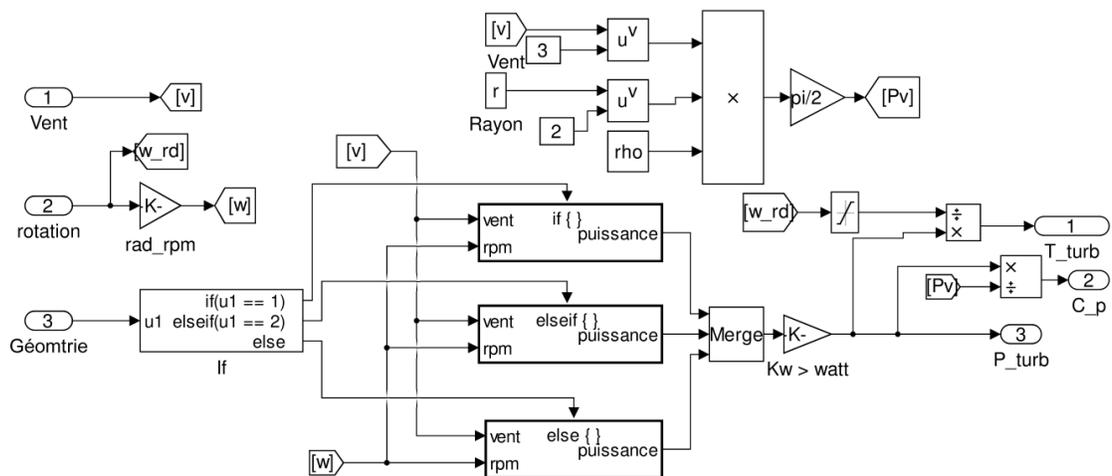


Figure 4.4 : Modèle Simulink du simulateur des turbines éoliennes

4.2.3 Caractéristiques du couple et de la puissance en fonction de la vitesse de vent

Cette section décrit les différentes grandeurs caractérisant de manière statique la turbine éolienne simulée. Les pertes dues à un écoulement non laminaire de l'air et les frottements à la surface des pales font que la performance des éoliennes est représentée par un facteur appelé coefficient de puissance C_p . Ce coefficient détermine la proportion de puissance aérodynamique que la turbine peut extraire du vent. Les valeurs du coefficient C_p dépendent de l'angle de calage β et de la vitesse spécifique λ . Dans un premier temps, un

exemple de caractéristiques du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différents angles de calage est illustré à la figure 4.5. Ensuite, l'influence de la variation de la vitesse du vent sur le coefficient de puissance avec un angle de calage fixé à sa valeur maximale est examinée à la figure 4.6.

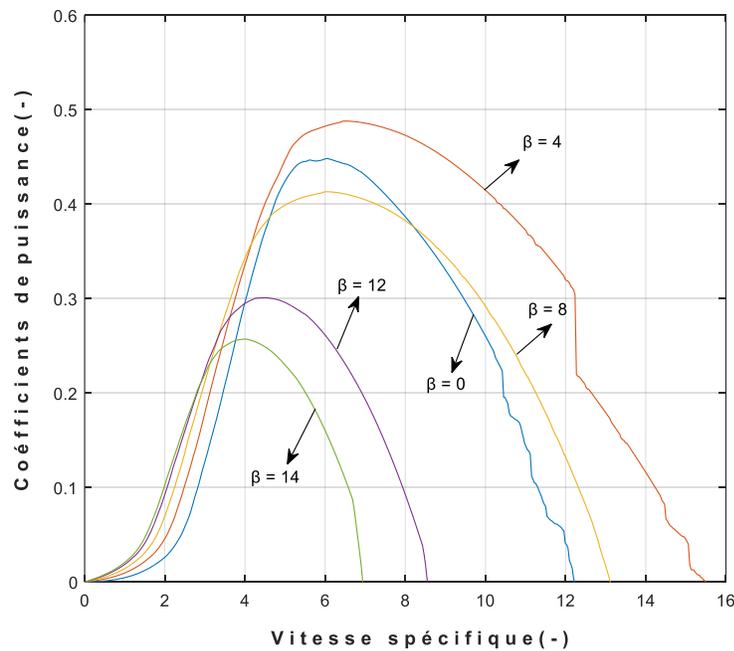


Figure 4.5 : Courbes du coefficient de puissance calculé en fonction de la vitesse spécifique pour différentes valeurs de l'angle de calage β

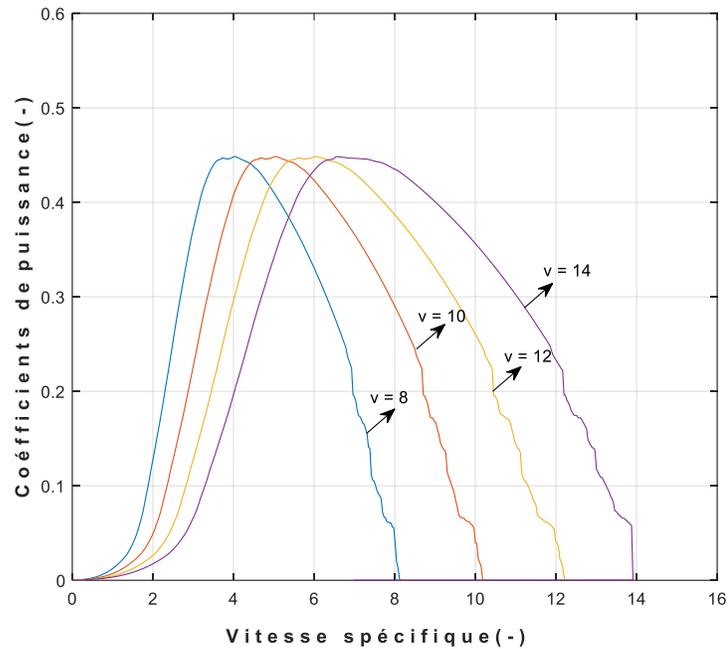


Figure 4.6 : Courbes du coefficient de puissance calculé en fonction de la vitesse spécifique pour différentes vitesses de vent (en m/s)

Pour la configuration de la turbine simulée dans le cas de la figure 4.6, l'angle de calage est fixé à une valeur nulle $\beta = 0$ et la vitesse du vent subit une variation de 8 à 14 m/s. On remarque que les coordonnées du point de fonctionnement optimal (C_p maximal) du rotor changent avec la vitesse spécifique, qui représente le rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent. Pour une vitesse de vent donnée, la puissance mécanique optimale délivrée par la turbine correspond à une vitesse spécifique précise, de ce fait si la vitesse du vent varie la vitesse de rotation de la turbine doit être modifiée dans le but d'extraire la puissance aérodynamique maximale du vent. Cette méthode d'extraction du maximum de puissance est nommée en anglais « tip speed ratio control » et a été présentée dans la référence [56]. Cependant, selon les auteurs de l'article [57], cette méthode augmente le coût de l'installation de la turbine éolienne, car elle nécessite l'usage d'un anémomètre rapide et très précis.

Les caractéristiques statiques, la puissance et le couple, de la turbine simulée sont illustrées par les figures 4.7 et 4.8 et il est noté que le logiciel fournit, dans le fichier de sortie *fn040.dat*, la puissance (en kilowatt) en fonction du vent. Une manipulation de ce fichier est nécessaire pour avoir les courbes du dessus. Au vu de ces courbes, la remarque faite est que la puissance délivrée par le rotor est maximale si la relation suivante est vérifiée :

$$\frac{dP_{aéro}}{d\omega} = 0 \quad (4.1)$$

Conformément à la structure de la chaîne de conversion, la vitesse de rotation de la turbine varie en fonction de la tension côté redresseur de l'électronique de puissance. De ce fait, un contrôle de la tension ou du courant du hacheur permet de maximiser la puissance aérodynamique extraite du vent. Cette méthode est souvent nommée MPPT du côté continu et est bien détaillée dans la thèse [6].

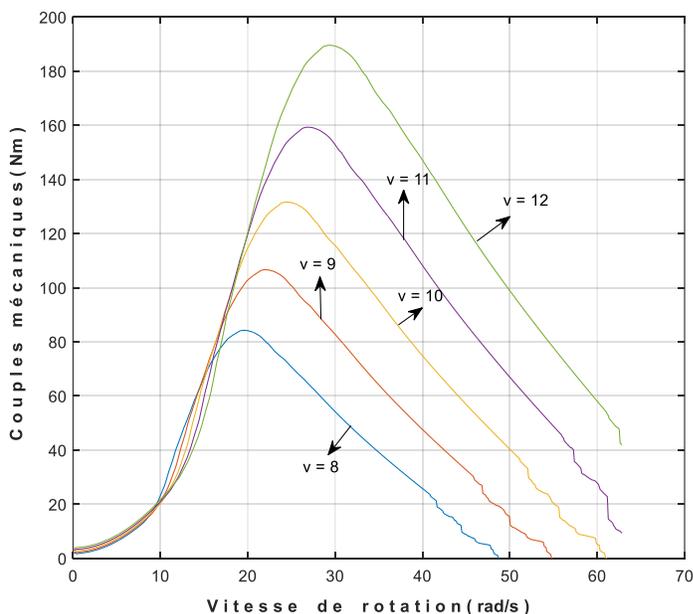


Figure 4.7 : Couple aérodynamique calculé en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent (en m/s)

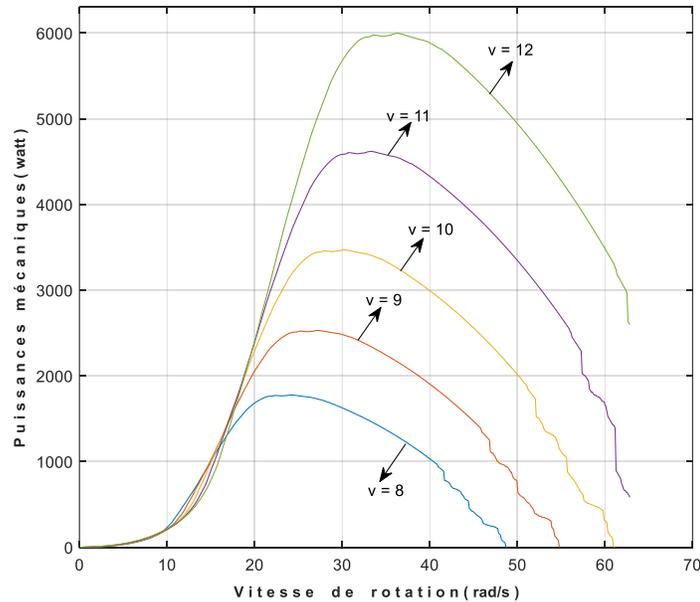


Figure 4.8 : Puissance aérodynamique calculée en fonction de la vitesse de rotation pour des vitesses de vent différentes (en m/s)

4.3 MODELISATION DE L'ENSEMBLE CONVERTISSEUR STATIQUE-MACHINE ELECTRIQUE

Tel qu'indiqué précédemment, le simulateur de turbines éoliennes développé sera couplé à une chaîne de conversion éolienne constituée d'une génératrice synchrone à aimants permanents connectée à un convertisseur statique (redresseur et hacheur). Ainsi, dans cette section, on présente la modélisation et la simulation des différentes parties de cette chaîne, à savoir la machine et le convertisseur statique. Cette modélisation sera utilisée dans le chapitre 5 afin de constituer un modèle complet de la chaîne incluant le simulateur de turbines éoliennes où la stratégie de contrôle MPPT sera aussi implantée.

4.3.1 Génératrice synchrone à aimants permanents

4.3.1.1 Modèle de la machine

Le fonctionnement de la plupart des machines électriques composées de stator et de rotor) repose sur les lois du champ magnétique. Trois bobines alimentées par un système triphasé équilibré de courants alternatifs génèrent un champ magnétique tournant de module constant. La vitesse de rotation du champ tournant est proportionnelle à la fréquence des tensions triphasées alimentant les bobines et au nombre de pôles. Cette vitesse s'écrit :

$$N_s(\text{tr}/\text{mn}) = \frac{60 \times f_s}{p} \quad (4.2)$$

La notion de synchronisme est introduite lorsque la vitesse de rotation N_s du champ tournant au stator est la même que celle de l'arbre de la machine. Dans ce cas, le rotor de la machine peut être soit un rotor à aimants permanents ou un rotor bobiné alimenté par un courant continu.

La génératrice à aimants permanents est préférée dans les éoliennes de petite et moyenne puissance du fait de ses multiples avantages. En effet, selon les auteurs de la référence [58], les machines synchrones à aimants permanents ont un rapport couple de sortie sur inertie et un facteur de puissance très élevés. La transformation de Park, qui est un changement de repère permettant de simplifier les équations sinusoïdales de la machine synchrone, facilite le développement de stratégies de contrôle de la machine. Le modèle de la machine synchrone a été largement étudié, les références [21, 58, 59] peuvent être citées, et le repère de Park s'avère être le repère diphasé (repère $d-q-o$) le plus utilisé pour modéliser simplement la machine synchrone. Le modèle utilisé ici est celui implanté dans le logiciel Matlab/Simulink. La figure 4.9 illustre le système électrique de la machine dans le repère diphasé $d-q-o$.

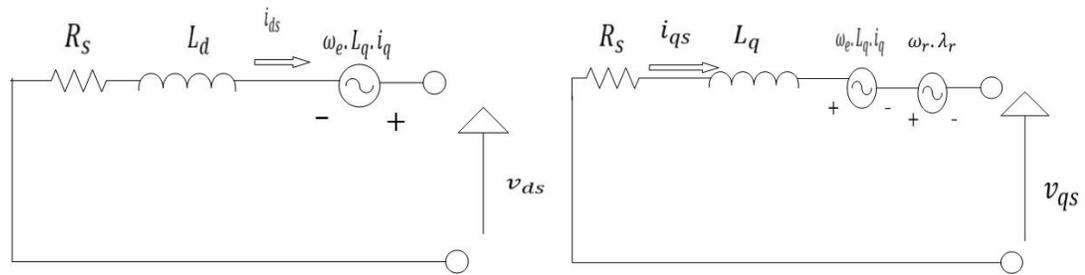


Figure 4.9 : Circuit équivalent de la génératrice synchrone à aimants permanents dans le repère d, q

Les équations (4.3) et (4.4) régissant le fonctionnement de la génératrice sont bien formulées dans la référence [60]. La relation (4.3) donne l'équation statorique suivant l'axe d et la relation (4.4) est liée à celle de l'axe q .

$$\frac{d}{dt} i_d = \frac{1}{L_d} v_d - \frac{R}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} p \omega_m i_q \quad (4.3)$$

$$\frac{d}{dt} i_q = \frac{1}{L_q} v_q - \frac{R}{L_q} i_q - \frac{L_d}{L_q} p \omega_m i_d - \frac{\lambda p \omega_m}{L_q} \quad (4.4)$$

La relation liant le couple électromagnétique au flux est donnée par :

$$T_e = 1.5p[\lambda i_q + (L_d - L_q)i_d i_q] \quad (4.5)$$

Par contre, la partie mécanique de la machine est étudiée en appliquant le théorème du moment d'inertie au rotor c'est-à-dire sa vitesse de rotation.

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_m \quad (4.6)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{J} (T_e - T_f - F\omega_m - T_m) \quad (4.7)$$

Où :

L_q est l'inductance suivant l'axe q ;

L_d est l'inductance suivant l'axe d ;

R est la résistance de l'enroulement du stator ;

i_q est le courant de l'axe q ;

i_d est le courant de l'axe d ;

v_q est la tension de l'axe q ;

v_d est la tension de l'axe d ;

ω_r est la vitesse de rotation du rotor ;

λ est l'amplitude du flux induit ;

p est le nombre de paires de pôles ;

J est l'inertie du rotor ;

ω_m est la vitesse angulaire du rotor de la génératrice ;

T_e est le couple électromagnétique ;

T_f est le couple de frottement de la génératrice ;

T_m est le couple mécanique de la génératrice ;

θ est la position angulaire du rotor.

4.3.1.2 Simulation de la machine dans Matlab/ Simulink

Après avoir modélisé la génératrice à aimants permanents, il est important d'implanter son modèle dans l'environnement Matlab/Simulink afin de vérifier ces performances. Cette section présente la simulation du modèle de la génératrice qui débite sur un redresseur triphasé à diodes alimentant une charge résistive de 20Ω (circuit équivalent de la chaîne de conversion éolienne sans contrôle). La figure 4.10 illustre le modèle implanté du système où la machine est entraînée par un couple constant de 50 Nm . Les paramètres de la machine considérés sont résumés dans le tableau 4.2.

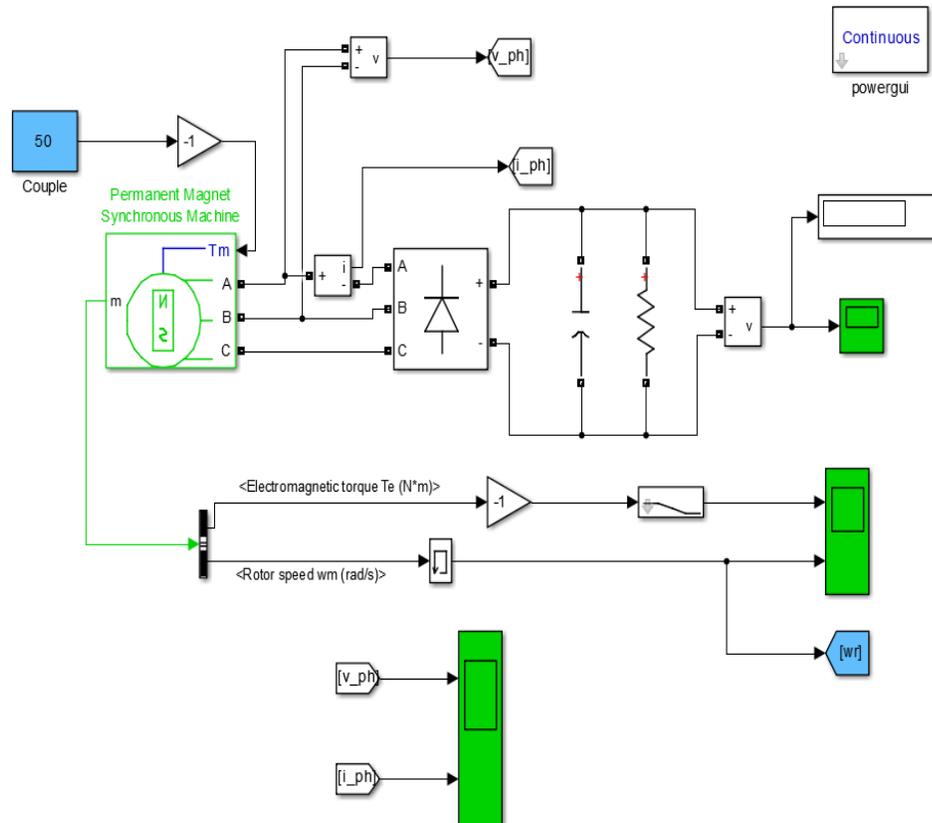


Figure 4.10 : Modèle Simulink de la génératrice synchrone à aimants permanents couplée à un redresseur à diodes

L'émulation du modèle se fait grâce au logiciel Matlab/Simulink avec un couple constant sur une durée de 10 secondes, mais seulement une durée de 0,6 seconde est représentée dans les figures 4.11 et 4.12. Cela permet de visualiser les formes d'ondes de la tension ligne-ligne et du courant statorique générés par la génératrice à aimants permanents. La tension a une amplitude maximale de 500 V et le courant délivré possède une amplitude de 6 A pour un couple aérodynamique de 50 Nm en entrée de la génératrice.

Tableau 4.2 : Paramètres de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP)

Génératrice synchrone à aimants permanents	
Nombre de pôles	8
Vitesse de rotation optimale	35,58 rad/s
Résistance des armatures	0,425 Ω
Flux magnétique	0,433 Wb
Inductance du stator	0,00835 H
Couple nominal	160 N.m
Puissance nominale	6000 W

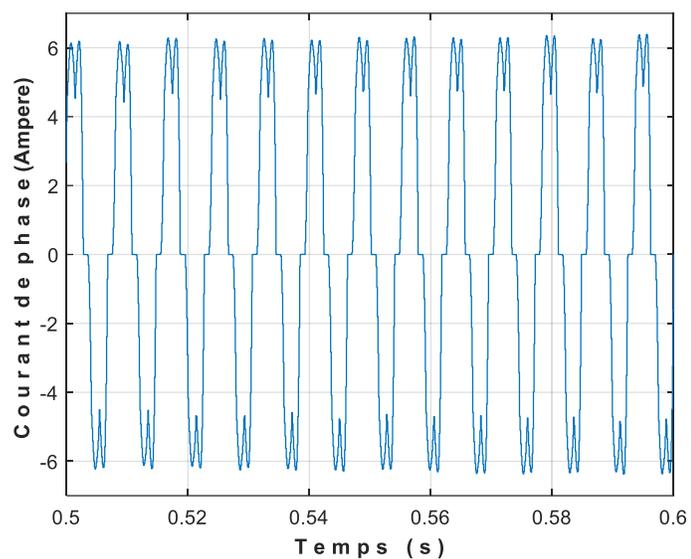


Figure 4.11 : Courant de ligne délivré par la génératrice à aimants permanents

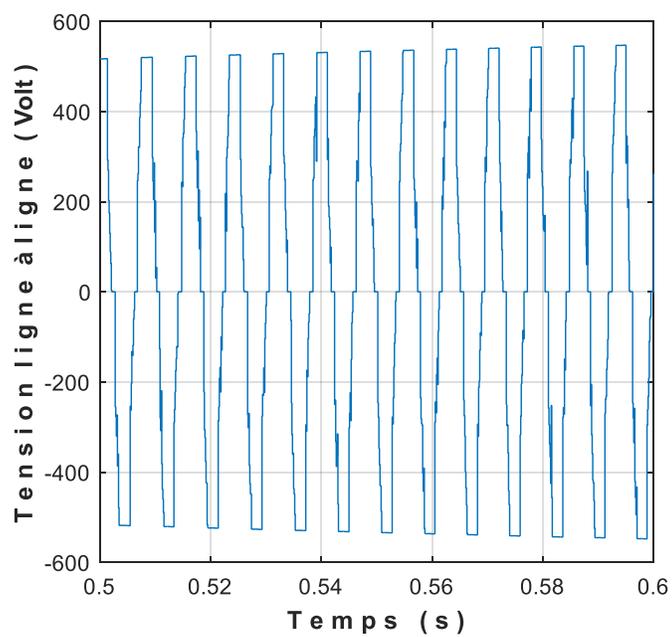


Figure 4.12 : Tension ligne-ligne délivrée par la génératrice à aimants permanents

4.3.2 Convertisseur statique

Le convertisseur statique couplé à la génératrice à aimants permanents est constitué d'un redresseur triphasé à diodes, d'une capacité de filtrage et d'un hacheur dévolteur. Le comportement du redresseur couplé à la machine a été simulé et étudié dans la section précédente. Dans cette section, on présente seulement la modélisation, l'étude et la simulation du hacheur dévolteur débitant sur une charge résistive.

4.3.2.1 Hacheur dévolteur

Un hacheur est un circuit d'électronique de puissance permettant, d'une manière assez simple, de varier le niveau de tension électrique d'une source de tension continue. Ce type de convertisseur est de plus en plus utilisé, car il donne lieu à une grande variété d'applications. Parmi les multiples applications où il est utilisé, on distingue les machines à calculer, les équipements de télécommunication, les ordinateurs portables, mais aussi l'alimentation des moteurs à courant continu. La figure 4.13 montre le circuit détaillé du hacheur dévolteur composé ici d'une tension continue d'entrée V_I , d'un transistor Q , d'une bobine L , d'un condensateur C , d'une résistance R .

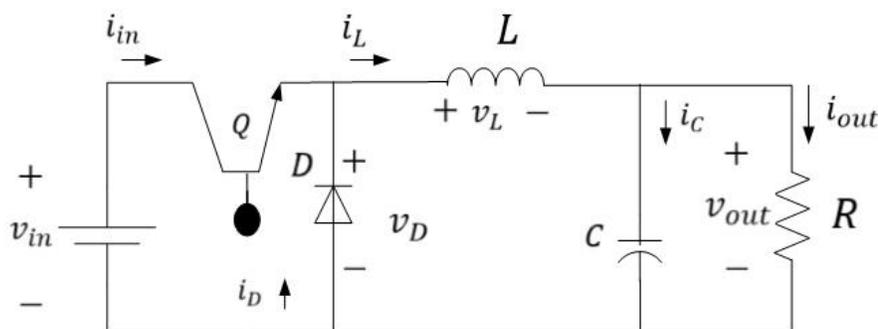


Figure 4.13 : Schéma du hacheur dévolteur

Un convertisseur de tension de source continue permet aussi de changer une tension non régulée à l'entrée en une tension régulée et même polarisée en sortie. Il y a trois types

de hacheurs à savoir le hacheur dévolteur, le hacheur survolteur et la combinaison des deux. Le type dévolteur fournit une tension à la sortie inférieure à la tension d'entrée alors que le type survolteur augmente la tension à la sortie. Le dernier type de hacheur fait les deux conversions, mais avec une polarité inverse. Les trois types de hacheurs se composent des mêmes éléments électriques qui sont cités plus haut. La figure 4.14 schématise le principe de fonctionnement simplifié du hacheur dévolteur qui est utilisé dans la chaîne de conversion éolienne considérée.

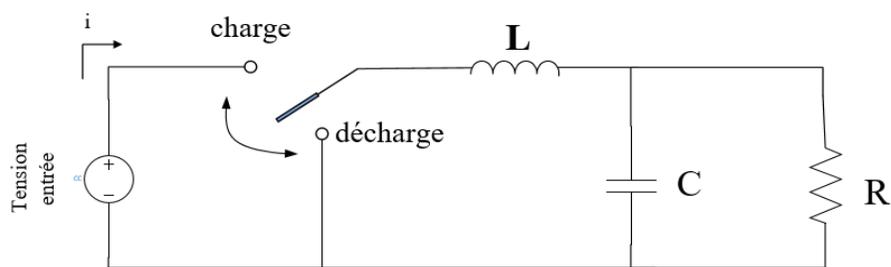


Figure 4.14 : Modèle simplifié du hacheur dévolteur et son principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement du hacheur dévolteur peut être détaillé comme suit. L'interrupteur est soit en position de charge ou en position de décharge. Dans le premier cas, l'énergie est transférée de la source de tension d'entrée vers l'inductance L du filtre LC et la charge (résistance R). Cependant, dans le deuxième cas, la bobine restitue l'énergie stockée durant le temps de charge à la résistance R . Le mouvement de l'interrupteur permet dans ce cas de maintenir la tension à la sortie du hacheur à une valeur donnée. Pour avoir une meilleure qualité et un contrôle efficace de la tension de sortie du hacheur, l'interrupteur doit être commandé par un signal de type modulation de largeur d'impulsion (MLI). C'est le cas dans le travail de recherche effectué ici.

Cependant, il importe de détailler les équations régissant le fonctionnement du hacheur dévolteur en vue d'y intégrer le contrôleur PI lors de la mise en œuvre du contrôle au niveau du chapitre 5. Les équations qui suivent sont déterminées à partir de la loi des mailles appliquées aux deux boucles du hacheur, que sont les deux modes charge et

décharge. Les équations suivantes décrivent avec simplicité le modèle mathématique du hacheur dévolteur et sont tirées de la référence [61]. Nous définissons les paramètres R_l et R_c comme étant respectivement les résistances en série de la bobine et du condensateur.

$$V_{in} \cdot D = L \frac{di_l}{dt} + i_l R_l + V_{out} \quad (4.8)$$

$$L \frac{di_l}{dt} = V_{in} D - i_l R_l - V_{out} \quad (4.9)$$

$$i_l = \frac{1}{L} \int (V_{in} D - i_l R_l - V_{out}) dt \quad (4.10)$$

La loi des mailles appliquée au nœud du condensateur donne les relations suivantes :

$$C \frac{dV_c}{dt} = i_l - i_{out} \quad (4.11)$$

$$V_c = \frac{1}{C} \int (i_l - i_{out}) dt \quad (4.12)$$

$$V_{out} = V_c + R_c (i_l - i_{out}) \quad (4.13)$$

Pour ce qui suit nous formulons l'hypothèse que R_c est négligée et V_{out} est égale à V_c . Dans le but de simuler le hacheur dévolteur et d'opérer à un contrôle simple sur son rapport de cycle, les équations ci-dessus seront réécrites dans le domaine de Laplace.

$$\frac{V_{out}}{D} = \frac{\frac{V_{in}}{LC}}{s^2 + s \left(\frac{1}{RC} + \frac{R_l}{L} \right) + \left(\frac{1}{LC} + \frac{R_l}{RLC} \right)} \quad (4.14)$$

4.3.2.2 Simulation du hacheur sous Matlab/Simulink

La modélisation du hacheur dévolteur peut se faire à l'aide de la bibliothèque « SimPowerSystems » intégrée dans Matlab/Simulink. Le modèle comprend une source de tension constante, un transistor de type IGBT qui joue le rôle d'un interrupteur puis les composants principaux comme la résistance, le condensateur et la bobine. Le signal de contrôle du transistor est, quant à lui, mis au point à l'aide de la modulation de largeur d'impulsion (*PWM* en anglais) à une fréquence de 500 Hz. Cette fréquence est bien conforme pour simuler une petite éolienne comme c'est le cas ici. La figure 4.15 montre le modèle du hacheur sous Simulink et les valeurs de la tension d'entrée et de la tension de référence. Les paramètres du régulateur seront développés au prochain chapitre. Les résultats de la simulation sont présentés à la figure 4.16. La tension de sortie est maintenue à la valeur de référence qui est 18 V, cela après juste un quart de seconde de simulation, alors que la tension d'entrée est de 24 V.

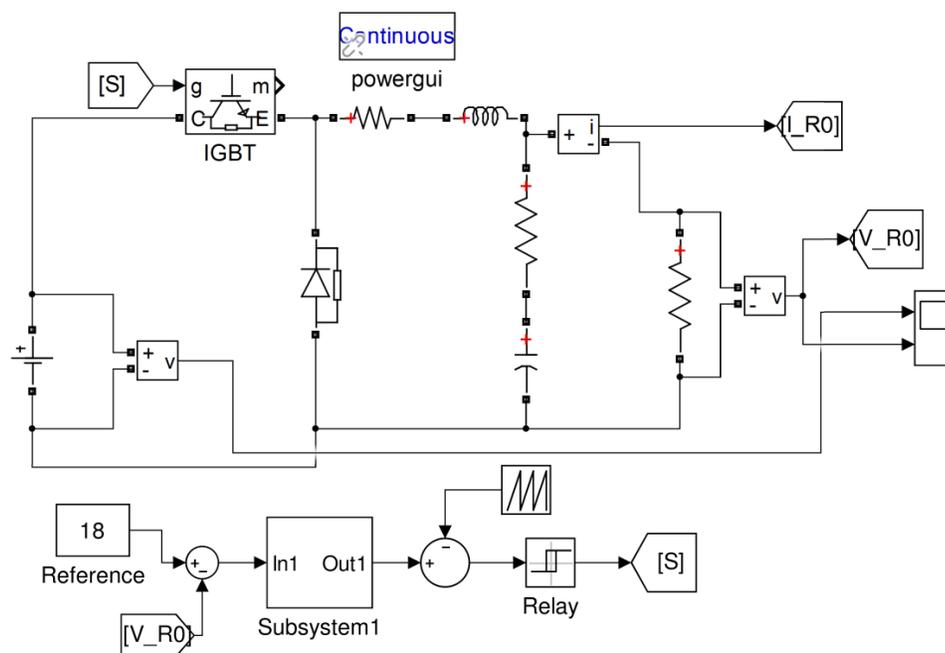


Figure 4.15 : Modèle Simulink du hacheur dévolteur

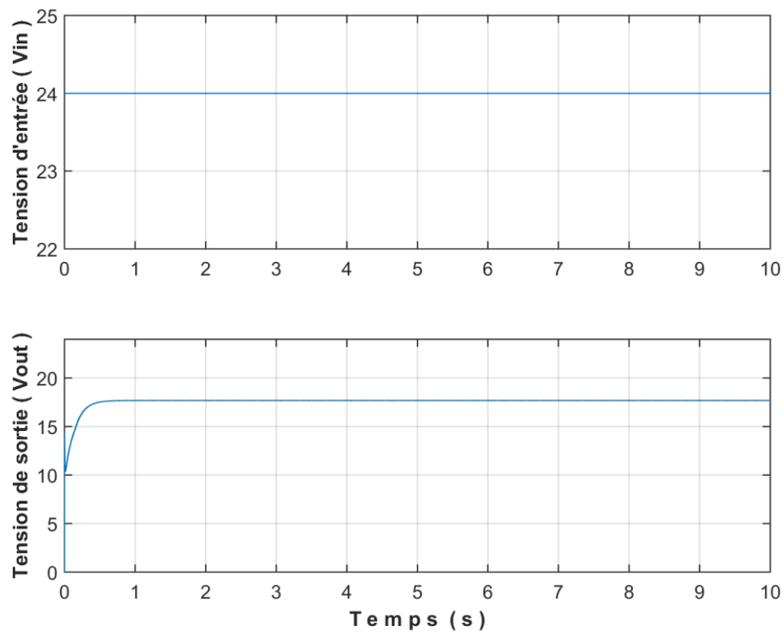


Figure 4.16 : Résultats de simulation du hacheur dévolteur asservi

4.4 CONCLUSION

Ce chapitre a présenté le développement du simulateur de turbines éoliennes. Deux méthodes de calcul des performances d'un arbre éolien à savoir le couple et la puissance ont été proposées. La première approche consistait à l'utilisation d'un modèle théorique, qui est un algorithme dont les séquences de calcul se font à l'aide des équations qui définissent la théorie de l'élément de pale. Le modèle théorique a permis d'obtenir la caractéristique des coefficients d'induction axiale et tangentielle en fonction de la position r des éléments de pale. Cependant, à cause de quelques problèmes de convergence des coefficients d'induction axiale et tangentielle, une deuxième approche a été effectuée. Cette deuxième méthode repose sur l'exploitation du code PROPID afin de générer des tables de correspondances constituées des paramètres aérodynamiques du rotor de l'éolienne simulée. Pour illustrer cette approche, deux procédures de simulation ont été effectuées, une première simulation qui offre la puissance de l'arbre éolien en fonction de la vitesse de

rotation du rotor en faisant varier l'angle de calage. Cette variation de l'angle de calage est utile à la fois pour contrôler et protéger l'éolienne. Une seconde simulation est effectuée pour les mêmes caractéristiques en variant cette fois-ci la vitesse du vent.

Une modélisation des différentes parties d'une chaîne de conversion éolienne (modèles de la génératrice d'une part et du convertisseur statique) a été présentée pour préparer le simulateur à un couplage avec cette chaîne. Ce couplage fera l'objet du chapitre 5. Où une stratégie de contrôle est utilisée pour valider le système.

CHAPITRE 5

COUPLAGE DU SIMULATEUR D'ARBRE EOLIEN A UNE CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE

5.1 INTRODUCTION

Les simulateurs de turbines éoliennes servent à imiter le comportement des arbres éoliens dans un environnement de simulation et d'émulation des chaînes de conversion d'énergie éolienne. Cela permet de développer des stratégies de contrôle optimales et d'améliorer les performances des systèmes de production d'énergie éolienne. Le simulateur développé précédemment est destiné à être intégré dans le banc d'essai éolien expérimental mis en œuvre dans le laboratoire LREE. Cependant, à défaut de pouvoir travailler sur un système éolien réel, il est possible de tester et de valider le fonctionnement et le comportement du simulateur en l'intégrant à une chaîne de conversion d'énergie éolienne et en effectuant des simulations de tout le système.

Dans ce chapitre, on présente le couplage du simulateur développé d'arbre d'éolienne à une chaîne de conversion d'énergie éolienne dans un but de validation. Tel indiqué précédemment, cette chaîne est constituée d'une génératrice à aimants permanents débitant sur un redresseur triphasé à diodes. Ce dernier est couplé à un hacheur dévolteur à travers une capacité de filtrage. Le hacheur comporte un système de régulation utilisant la stratégie de contrôle MPPT afin d'extraire le maximum d'énergie éolienne suivant les variations de la vitesse du vent. Le simulateur permet de reproduire les caractéristiques statiques et dynamiques de la turbine éolienne et permet d'entraîner la génératrice.

Dans ce qui suit, une présentation de la structure de la chaîne de conversion éolienne incluant le simulateur est d'abord effectuée. Le modèle du système est ensuite implanté et

testé dans l'environnement Matlab/Simulink. Différentes simulations sont effectuées afin d'analyser le comportement du simulateur et de la chaîne de conversion étudiée. Ces simulations sont effectuées pour un système sans contrôle et avec contrôle MPPT en considérant des vitesses de vent constantes et variables. Pour le deuxième cas, le développement du système de contrôle est présenté et les paramètres du régulateur sont calculés. Les résultats des simulations sont aussi présentés et analysés.

5.2 PRESENTATION DU MODELE DE LA CHAINE DE CONVERSION EOLIENNE

Un simulateur de turbines éoliennes se révèle utile pour examiner les effets de la fluctuation de la puissance éolienne sans pour autant avoir recours à une coûteuse installation d'une tour d'éolienne. Au moyen de la théorie de l'élément de pale, il suffit d'établir des procédures visant à déterminer le couple et la puissance mécanique de l'éolienne. L'éolienne simulée dans ce chapitre possède une puissance nominale de 6 kw. Ses caractéristiques en état stationnaire sont présentées à la section 4.2.3 du chapitre 4. Il est à noter que certains des paramètres de construction sont aussi présentés au tableau 1.1 du chapitre 1. La source aléatoire qu'est le vent est modélisée à l'aide d'un modèle basé sur le spectre de Van Der Hoooven (générateur de vitesse de vent) tel que présenté au chapitre 2. L'ensemble de la chaîne de conversion éolienne est illustré à la figure 5.1. Cette chaîne comprend les parties suivantes :

- Le simulateur du sous-système aérodynamique (turbine éolienne) : il prend en entrée la vitesse de vent, qui vient du modèle de génération de vitesse du vent, et la vitesse de rotation ($\omega_m = \omega_r$) de la génératrice puis il développe le couple qui est appliqué sur l'arbre de la machine. Cette composante se conduit comme une turbine éolienne placée dans des conditions réalistes.
- Le système électrique : la génératrice, dont les paramètres sont présentés au tableau 4.2 du chapitre 4, est entraînée par le couple sortant du sous-système aérodynamique et alimente en tension le convertisseur statique, à savoir le

redresseur la capacité de filtrage et le hacheur dévolteur. La tension de sortie (V_{dc} de la figure 5.1) de ce hacheur constitue une entrée du sous-système de commande.

Le système de commande : il comprend l'algorithme d'extraction du maximum de puissance, le régulateur PID, mais aussi la modulation de la largeur d'impulsion (signal MLI de la figure 5.1) permettant la génération du signal de commande. Pour bien détailler le convertisseur statique dans sa structure, la figure 5.2 a été introduite. Le système de commande associe les variables de la partie aérodynamique avec les données de sortie du système électrique, puis permet ainsi d'avoir une tension de sortie compatible avec l'optimisation de la puissance éolienne.

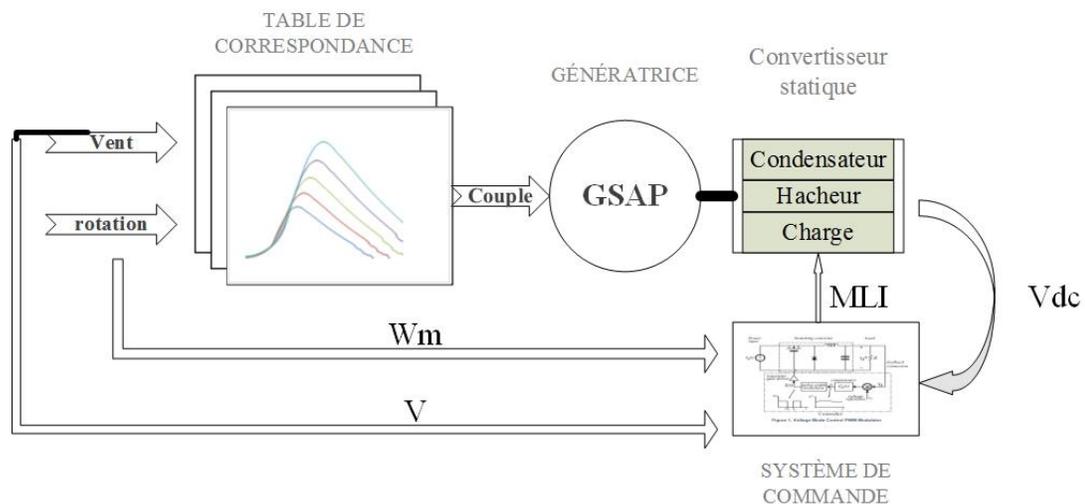


Figure 5.1 : Modèle de la chaîne de conversion éolienne incluant le simulateur

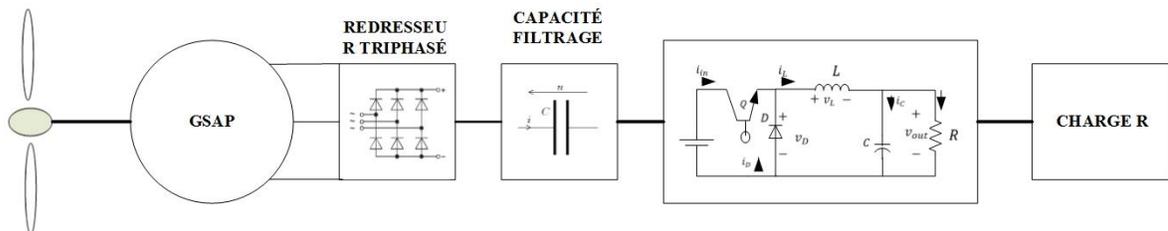


Figure 5.2 : Modèle développé du convertisseur statique

5.3 SIMULATION DU SYSTEME EOLIEN SANS CONTROLE

Le système éolien sans contrôle à simuler dans cette section a déjà été présenté et simulé au chapitre précédent en considérant seulement un couple constant. Le système présenté dans cette section comporte la génératrice synchrone à aimants permanents, le redresseur à diodes et une charge résistive. Cette dernière modélise d'une façon simplifiée le hacheur et sa charge, étant donné que le système est incontrôlé. Il est maintenant important d'étudier l'intégration du simulateur du sous-système aérodynamique afin d'analyser son comportement. Le modèle du simulateur couplé à la chaîne de conversion éolienne sans contrôle est implanté sur Matlab/Simulink comme le montre la figure 5.3. Il s'agit ici d'examiner la conduite du simulateur au niveau de la chaîne de conversion éolienne mise à part l'intervention du contrôleur. L'interaction du simulateur avec l'ensemble machine-convertisseur permet d'obtenir les performances en régime statique et dynamique de tout le système. Comme le montre la figure 5.3, la structure basique du couplage regroupe le modèle de la turbine éolienne (simulateur), la génératrice connectée au redresseur triphasé et la charge qui est une résistance de 12Ω .

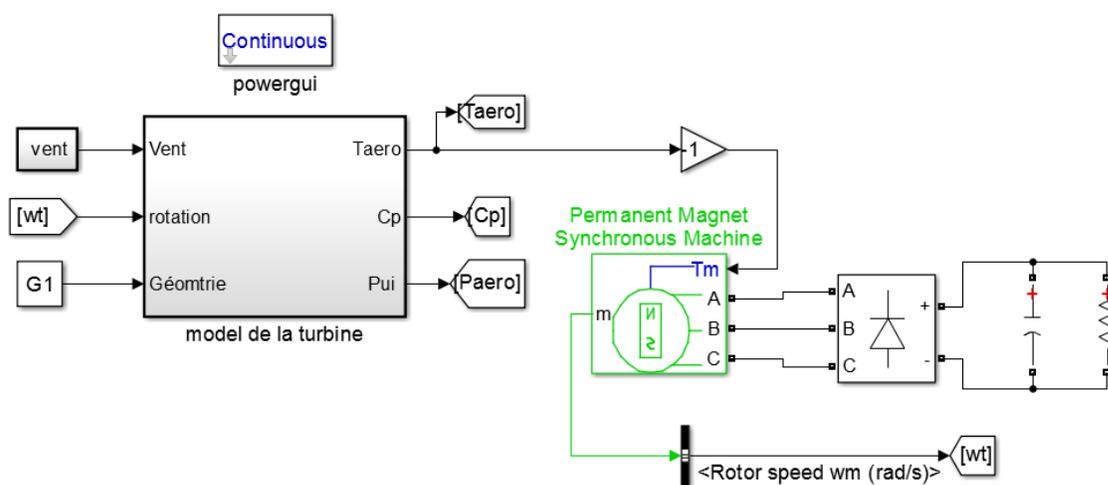


Figure 5.3 : Modèle Simulink du système éolien complet sans contrôle

5.3.1 Essais de simulations effectuées

Avec les paramètres de la turbine éolienne présentés au chapitre 1, le système éolien sans contrôle de puissance nominale de 6 kW fait ici l'objet de trois simulations suivant la vitesse du vent appliquée : une à vitesse constante et deux à vitesse variable (vitesse variable par échelons et vitesse variable de façon aléatoire). La turbine simulée a un angle de calage fixé à zéro ($\beta=0$). Pour la première simulation, la vitesse du vent est maintenue constante à la valeur de 8 m/s et elle est illustrée à la figure 5.4. Pour la deuxième simulation, la vitesse du vent subit des variations par échelons (cf. figure 5.5). Ceci est effectué dans le but d'étudier les performances dynamiques du système. D'abord, la vitesse du vent est maintenue à 8 m/s pendant 3 secondes. Puis, elle change brusquement à 12 m/s avant de revenir brusquement à 10 m/s pour les trois dernières secondes.

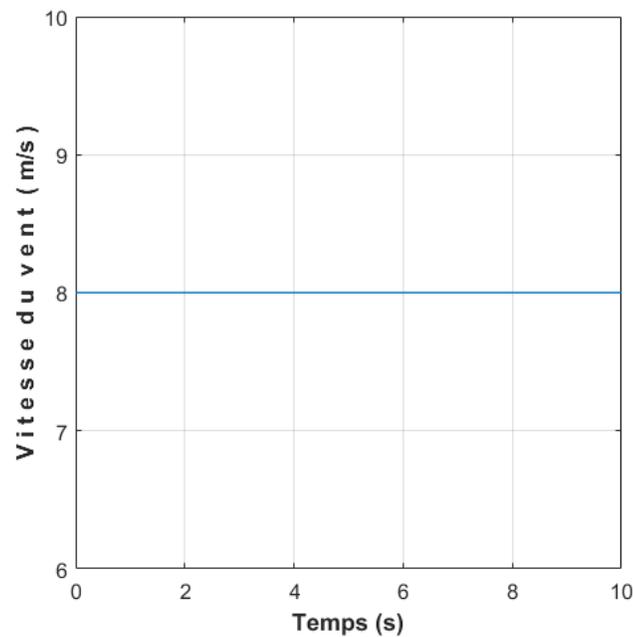


Figure 5.4 : Allure de la vitesse du vent considérée pour la première simulation (vitesse constante)

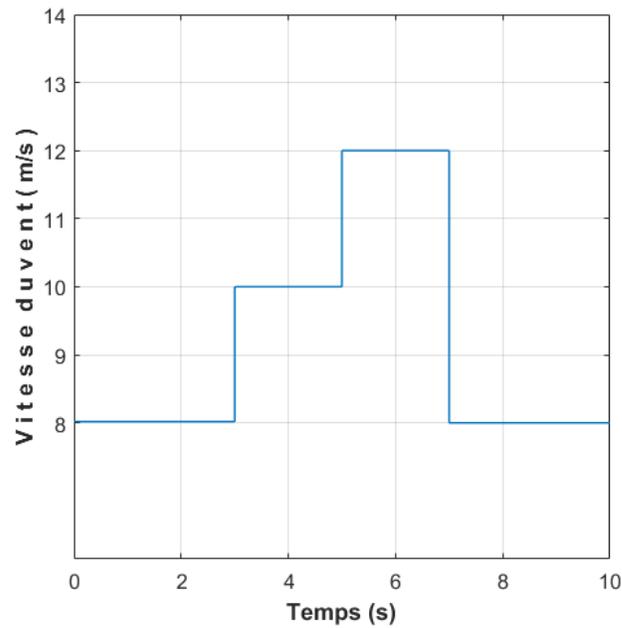


Figure 5.5 : Allure de la vitesse du vent considérée pour la deuxième simulation (changement par échelon de la vitesse du vent)

La troisième simulation du système éolien sans contrôle est effectuée pour étudier la réponse du système (simulateur et chaîne de conversion éolienne) en régime dynamique en utilisant une vitesse du vent réaliste. Dans cet essai, le générateur de vitesse du vent fournit une vitesse moyenne de 10 m/s avec une variance du bruit blanc de 1.7, comme on peut le constater sur la figure 5.6.

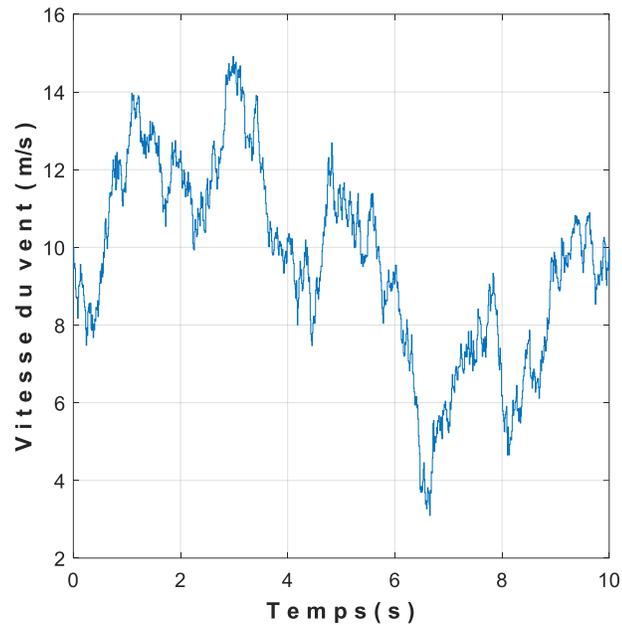


Figure 5.6 : Allure de la vitesse du vent constante considérée pour la troisième simulation (vitesse du vent aléatoire)

5.3.2 Résultats de simulation du système éolien sans contrôle

Tel qu'énoncé dans la section précédente, un modèle de la chaîne de conversion éolienne sans contrôle incluant le simulateur d'arbre éolien développé a été élaboré et implanté dans l'environnement Matlab/Simulink. Grâce à cet environnement, les appropriations de mesures du simulateur éolien peuvent être visualisées afin de permettre une comparaison avec le système régulé traité dans la section suivante. Les procédures de simulation calculent les caractéristiques de puissance et de couple du système éolien avec comme charge résistive de 12Ω . La figure 5.7 illustre le coefficient de puissance obtenu pour un temps de simulation de dix secondes avec une vitesse de vent constante à 8 m/s.

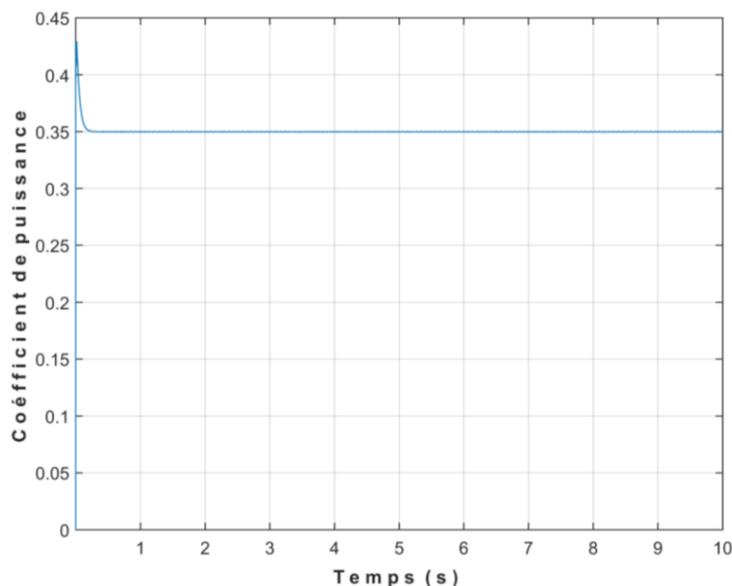


Figure 5.7 : Courbe du coefficient de puissance en fonction du temps

Il est à noter que pour une configuration de vitesse du vent de 8 m/s, qui n'est pas nominale, l'efficacité de la turbine, c'est-à-dire le ratio de la puissance extraite sur celle disponible, n'est pas optimale. Cela même si la vitesse de rotation initiale de la machine à aimant permanent est choisie à 30 rad/s pour un bon démarrage du système sans contrôle. Comme le montre la figure 5.6, cette efficacité se stabilise à 35% après 0,25 secondes pour une vitesse du vent constante de 8 m/s.

Les figures 5.8, 5.9 et 5.10 présentent les résultats obtenus pour les trois de simulations considérées quand la régulation n'est pas opérationnelle. Dans ces figures, on observe les différentes caractéristiques et performances du système simulé, à savoir la puissance et le couple disponibles sur l'arbre de l'éolienne simulée, la vitesse de rotation de l'arbre éolien et le coefficient de puissance. Il peut être noté que le temps de démarrage du système est d'environ 1 seconde. Les essais ont été effectués autant dans les conditions statiques que dynamiques. On remarque que le système éolien sans contrôle présenté ici opère à des points de fonctionnement distant des conditions optimales suivant la vitesse du vent à cause du manque de contrôle. Que ce soit avec une vitesse du vent variable ou

constante, le système sans contrôle ne va pas chercher la puissance maximale possible et disponible au niveau du vent. En effet, le système n'est pas capable d'atteindre par exemple la puissance aérodynamique nominale de 6 kW à moins que le vent atteigne une vitesse supérieure à 12 m/s.

Le mode d'opération de la chaîne de conversion éolienne sans système de contrôle ne garantit pas l'extraction du maximum de puissance disponible dans le vent, et cela pour toutes les vitesses du vent. La figure 5.11 illustre les points de fonctionnement du système éolien simulé et leurs positions au niveau des courbes définissant l'évolution de la puissance mécanique en fonction de la vitesse angulaire de la génératrice pour différentes vitesses du vent. Cette figure montre par exemple que pour une vitesse de 9 m/s, la puissance mécanique atteinte est de 1750 W avec une vitesse de rotation de la machine de 42,03 rad/s alors que si le système éolien était régulé, la puissance extraite sera de 2500W pour une vitesse de rotation de 27 rad/s. Ainsi, afin d'extraire le maximum de puissance éolienne, une adoption d'une stratégie de contrôle optimal de type MPPT est une possibilité.

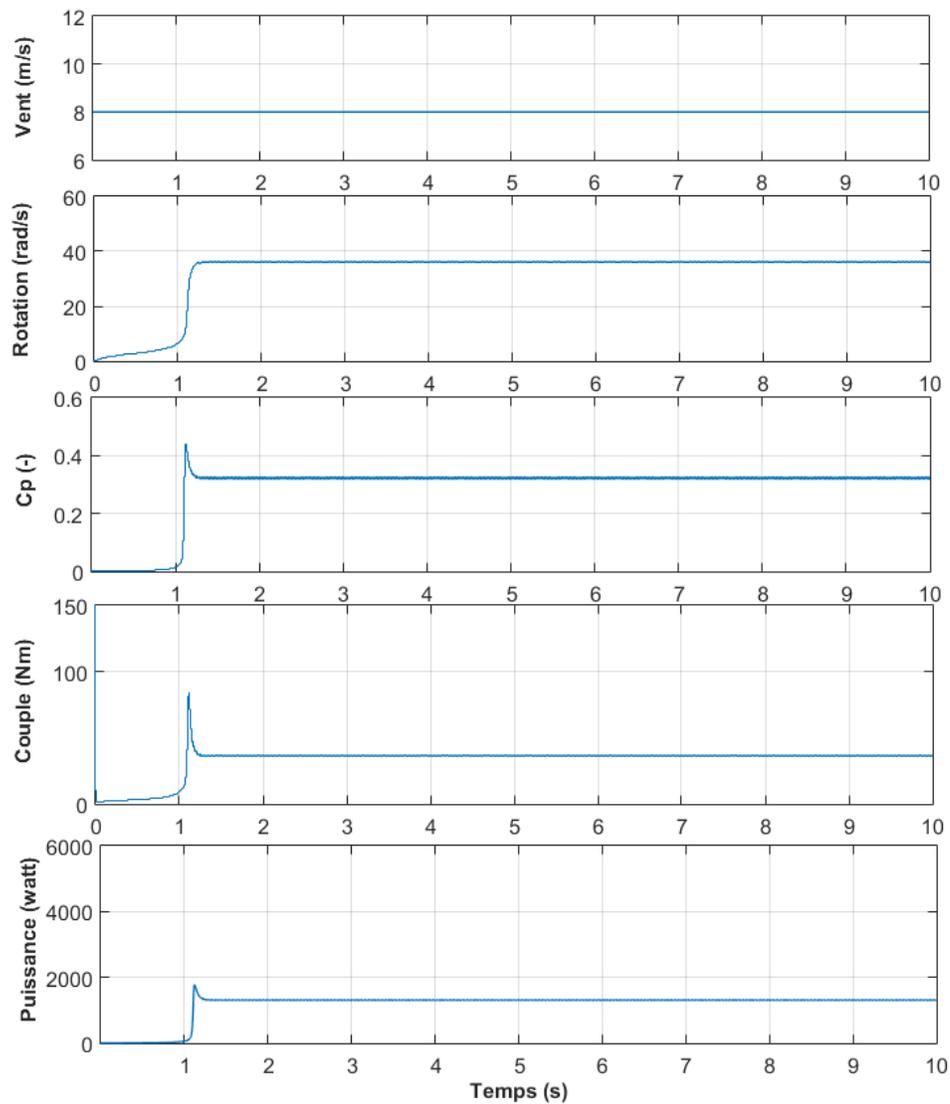


Figure 5.8 : Performances du système éolien sans contrôle pour la première simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor

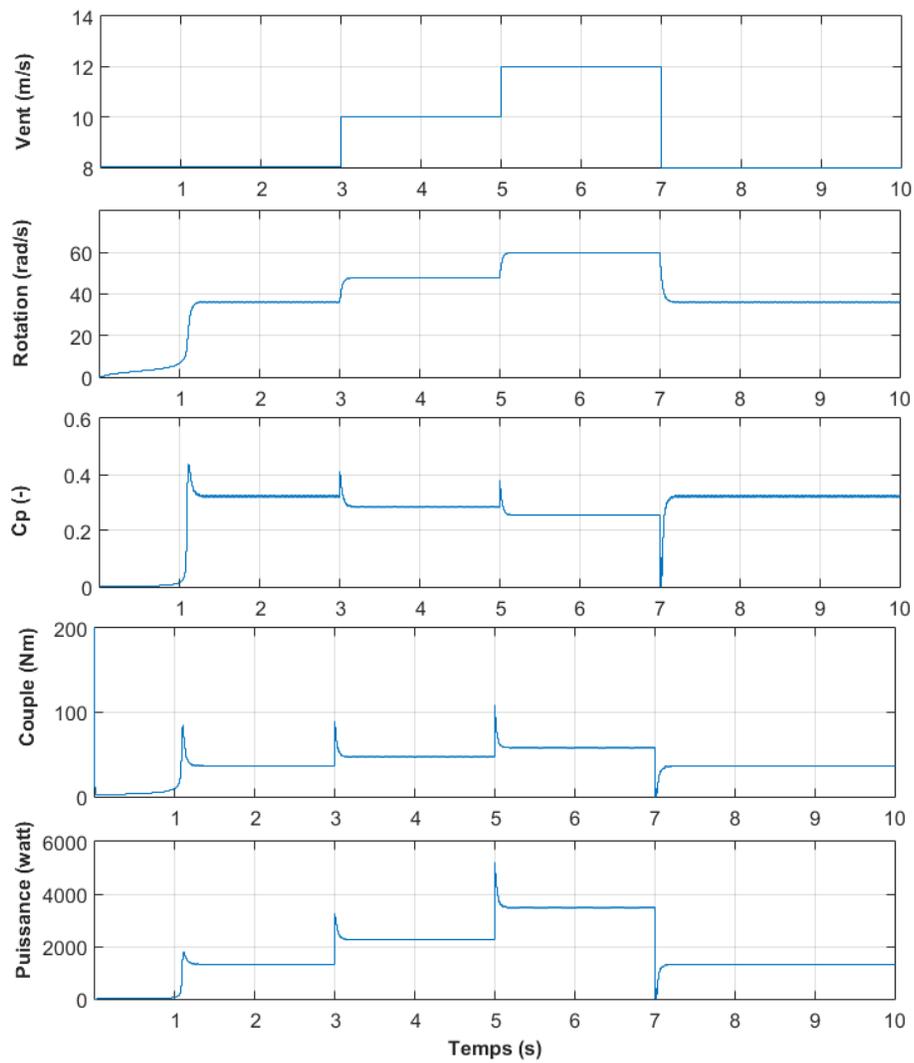


Figure 5.9 : Performances du système éolien sans contrôle pour la deuxième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor

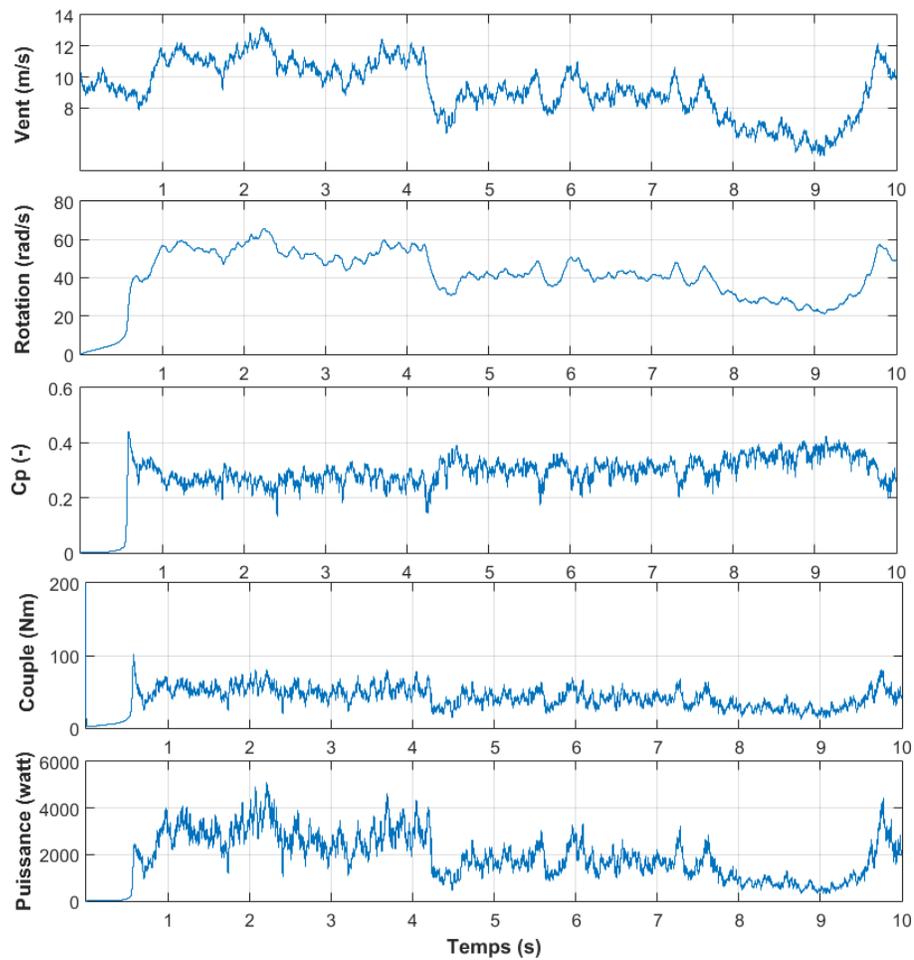


Figure 5.10 : Performances du système éolien sans contrôle pour la troisième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor

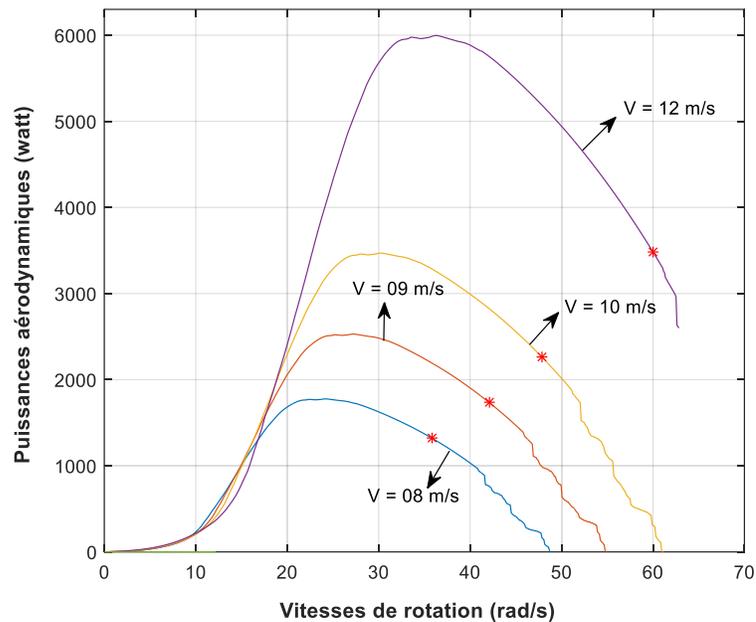


Figure 5.11 : Distribution des points de fonctionnement du système sans contrôle sur les courbes de puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent

5.4 SIMULATION DU SYSTEME EOLIEN AVEC CONTROLE MPPT

Pour une vitesse de vent donnée, la puissance mécanique extraite d'une turbine éolienne est une résultante qui dépend de la vitesse de rotation des pales du rotor. De par la nature fluctuante de la source éolienne qu'est le vent, il est préférable de disposer d'une méthode de détermination de la vitesse rotation optimale de la génératrice à aimant permanent permettant d'extraire du vent une puissance mécanique maximale. Selon les auteurs de l'article de la référence [62], le concept de la recherche du point d'extraction du maximum de puissance (*MPPT* en anglais) désigne le fait d'optimiser la vitesse de rotation de la génératrice relativement à la vitesse du vent, d'où une puissance mécanique maximale est obtenue. Nombreux sont les chercheurs qui ont écrit des textes sur le sujet et présenté des algorithmes sur la stratégie MPPT. Il existe principalement trois types de méthodes d'extraction du maximum de puissance : le contrôle sur la vitesse spécifique (*tip speed ratio control TSR* en anglais), la rétroaction sur la puissance (*power signal feedback PSF* en

anglais) et la méthode de perturbation et observation (*perturb and observe P&O* en anglais). Chacune des méthodes présente des avantages et des inconvénients. La méthode TSR nécessite l'usage d'un anémomètre [63], ce qui augmente le coût d'installation de la machine et exige un outil précis de mesure de la vitesse du vent. La méthode PSF, quant à elle, éprouve le besoin de disposer d'une connaissance de la caractéristique maximale de puissance de la turbine éolienne [56]. La méthode P&O, à l'opposé de la méthode PSF, n'exige pas une connaissance du maximum de puissance en référence [64, 65]. Cette méthode est plutôt basée sur la récupération et la comparaison du résultat de l'étape de calcul antérieur avec celui en cours. Notons qu'il existe aussi d'autres méthodes notamment celles basées sur l'intelligence artificielle.

5.4.1 Méthode de contrôle d'une éolienne à vitesse variable

Quel que soit le type de contrôle choisi parmi les trois présentés dans la section précédente, il est important que l'algorithme de contrôle atteigne deux buts : optimiser le transfert de puissance en variant la vitesse de rotation du rotor éolien tout en maintenant en sécurité l'éolienne. Les éoliennes à vitesse variable sont souvent utilisées en trois modes de fonctionnement. La figure 5.12 montre une courbe de puissance typique de 750 kW d'une éolienne. Ces trois modes prennent en compte les contraintes sur trois variables qui sont la vitesse du vent, la vitesse de rotation des pales et la puissance mécanique du rotor.

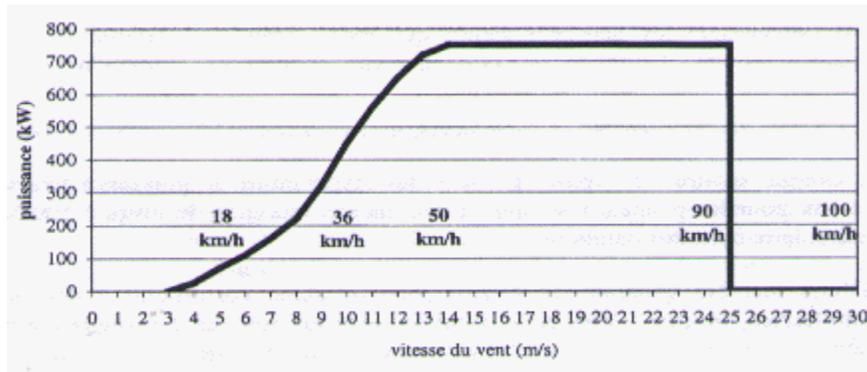


Figure 5.12 : Courbe de puissance typique d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent

Dans la zone I (vitesse de vent inférieure à 3 m/s), l'éolienne est à l'arrêt, car le vent n'est pas assez puissant pour produire de l'énergie. La zone II est définie par exemple pour les vitesses du vent allant de 3 à 14 m/s. Dans ces conditions, l'éolienne opère à charge partielle et l'algorithme de contrôle doit permettre que la génératrice tourne à une vitesse de rotation qui suit la vitesse du vent d'une façon optimale. Ce processus conduit à des points de fonctionnement tels que la puissance extraite du vent est maximale à chaque instant même si le vent varie. Pour les autres vitesses de vent, dans la zone III au-delà de 14 m/s par exemple, la protection de l'éolienne est nécessaire, car c'est la zone des vents forts, et il faut limiter la puissance mécanique pour des raisons de sécurité. Notons que le contrôle développé dans ce travail pour la validation du simulateur ne prend pas en compte la zone III et s'applique plutôt à la zone II.

5.4.2 Développement du système de contrôle

Le logiciel PROPID est utilisé pour obtenir des données brutes de production de puissance éolienne. La fonction 2D_SWEEP de ce logiciel avec les caractéristiques dimensionnelles d'une éolienne à simuler donne la possibilité de lire et de tracer les données du coefficient de puissance, qui représente le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance disponible du vent, en fonction de la vitesse spécifique (λ). La figure 5.13 présente la variation de ce coefficient en fonction de la vitesse spécifique pour un

angle de calage β égal à zéro. Cela permet d'observer l'existence d'un point optimal de la vitesse spécifique λ_{opt} qui correspond à un coefficient de puissance maximal C_{pmax} .

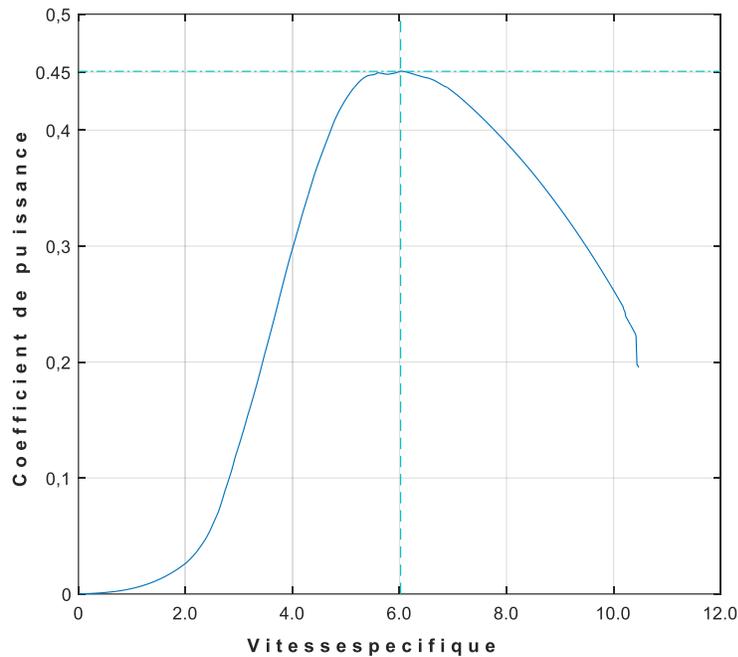


Figure 5.13 : Variation du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage nul

Lorsque la vitesse du vent fluctue, la vitesse de rotation de la turbine doit être adaptée afin de conserver le même point de fonctionnement optimal. Le but du système de commande est de maintenir le coefficient de puissance à son maximum et de veiller à ce que l'équation (5.1) soit toujours vérifiée, quelle que soit la vitesse de vent incidente. Cela permet de fournir le couple de référence, qui dérive de la puissance mécanique optimale, à la génératrice à aimant permanent pour qu'elle fasse tourner, à son tour, le rotor à son point d'opération optimal. Il est à noter que ces équations sont valables pour une éolienne sans multiplicateur de vitesse, sinon une révision des relations qui suivent doit être faite.

$$T_{t_opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \omega_t^2 = K_{opt} \omega_t^2 \quad (5.1)$$

Dans ce travail de recherche, l'algorithme mis en œuvre permet de déterminer le maximum de puissance capable d'être générée par une génératrice à aimants permanents. La démarche optée pour contrôler la chaîne de conversion éolienne est présentée à la figure 5.14. La vitesse de rotation ω_t et la tension de sortie du hacheur sont utilisées pour calculer le couple et le courant de référence en utilisant les équations (5.2) et (5.3). Ce dernier est comparé au courant de sortie du hacheur (I_s) débitant sur la résistance R. Ainsi, l'erreur obtenue du comparateur devient l'entrée du contrôleur PID. Le rapport cyclique, qui définit le rapport entre le temps de marche de l'interrupteur (module IGBT) et le temps total d'une période, constitue ainsi la variable de contrôle.

$$T_{ref} = K_{opt} \cdot \omega_t^2 \quad (5.2)$$

$$I_{ref} = \frac{T_{ref} \cdot \omega_t}{V_R} = \sqrt{\frac{(T_{ref} \cdot \omega_t)}{R}} \quad (5.3)$$

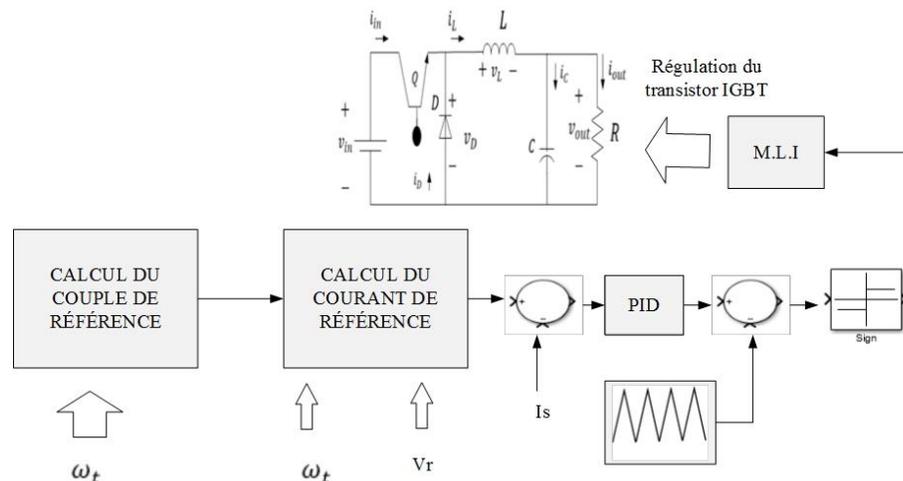


Figure 5.14 : Système de commande de la stratégie de contrôle de la tension du coté continu

Le modèle mathématique du système de commande est implanté dans Matlab/Simulink (figure 5.15). Ce modèle prend en entrée les variables du rotor de la turbine éolienne, la vitesse spécifique optimale et la vitesse de rotation. De plus, le modèle se sert de la vitesse du vent et de la tension aux bornes de la charge R pour ainsi calculer le courant de référence et la vitesse de rotation optimale.

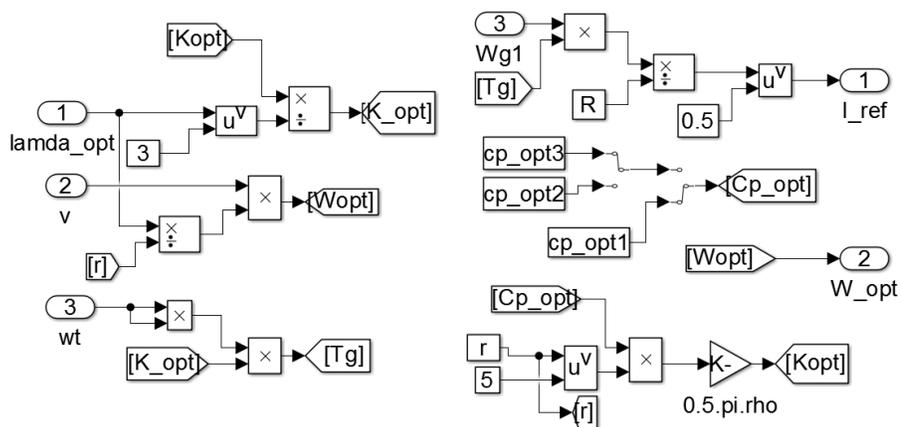


Figure 5.15 : Modèle Simulink du sous-système de contrôle

À la figure 5.16, il a été illustré la relation (5.2) qui donne le couple de référence en fonction du carré de la vitesse de rotation de la génératrice. Cette figure présente une validation de l'évolution du couple de référence qui a une forme parabolique.

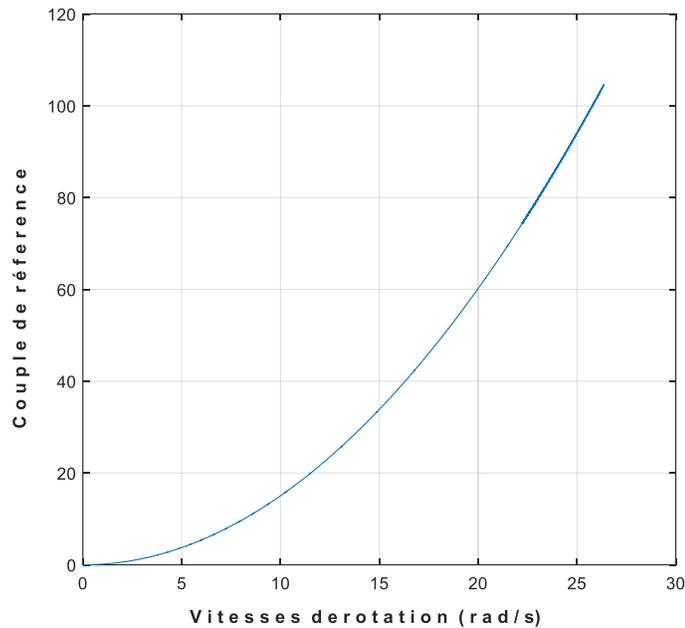


Figure 5.16 : Évolution du couple de référence en fonction de la vitesse de rotation

5.4.3 Régulation et calcul des paramètres du contrôleur

Le but principal d'un régulateur est de prendre la place de l'humain dans le rôle de contrôleur et de piloter le système. Le système asservi opère alors à un ajustement automatique pour stabiliser la grandeur de sortie à une valeur donnée. Ce processus exige une bonne connaissance de la structure du système à contrôler. La méthode de placement de pôles nécessite une fonction de transfert $G(s)$ qui décrit au mieux le procédé. Il est donc essentiel de rappeler l'équation basique (5.4), détaillée au chapitre 4, qui gouverne le hacheur dévolteur vu que la modulation de la largeur d'impulsion (MLI) permet de réguler le courant en agissant sur la tension.

$$\frac{V_o}{D} = \frac{\frac{V_{in}}{LC}}{s^2 + s\left(\frac{1}{R_o C} + \frac{R_L}{L}\right) + \left(\frac{1}{LC} + \frac{R_L}{R_o LC}\right)} \quad (5.4)$$

Une fois la modélisation du hacheur dévolteur en fonction de transfert établie, il est important d'exploiter les méthodes de stabilisation de la dynamique du système. Dans le but de minimiser les écarts de valeurs entre la consigne et la variable de sortie du système de commande, il faut développer des lois de commande. Ces dernières sont constituées de formules mathématiques permettant d'améliorer les performances du système. La figure 5.17 présente la fonction de transfert du système éolien asservi intégrée à celle du système de commande, sur cette figure nous avons spécifié la consigne par $R(s)$ et la variable contrôlée par $Y(s)$. D'abord, le courant de référence de l'équation (5.3) représente l'entrée $R(s)$ du système de régulation. Ce dernier est comparé avec le courant mesuré et l'erreur est contrôlée, ce qui permet d'obtenir le bon rapport cyclique qui contrôle l'interrupteur (module IGBT). En général, si la fonction de transfert est du premier ordre un contrôleur PI est utilisé, mais si elle est du second ordre un contrôleur PID est plus approprié [66].

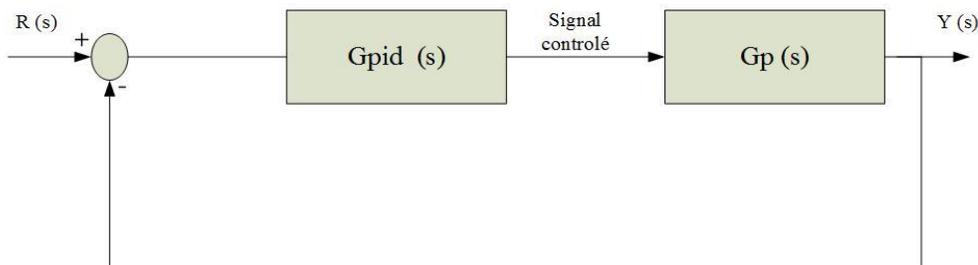


Figure 5.17 : Représentation de l'asservissement du système modélisant le procédé

La fonction de transfert, décrivant le procédé qu'est le hacheur, est donnée par l'équation (5.5) :

$$G(s) = \frac{\frac{V_{in}}{LC}}{s^2 + s\left(\frac{1}{R_o C} + \frac{R_L}{L}\right) + \left(\frac{1}{LC} + \frac{R_L}{R_o LC}\right)} \quad (5.5)$$

Cependant la fonction de transfert du contrôleur PID est définie par la relation (5.6) :

$$G_{c_pid}(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \cdot K_{pd} \frac{T_d s + 1}{T_f s + 1} \quad (5.6)$$

Les paramètres du contrôleur sont le gain K_p et le facteur de proportionnalité du terme dérivatif K_{pd} . Les paramètres T_i , T_d et T_f sont respectivement les constantes de temps d'intégration, du terme de la dérivé et du filtre.

La fonction de transfert en boucle fermé du système à réguler équivaut à :

$$\frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{G(s) \cdot G_{c_pid}(s)}{1 + G(s) \cdot G_{c_pid}(s)} \quad (5.7)$$

En remplaçant les fonctions $G(s)$ et $G_{c_pid}(s)$ par leur expression respectives suivies de quelques opérations mathématiques, on peut trouver l'équation caractéristique en boucle fermée. Cela implique une correspondance entre le dénominateur de l'équation (5.7) avec le polynôme caractéristique qui permet de trouver l'emplacement des pôles de la fonction de transfert en boucle fermée. Il est à noter que l'intégration de la fonction de transfert du contrôleur PID avec celle de notre système conduit à un polynôme d'ordre 4, mais avec l'outil Ident de Matlab/Simulink, on a pu trouver une approximation au degré deux. Cela permet une correspondance avec le polynôme caractéristique qui s'écrit dans le domaine de Laplace comme suit :

$$s^2 + 2\omega_n \xi s + \omega_n^2 = 0 \quad (5.8)$$

Où ω_n est la fréquence naturelle des systèmes du second ordre et ξ le coefficient de frottement.

L'équivalence est telle que :

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{T_i \times T_f}{\frac{V_{in}}{LC} \times K_p} \\ 2\omega_n \xi = \frac{T_i}{\frac{V_{in}}{LC} \times K_p} \end{cases} \quad (5.9)$$

Pour de bonnes spécifications de la réponse en échelon de notre système, telles qu'un overshoot d'environ 16% et un temps de stabilisation de 5 secondes. Les paramètres du polynôme, sont choisis de sorte que $\xi = 0.707$ et $\omega_n = 1$. Le tableau suivant résume les paramètres du contrôleur obtenus.

Tableau 5.1 : Identification des paramètres du contrôleur

Paramètre du contrôleur	
K_p	2,5
T_i	268,3 s
T_d	0,06 s
T_f	3,65 s
K_{pd}	1

5.4.4 Résultats de simulation du système éolien avec contrôle MPPT

Le modèle d'une turbine éolienne à vitesse variable de puissance nominale de 6 kW, couplé à une génératrice à aimant permanent, est proposé. Comme présenté dans la section 4.3.2 du chapitre 4, ce modèle de simulateur est développé à l'aide du logiciel PROPID dans l'environnement Matlab/Simulink. Le circuit électronique de puissance ainsi que le

système de commande s'intègre au simulateur aérodynamique pour constituer l'ensemble du système de conversion d'énergie éolienne. Le modèle Simulink de ce système est illustré à la figure 5.18.

Partant de la régulation du courant de référence, la réponse en puissance et en couple de ce système est étudiée et présentée dans cette section. Comme le montrent les figures suivantes, la turbine éolienne paramétrée au tableau 1.1 du chapitre 1 a été utilisée pour les trois types de simulations (à vitesse de vent constante, à vitesse variable par échelons et à vitesse variable de façon aléatoire). Cela permet de prouver la robustesse de l'algorithme de contrôle et de la stratégie MPPT développé dans la section (5.4.2) de ce chapitre.

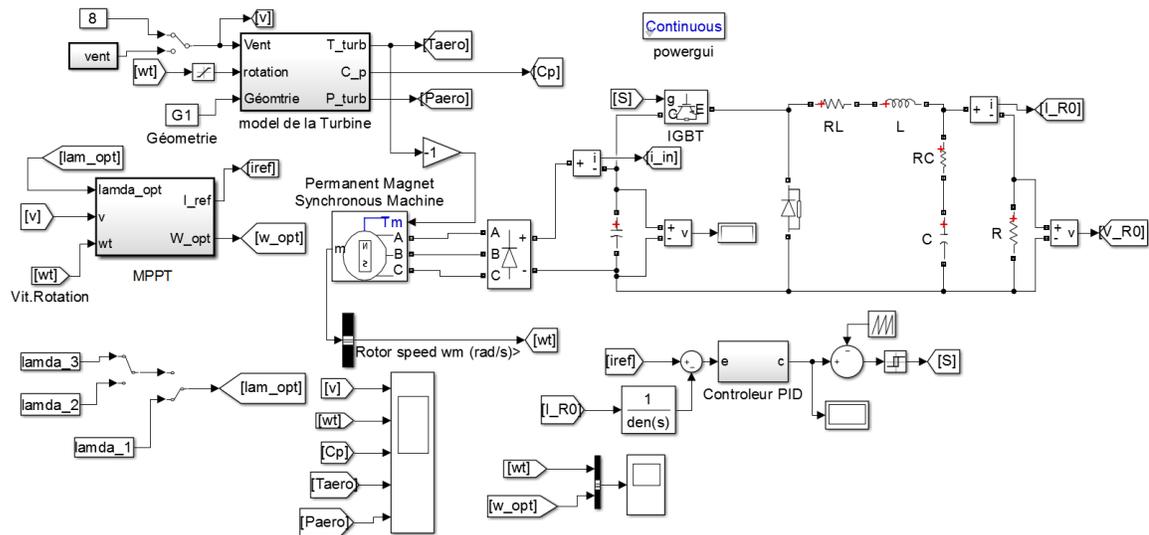


Figure 5.18 : Modèle du simulateur d'arbre éolien couplé au système de conversion éolienne

Les résultats du premier test, c'est-à-dire une simulation avec un vent constant de 8 m/s, sont présentés à la figure 5.19. Cette dernière illustre la réponse en puissance et en couple du système représentant le rotor de la turbine éolienne simulée, mais aussi les performances sous contrôle de ce système comme la vitesse de rotation et le coefficient de puissance. On peut y remarquer que le coefficient de puissance est maximal ($C_p=0.45$) et que la puissance aérodynamique atteint une valeur optimale de 1823 W après un temps de démarrage de 0,5 seconde.

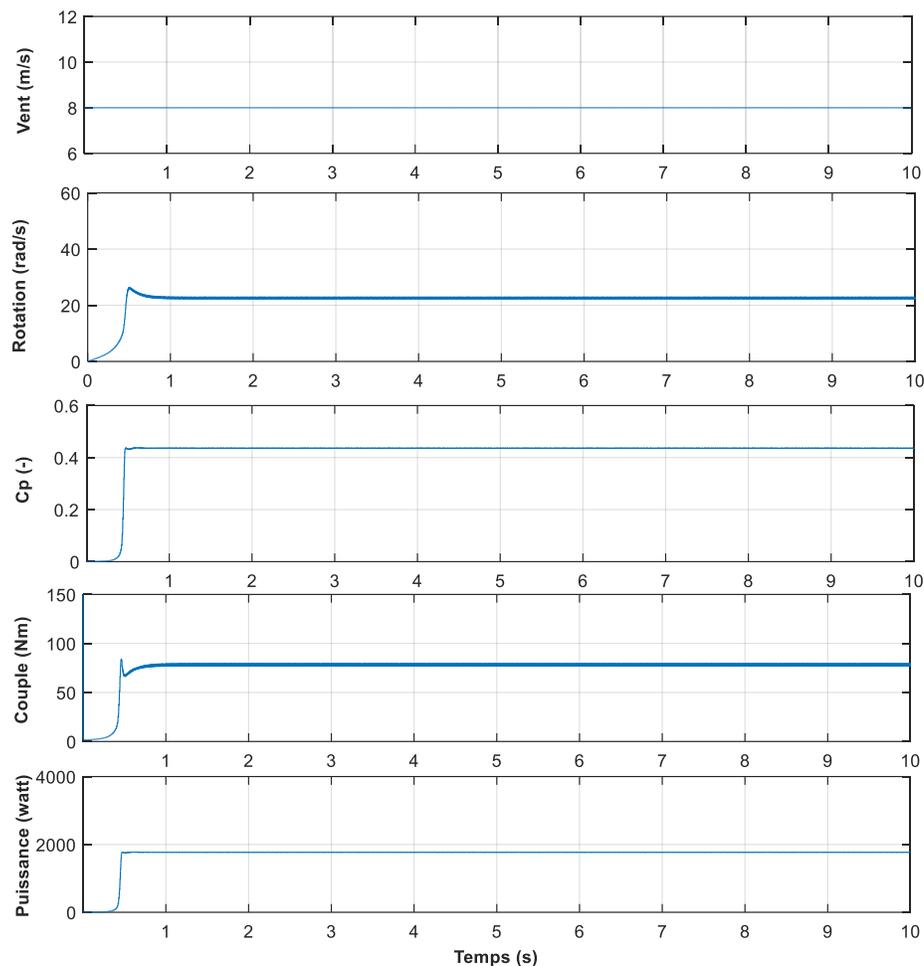


Figure 5.19 : Performances du système éolien avec contrôle pour la première simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor

Pour le deuxième type de simulation, les caractéristiques et les performances du rotor de l'éolienne sont, quant à elles, reproduites à la figure 5.20. La variation en paliers appliquée à la vitesse du vent constitue ici une entrée pour le modèle aérodynamique développé. Cela offre la possibilité d'observer le comportement du système en régime dynamique lors des variations. En plus, ce test est utile pour vérifier l'efficacité de la stratégie de contrôle présentée. Il est à remarquer que les caractéristiques aérodynamiques

suivent la variation du vent alors que le coefficient de puissance est fixé presque toujours à sa valeur maximale de 0,45.

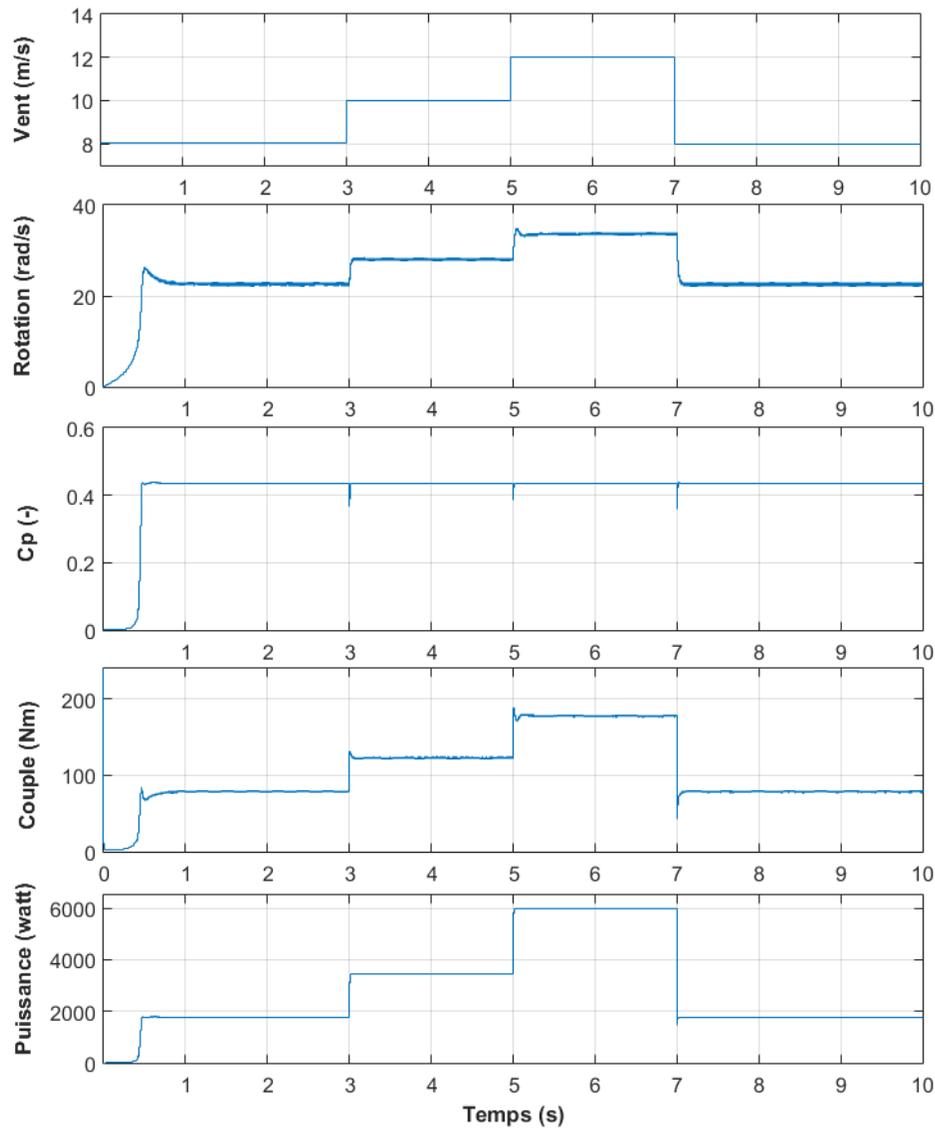


Figure 5.20 : Performances du système éolien avec contrôle pour la deuxième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor

Les courbes des deux vitesses de rotation, à savoir celle qui est optimale de référence en théorie ($W_{opt} = \omega_{opt}$) et celle réelle du rotor en simulation ($W_{mec} = \omega_r$), sont

représentées à la figure 5.21. Cette dernière montre que la vitesse angulaire réelle des pales suit assez fidèlement la vitesse optimale que doit avoir le rotor. On peut en conclure que la méthode de contrôle, conçue et présentée précédemment, permet d'obtenir un suivi, avec quelques erreurs minimales, de la vitesse optimale et donc une puissance extraite maximale.

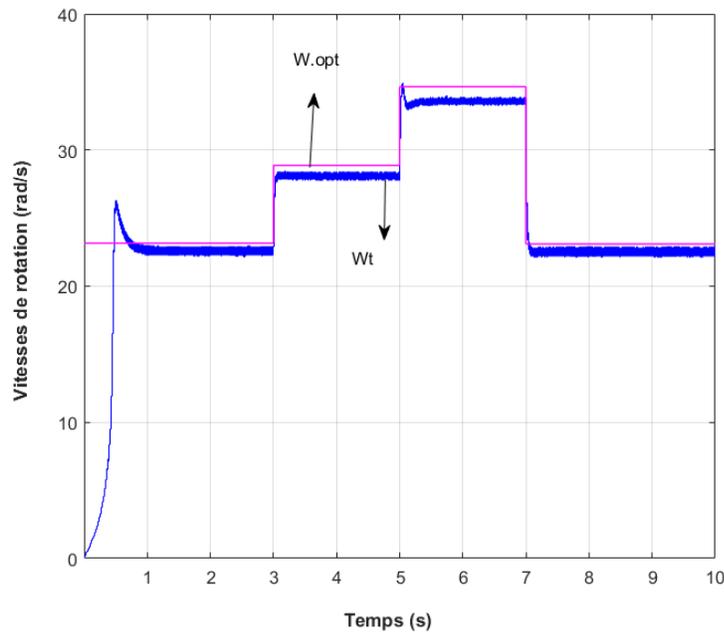


Figure 5.21 : Courbes des vitesses de rotation optimale et mécanique du rotor pour une vitesse de vent variable en échelons

Le dernier test de simulation du système de conversion éolienne est effectué à l'aide d'un profil de vent dynamique. Cela a pour effet de reconstituer les caractéristiques dynamiques de ce système afin de vérifier les performances du modèle aérodynamique dans des conditions réalistes. La figure 5.22 illustre les performances aérodynamiques de la turbine éolienne subissant les variations stochastiques de la vitesse du vent. Une comparaison des vitesses de rotation dans ce régime est aussi effectuée et schématisée à la figure 5.23. Cela permet de s'assurer que la recherche de paramètres optimaux se poursuit même en temps réel. Il est à noter qu'en adoptant une commande en courant de référence du hacheur, la turbine éolienne est capable de s'ajuster en essayant d'extraire le maximum

de puissance disponible dans le vent. Cela permet d'obtenir des performances satisfaisantes même en régime dynamique avec une vitesse de vent variable de façon aléatoire. Par contre, il est à noter aussi que les simulations sont faites pour une éolienne de puissance nominale de 6 kW avec une vitesse de vent de 12 m/s qui correspond normalement à une vitesse de rotation de 35.6 rad/s.

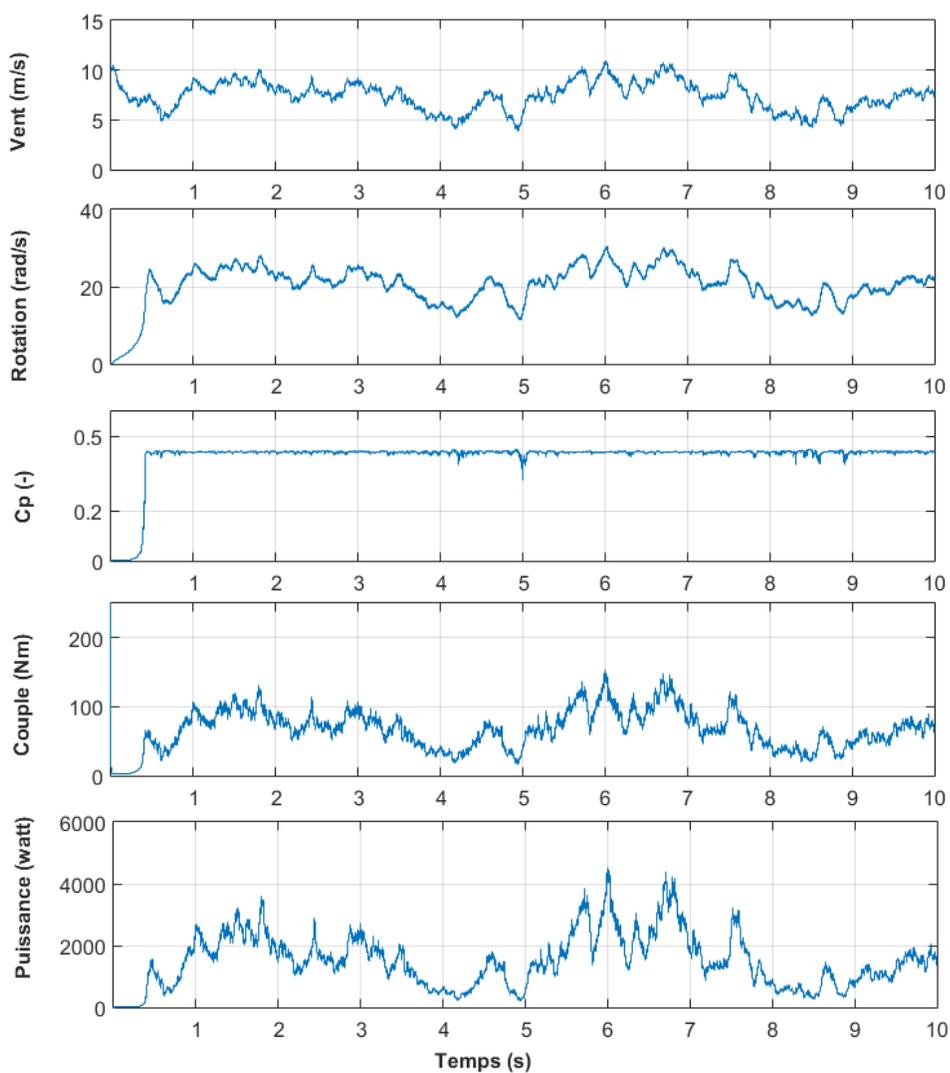


Figure 5.22 : Performances du système éolien avec contrôle pour la troisième simulation : (a) vitesse du vent, (b) vitesse de rotation de l'arbre éolien, (c) coefficient de puissance, (d) couple aérodynamique et (e) puissance mécanique du rotor

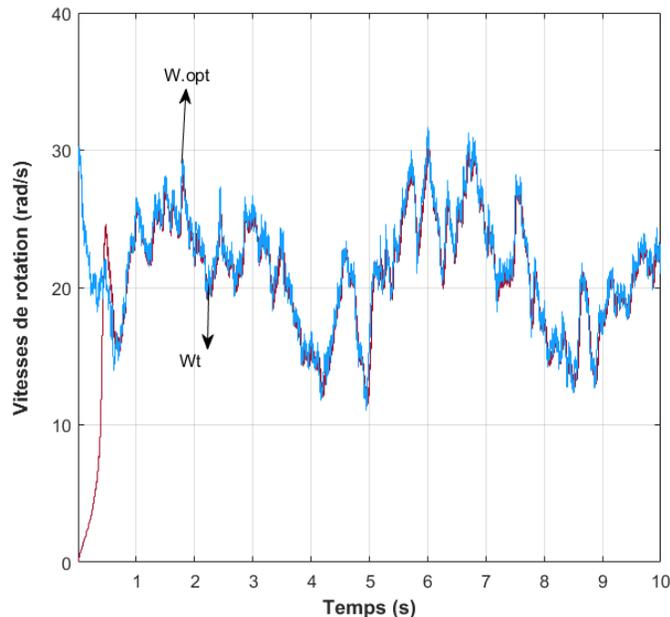


Figure 5.23 : Courbes des vitesses de rotation optimale et mécanique pour une vitesse variable de façon réaliste

La distribution des points de fonctionnement du système de conversion éolienne en régime stationnaire est illustrée à la figure 5.24. En comparaison avec le modèle sans contrôle de la section (5.3.2), il est à constater que les coordonnées des variables de la turbine éolienne (puissance, vitesses de rotation) coïncident presque avec les maximas des courbes de puissance du modèle aérodynamique issu du logiciel PROPID (simulateur). Cela démontre la fonctionnalité du simulateur de turbines éoliennes développé ainsi que l'efficacité de la méthode MPPT développée dans ce travail de recherche.

Le nuage de points représenté à la figure 5.25 constitue l'ensemble des points de stabilisation des puissances aérodynamiques versus la vitesse de rotation. Ce graphe expose les résultats de simulation en régime dynamique (avec un vent aléatoire) afin de vérifier la précision et la qualité de la stratégie de contrôle apportées au système de conversion éolienne modélisé dans ce chapitre.

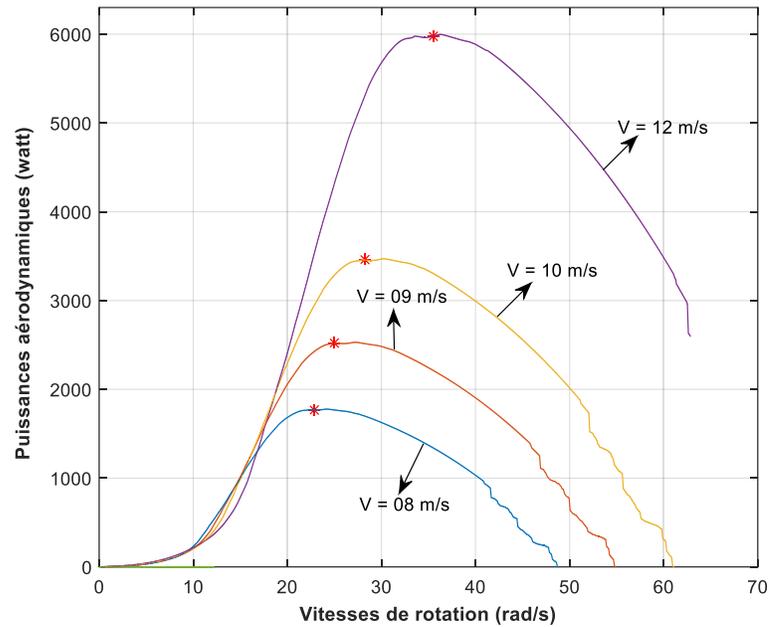


Figure 5.24 : Distribution des points de fonctionnement du système éolien avec contrôle sur les courbes de puissances pour une vitesse de vent variable en échelons

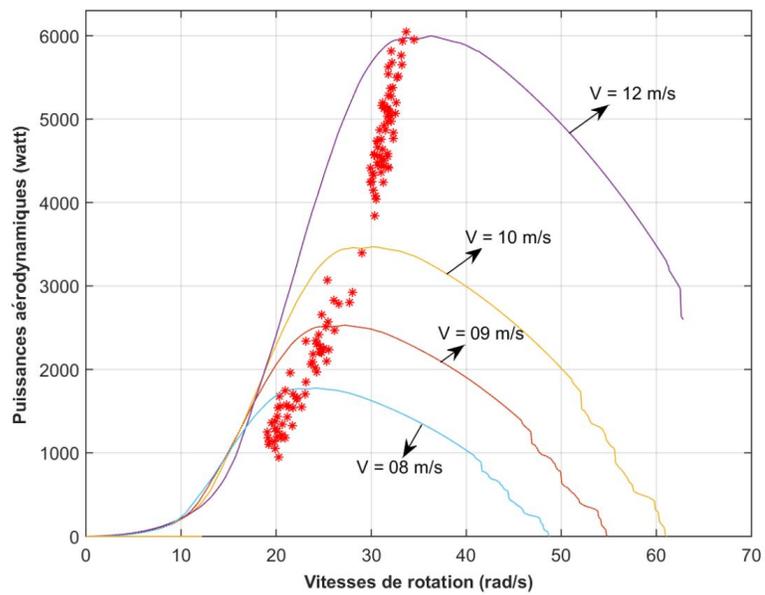


Figure 5.25 : Distribution des points de fonctionnement du système éolien avec contrôle sur les courbes de puissances pour une vitesse de vent variable de façon aléatoire

5.5 CONCLUSION

Ce chapitre a permis de valider le fonctionnement et le comportement du simulateur d'arbres éoliens développé en l'implantant dans une chaîne de convention d'énergie éolienne et en effectuant des simulations du modèle du système sur Matlab/Simulink. Cette chaîne est constituée d'une génératrice à aimants permanents connectée à un convertisseur statique composé d'un redresseur à diodes, d'une capacité de filtrage et d'un hacheur dévolteur. Ce chapitre a présenté aussi le développement de l'asservissement de l'ensemble du système et le calcul des paramètres du régulateur en considérant la méthode de l'extraction du maximum de puissance (Méthode MPPT). La technique de contrôle utilisée (basée sur le contrôle du courant) est bien efficace et simple à réaliser par rapport, par exemple, au contrôle sur la vitesse spécifique (« tip speed ratio control » en anglais), ce dernier exige une mesure instantanée et continue de la vitesse du vent.

Différentes simulations du système complet ont été effectuées en considérant deux cas : sans contrôle et avec contrôle MPPT pour différentes allures de vitesse de vent. Les résultats de simulation démontrent la fonctionnalité du simulateur de turbines éoliennes développé ainsi que l'efficacité de la méthode MPPT proposée. En effet, selon les simulations, le coefficient de puissance est relativement beaucoup plus constant malgré les fluctuations de la vitesse du vent pour le système avec contrôle par rapport au système sans contrôle.

En comparaison avec les méthodes traditionnelles de modélisation et de simulation des chaînes de conversion d'énergie éolienne, la démarche adoptée se différencie des autres par plusieurs points, notamment une modélisation de turbine éolienne par la méthode des éléments de pale en utilisant le logiciel PROPID qui est fréquemment utilisé dans le domaine éolien. D'une part, cela offre l'opportunité de ne pas utiliser une formule empirique donnant l'expression du coefficient de puissance. D'autre part, il est également possible de faire varier les types de géométries des pales du rotor. Cette nouvelle approche de modélisation offre une bien meilleure méthode de simulation que ce qui est présentée en

général dans les références en éolien, ceci grâce à un modèle aérodynamique beaucoup plus adaptable et flexible.

CONCLUSION GÉNÉRALE

L'énergie éolienne est devenue l'une des plus attrayantes ressources énergétiques pour la production d'électricité. Cependant, une augmentation de la productivité éolienne va de pair avec plus de tests sur les configurations des turbines et leur connexion aux génératrices pour l'étude de la conversion éolienne. L'installation d'une éolienne pour l'analyse des caractéristiques et pour effectuer des tests de contrôle sur celle-ci est une opération onéreuse. Il est important de s'orienter vers des simulateurs pour effectuer des analyses sur ce système complexe qu'est l'éolienne.

Le travail de recherche présenté dans ce mémoire fait l'analyse ainsi que le développement d'un simulateur numérique de sous-système aérodynamique qui peut générer les caractéristiques statiques et dynamiques d'un rotor de turbine éolienne. L'étude présentée ici constitue une partie d'un projet global. En effet, pour une contribution à la recherche dans le domaine éolien, le laboratoire de recherche en énergie éolienne (LREE) de l'Université du Québec à Rimouski (UQAR) a mis en œuvre un banc d'essai éolien complet afin de pratiquer des simulations sur les turbines éoliennes.

Dans ce travail, on s'est intéressé à la modélisation des pales du rotor d'une éolienne dans les conditions réalistes pour être capable de générer les caractéristiques statiques et dynamiques de l'éolienne. Pour cela, une méthode de calcul théorique du couple et de la puissance mécanique du rotor de la turbine a d'abord été développée pour mettre au point le simulateur de rotors éoliens. Cette méthode consiste à une implantation d'un algorithme dont les séquences sont formées d'équations tirées de la théorie de l'élément de pale. Ensuite, une approche numérique de la modélisation de l'arbre éolien a été effectuée. Cela consiste à utiliser le code PROPID afin de générer les données en puissance et en couple de

trois turbines éoliennes connues. Pour alimenter le simulateur, un générateur de vitesse de vent basé sur un modèle qui inclut le spectre de Van der Hooven a aussi été développé.

Par la suite, on s'est intéressé à la validation du fonctionnement et du comportement du simulateur d'arbre éolien développé en le couplant à une chaîne de conversion éolienne constituée d'une génératrice synchrone à aimants permanents, d'un redresseur et d'un hacheur dévolteur. Le couplage a permis de mettre au point une stratégie de contrôle du système de conversion éolienne. Un contrôle qui permet d'extraire le maximum de puissance mécanique pour n'importe quelle vitesse de vent incidente sur le rotor. Ce contrôle, qui porte le nom de MPPT, est établi en régulant, par la MLI, le courant traversant la charge fixée à la sortie du hacheur dévolteur. Différentes simulations ont été effectuées du système éolien complet sans contrôle et avec contrôle et les résultats ont été analysés et discutés.

Les résultats de simulation ont montré que le simulateur développé fonctionne correctement et émule efficacement le comportement d'une turbine éolienne. Les résultats ont montré aussi qu'il est possible d'obtenir des caractéristiques optimales d'une éolienne en ajustant la vitesse de rotation de son rotor à chaque régime de vitesse de vent. Encore que la comparaison entre un système non régulé et un système contrôlé a permis de valider la stratégie de contrôle développée. Par exemple, pour une vitesse de vent de 9 m/s, le système asservi avec le hacheur fournit une puissance maximale de 2500 W alors que le système incontrôlé fournit juste 1750 W de puissance. Les résultats de simulation sont satisfaisants et donnent une bonne acceptation du simulateur d'arbre éolien conçu dans ce travail de recherche.

La modélisation par l'approche théorique n'a pas donné une suite favorable car le calcul direct des paramètres aérodynamiques des profils de pales, comme les coefficients de portance et de traînée, est complexe. Il serait intéressant de pousser la recherche dans cette direction. Cela permettra de pouvoir programmer, du début à la fin, la détermination des caractéristiques statiques et dynamiques de n'importe quelle turbine éolienne sans recourir à un logiciel. Une fois que le banc d'essai expérimental sera fonctionnel, il serait d'un

intérêt capital de coupler directement le simulateur d'arbre éolien sur le banc afin de simuler en temps réel les caractéristiques dynamiques de n'importe quelle turbine éolienne et d'étudier et optimiser le contrôle des éoliennes.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Diane Barry. (2e trimestre 2002, 20-07). *l'éolienne, une énergie redécouverte*. Available: www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/energie/20024009.pdf
- [2] B. Multon, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables," *Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique*, 2003.
- [3] écodomia. (2015, 20 juillet). *Les Réserves mondiales d'énergie*. Available: <http://www.ecodomisons.fr/l-%C3%A9nergie/les-r-%C3%A9serves-d-%C3%A9nergie-fossiles-1ere-partie/>
- [4] D. Guérette, *Asservissement d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe dans le cadre d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration*: Université du Québec à Rimouski, 2010.
- [5] B. Beltran, "Maximisation de la puissance produite par une génératrice asynchrone Double alimentation d'une éolienne par mode glissant d'ordre supérieur," ed: JCGe, 2008.
- [6] F. Brédard, "Modélisation et contrôle d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable connectée au réseau et utilisant une machine asynchrone," Université du Québec à Rimouski, 2014.
- [7] china, wind, turbine, corporation, and partner. (2015, 12-09). Available: <http://www.chinawindenergy.com/products/detail-en11.html>
- [8] J. Craig, "Dynamics of wind generators on electric utility network," *IEEE Trans. Aerosp. Syst*, vol. 12, pp. 483-493, 1976.
- [9] D. Carroll and P. Krause, "Security assessment of power systems including energy storage and with the integration of wind energy," *Progress Report, 1 Apr.-30 Jun. 1981 Purdue Univ., West Lafayette, IN. School of Electrical Engineering.*, vol. 1, 1981.
- [10] B. Neammanee, S. Sirisumrannukul, and S. Chatratana, "Development of a wind turbine simulator for wind generator testing," *International Energy Journal*, vol. 8, pp. 21-28, 2007.
- [11] J. Rodriguez-Amenedo, F. Rodriguez Garcia, J. Burgos, M. Chincilla, S. Arnalte, and C. Vezanones, "Experimental rig to emulate wind turbines," in *International Conference on Electric Machines, Istanbul-Turkey*, 1998.
- [12] P. Battaiotto, R. Mantz, and P. Puleston, "A wind turbine emulator based on a dual DSP processor system," *Control Engineering Practice*, vol. 4, pp. 1261-1266, 1996.
- [13] W. Stein, J. Manwell, and J. McGowan, "A power electronics based power shedding control for wind/diesel systems," *International journal of ambient energy*, vol. 13, pp. 65-74, 1992.

- [14] C. L. Kana, M. Thamodharan, and A. Wolf, "System management of a wind-energy converter," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 16, pp. 375-381, 2001.
- [15] H. M. Kojabadi and L. Chang, "A novel steady state wind turbine simulator using an inverter controlled induction motor," *Wind Engineering*, vol. 28, pp. 433-443, 2004.
- [16] H. M. Kojabadi, L. Chang, and T. Boutot, "Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter-controlled induction motor," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 547-552, 2004.
- [17] C. Nichita, A. D. Diop, J. J. Belhache, B. Dakyo, and L. Protin, "Control structures analysis for a real time wind system simulator," *Wind Engineering*, vol. 22, pp. 275-286, 1998.
- [18] N. A. Cutululis, M. Ciobotaru, E. Ceanga, and M. Rosu, "Real time wind turbine simulator based on frequency controlled AC servomotor," *Annals of "Dunărea de Jos" University of Galați*, vol. 3, pp. 97-101, 2002.
- [19] Eskimon. (2013, 21-09). *Un moteur qui a de la tête : le Servo-Moteur*. Available: <http://eskimon.fr/287-arduino-602-un-moteur-qui-de-la-tete-le-servo-moteur>
- [20] M. Haque, K. Muttaqi, and M. Negnevitsky, "Control of a stand alone Variable speed wind Turbine with a permanent Magnet synchronous Generator," *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 19, 2008.
- [21] S. Samanvorakij and P. Kumkratug, "Modeling and Simulation PMSG based on Wind Energy Conversion System in MATLAB/SIMULINK," in *Proc. of Second Intl. Conf. on Advances in Electronics and Electrical Engineering*, 2013, pp. 37-41.
- [22] T.-F. Chan and L. L. Lai, "Permanent-magnet machines for distributed generation: A review," in *Proc. IEEE Power Eng. Annu. Meeting*, 2007, pp. 1-6.
- [23] C. Bhende, S. Mishra, and S. G. Malla, "Permanent magnet synchronous generator-based standalone wind energy supply system," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 361-373, 2011.
- [24] A. Maheri, S. Noroozi, and J. Vinney, "Application of combined analytical/FEA coupled aero-structure simulation in design of wind turbine adaptive blades," *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 2011-2018, 2007.
- [25] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N.-A. Cutululis, and E. Ceanga, *Optimal control of wind energy systems: towards a global approach*: Springer Science & Business Media, 2008.
- [26] hydro quebec. (27 juillet). *Historique de l'éolien au Québec*. Available: <http://www.hydroquebec.com/comprendre/eolienne/historique-eolien-hydro-quebec.html>
- [27] A. Zervos S. Sawyer. (2016, 19-02). *Global wind 2006 report*. Available: http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/gwec-2006_final_01.pdf
- [28] Global wind energy council. (2016, 19-02). *Global wind statistic 2016* Available: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR.pdf
- [29] the Scottish Government. (2015, 11-10). *Planning for Micro Renewables Annex to PAN 45 Renewable Energy Technologies*. Available: <http://www.gov.scot/Publications/2006/10/03093936/2>

- [30] Marc Rapin and Philippe LECONTE, *Eoliennes*: Ed. Techniques Ingénieur, 10 avr. 2009.
- [31] Energythic. (2015, 10-12). *turbines éoliennes a axe vertical*. Available: <http://energythic.com/view.php?node=201>
- [32] A. Mirecki, "Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," 2005.
- [33] B. DINDOUVE, "Simulations numériques d'une éolienne à axe horizontal," p. 108, 2014.
- [34] V. Delong. (2016, 08-02). *Éolienne à axe vertical : des avantages mais un rendement faible*. Available: <http://lenergeek.com/2012/08/22/eolienne-a-axe-vertical-des-avantages-mais-un-rendement-faible>
- [35] Technology energy industry home made & Even More. (11-10). *Classification of wind turbines* Available: <http://technologyenergy9.blogspot.ca/2015/05/classification-of-wind-turbines.html>
- [36] tpe-eolienne.net. (2016, 08-02). *Qu'est-ce que l'éolien ?* Available: <http://tpe-eolienne.net/quest-ce-que-leolien.html>
- [37] F. olivier, "Actions du vent sur les ouvrages - Effets dynamiques.," pp. 1-46, 2003.
- [38] C. Gavriluta, S. Spataru, I. Mosincat, C. Citro, I. Candela, and P. Rodriguez, "Complete methodology on generating realistic wind speed profiles based on measurements."
- [39] I. Van der Hoven, "Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour," *Journal of Meteorology*, vol. 14, pp. 160-164, 1957.
- [40] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, *Wind energy handbook*: John Wiley & Sons, 2001.
- [41] A. D. Diop, E. Ceanga, J.-L. Rétimeau, J.-F. Méthot, and A. Ilinca, "Real-time three-dimensional wind simulation for windmill rig tests," *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 2268-2290, 2007.
- [42] A. Gee, "Design and Assessment of a Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage System for Remote Area Wind Power Systems," University of Bath, 2012.
- [43] J. Manwell, J. McGowan, and A. L. Rogers, "Aerodynamics of wind turbines," *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, pp. 83-140, 2002.
- [44] energy system recherc unit - University of strathclyde. (2016, 24-02). *Froude's Momentum Theory for an Actuator Disk*. Available: http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/05-06/marine_renewables/technology/Froude.htm
- [45] wikipedia. (2016, 06-05). *Limite de Betz* Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Limite_de_Betz
- [46] H. Glauert, "Airplane propellers," in *Aerodynamic theory*, ed: Springer, 1935, pp. 169-360.
- [47] Danish Wind Industry Association. (2015, 16-10). *Power Density Function*. Available: <http://www.windpower.org/en/tour/wres/powdensi.htm>
- [48] J.-L. Rétimeau, *Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesses de vent*: Université du Québec à Rimouski Rimouski, 2006.

- [49] E. Kulunk, *Aerodynamics of wind turbines*: INTECH Open Access Publisher, 2011.
- [50] J. L. Tangler and D. M. Somers, *NREL airfoil families for HAWTs*: Citeseer, 1995.
- [51] M. S. Selig and J. L. Tangler, "Development and application of a multipoint inverse design method for horizontal axis wind turbines," *Wind Engineering*, vol. 19, pp. 91-106, 1995.
- [52] James L. Tangler. (1999, 20 juin). *Part I: Blade Design Methods and Issues*. Available: <https://www.coursehero.com/file/3277293/part1/>.
- [53] D. Gertz and D. A. Johnson, "An evaluation testbed for wind turbine blade tip designs—baseline case," *International Journal of Energy Research*, vol. 35, pp. 1360-1370, 2011.
- [54] P. Giguère and M. Selig, "Aerodynamic blade design methods for horizontal axis wind turbines," in *13th Annual Canadian Wind Energy Association Conference and Exhibition, Quebec City, Quebec, Canada, October, 1997*, pp. 19-22.
- [55] M. S. Selig. (2015, 16-08). Available: http://m-selig.ae.illinois.edu/props/volume-1/propDB-volume-1.html#Master_Airscrew
- [56] K. Tan and S. Islam, "Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 392-399, 2004.
- [57] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 1859-1875, 2009.
- [58] D. Grenier, L.-A. Dessaint, O. Akhrif, Y. Bonnassieux, and B. Le Pioufle, "Experimental nonlinear torque control of a permanent-magnet synchronous motor using saliency," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 44, pp. 680-687, 1997.
- [59] S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug, and H. Benalla, "Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne," *Revue des énergies Renouvelables*, vol. 13, pp. 149-161, 2010.
- [60] mathworks. (12-02). *Permanent Magnet Synchronous Machine*. Available: <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/permanentmagnetsynchronousmachine.html;jsessionid=84265c0fe04933724e71362db53c?refresh=true>
- [61] N. Mahesh Gowda, Y. Kiran, and D. Parthasarthy, "Modelling of Buck DC-DC Converter Using Simulink," *International Journal of Innovative Research in Science Engineering and Technology*, vol. 3, pp. 14965-14975, 2014.
- [62] B. MEGHNI, A. SaaDOUN, Y. AMIRAT, and D. DIB, "Maximum power extraction (SMC, P&O) from wind energy system based on reliable control," *Revue des Sciences et de la Technologie - RST-*, vol. Volume 6 N°1 / janvier 2015, pp. 70-84, 2015.
- [63] C. VLAD and E. CEANGA, "MPPT ALGORITHM FOR SMALL WIND SYSTEMS BASED ON SPEED CONTROL STRATEGY," *THE ANNALS OF "DUNAREA DE JOS" UNIVERSITY OF GALATI FASCICLE III*, vol. 31, pp. 23-28, 2008.

- [64] H. Yokoyama, F. Tatsuta, and S. Nishikata, "Tip speed ratio control of wind turbine generating system connected in series," in *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2011.
- [65] J.-H. Chen, H.-T. Yau, and W. Hung, "Design and study on sliding mode extremum seeking control of the chaos embedded particle swarm optimization for maximum power point tracking in wind power systems," *Energies*, vol. 7, pp. 1706-1720, 2014.
- [66] L. Wang, S. Chai, D. Yoo, and K. Ng, *PID and Predictive Control of Electrical Drives and Power Converter Using Matlab/Simulink*. IEEE, 2014.

ANNEXES A

A. Fichier d'entrée (*propid.in*)

Les instructions présentées dans cette annexe sont tirées du fichier texte *wta01.dat* du code PROPID. Elles permettent de configurer les paramètres de simulation de ce code. Le fichier texte est divisé en plusieurs sections (en caractère gras ici), chaque constituant est affilié à un commentaire en anglais signalé en début de phrase par le caractère #

Basic input

Cette section sert à configurer le modèle de la turbine à simuler. On peut varier par exemple le nombre de section de pale et la hauteur de la tour.

```
MODE 1.0           # wind turbine
INCV 0.0           # wind turbine mode
LTIP 1.0           # use tip loss model
LHUB 1.0           # use hub loss model
IBR 1.0            # use brake state model
ISTL 1.0           # use viterna stall model
USEAP 1.0          # use swirl suppression
WEXP 0.0           # boundary layer wind exponent
NS_NSEC 10.0 1.0  # number of blade elements/number of sectors
IS1 1.0            # first segment used in analysis
IS2 10.0           # last segment used in analysis
BE_DATA 1          # printout blade element data
SH 0.0             # shaft tilt effects
```

RHO 0.0023769 # air density (slug/ft³)

Geometry

Après le choix du modèle de la turbine à simuler, il est important ici de configurer les paramètres du rotor.

HUB 0.04 # normalized hub cutout
 HH 3.333 # normalized hub height
 BN 3 # blade number
 CONE 6.0 # cone angle of rotor (deg)
 RD 24.61 # radius (ft)

Exemple de distribution de la corde et de vrillage (valeurs normalisées) : design des dix éléments de pale.

CH_TW
 0.15 6
 0.13 6
 0.12 6
 0.11 6
 0.10 4
 0.09 2
 0.08 1
 0.07 0
 0.06 -1
 0.05 -2

Modèle et données sur les profils.

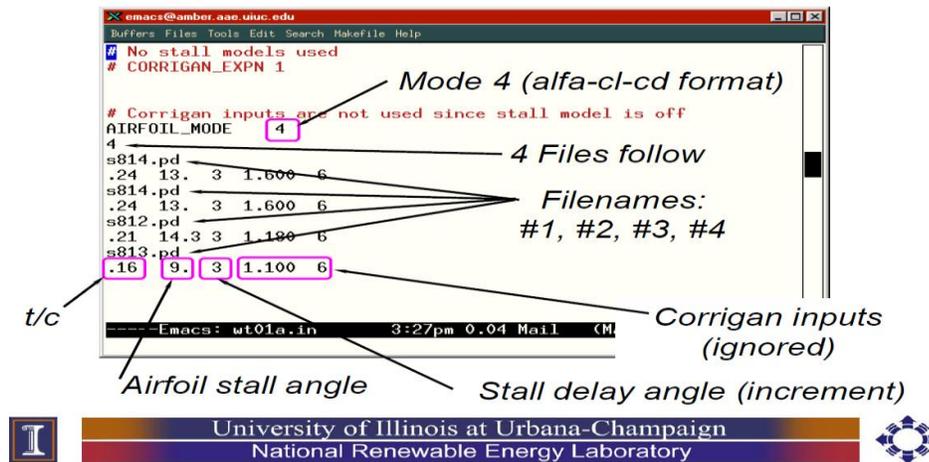


Figure A.1 : Données sur les profils de pales choisis

Exemple de caractéristiques aérodynamiques d'un profil (s814.pd) : Deux nombres de Reynolds au moins pour l'interpolation des valeurs jusqu'à 27,5 degrés.

S814 (Eppler data with modifications near stall)

SMOOTH

2 # nombre de Reynolds pour qui fournissent les valeurs tabulées

1000000 # premier nombre de Reynolds

22 # nombre de données présentées (dans l'ordre : angle d'incidence, CL, CD)

-5 -0.057 0.0126

-4 0.051 0.0124

-3 0.158 0.0124

-2 0.266 0.0123

-1 0.374 0.0123

0 0.481 0.0124

1 0.588 0.0125
2 0.695 0.0129
3 0.802 0.0132
4 0.908 0.0135
5 1.013 0.0139
6 1.118 0.0145
7 1.222 0.0146
8 1.330 0.0147
9 1.435 0.0265
10 1.535 0.0282
11 1.580 0.0323
13 1.600 0.0520
16 1.600 0.1000
20 1.600 0.1750
25 1.600 0.2750
27.5 1.600 0.3630
1500000
22
-5 -0.057 0.0106
-4 0.051 0.0110
-3 0.158 0.0109
-2 0.266 0.0109
-1 0.374 0.0110
0 0.481 0.0111
1 0.588 0.0111
2 0.695 0.0114
3 0.802 0.0116
4 0.908 0.0119
5 1.013 0.0121

6 1.118 0.0119
7 1.222 0.0124
8 1.330 0.0130
9 1.435 0.0228
10 1.535 0.0257
11 1.580 0.0323
13 1.600 0.0520
16 1.600 0.1000
20 1.600 0.1750
25 1.600 0.2750
27.5 1.600 0.3630

Définition d'un point d'opération

Design point: 64 rpm, 2 deg pitch, 15 mph

DP 1 64 2 15 2

Initiate design (does some required preliminary work before analysis)

IDES

Determine the rotor power, C_p , and thrust curves (2D_SWEEP)

use pitch setting from design point (DP) 1

PITCH_DP 1

use rpm from design point (DP) 1

RPM_DP 1

sweep the wind from 5 to 50 mph in increments of 1 mph

```
WIND_SWEEP 5 50 1 2
```

```
# Perform the sweep
```

```
2D_SWEEP
```

```
# write out data to files
```

```
# 40 - power curve (kW) vs wind speed (mph)
```

```
# 45 - cp vs TSR
```

```
# 51 - rotor thrust (lb) vs wind speed (mph)
```

```
WRITE_FILES 40 45 51
```

```
# Obtain aero distributions along the blade (1D_SWEEP)
```

```
PITCH_DP 1
```

```
RPM_DP 1
```

```
WIND_SWEEP 5 30 5 2
```

```
1D_SWEEP
```

```
# write out
```

```
# 75 - blade l/d dist
```

```
# 76 - blade Re dist
```

```
# 80 - blade alfa dist
```

```
# 85 - blade cl dist
```

```
# 90 - blade a dist
```

```
WRITE_FILES 75 76 80 85 90
```

```
# Write out the rotor design parameters to file ftn021.dat
```

```
DUMP_PROPID
```

```
*
```

B. Fichiers sorties (Output Files)

Une liste non exhaustive des caractéristiques de sortie du code PROPID est répertoriée au niveau des tableaux présentés à la page suivante.

Tableau A.1 : Définition des cinq différentes courbes générées avec 2D_SWEEP

2D_SWEEP : PERFORMANCES DE LA TURBINE ÉOLIENNE		
Fichiers	En abscisse	En ordonnée
<i>ftn020.dat</i>	Vitesse du vent	Couple (ft-lb)
<i>ftn039.dat</i>	Vitesse du vent	Vitesse de rotation (rpm)
<i>ftn040.dat</i>	Vitesse du vent	Puissance (kW)
<i>ftn045.dat</i>	Vitesse spécifique	Coefficient de puissance
<i>ftn051.dat</i>	Vitesse du vent	Trainée (lb)

Tableau A.2 : Définition des cinq différentes courbes générées avec 1D_SWEEP

1D_SWEEP : PARAMÈTRES AÉRODYNAMIQUES		
Fichiers	En abscisse	En ordonnée
<i>ftn085.dat</i>	Position sur la pale(-)	Coefficient de portance
<i>ftn095.dat</i>	Position sur la pale (ft)	Corde (ft)
<i>ftn099.dat</i>	Position sur la pale (ft)	Vrillage (deg)
<i>ftn076.dat</i>	Position sur la pale (ft)	Nombre Reynolds
<i>ftn080.dat</i>	Position sur la pale (-)	Angle d'attaque (deg)

