



HAL
open science

Optimisation de la commande d'une éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents

Adnane Zaimi

► **To cite this version:**

Adnane Zaimi. Optimisation de la commande d'une éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents. Energie électrique. 2014. dumas-01222261

HAL Id: dumas-01222261

<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/dumas-01222261v1>

Submitted on 29 Oct 2015

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

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

CONSERVATOIRE NATIONAL DES ARTS ET METIERS

Centre du MAROC

MEMOIRE

Présenté en vue d'obtenir

Le DIPLOME D'INGENIEUR CNAM

SPECIALITE : Systèmes électriques

Par

ADNANE ZAIMI

***Optimisation de la Commande d'une Eolienne à Base de Machine Synchrone
à Aimants Permanents***

Soutenu le 03 / 06 / 2014

JURY

PRESIDENT : G. ROSTAING

**MEMBRES : M. KHAFALLAH
A.SANDALI
A. SAAD**

Remerciements

Il m'est agréable de m'acquitter d'une dette de reconnaissance auprès de toutes les personnes dont l'intervention au cours de ce mémoire a favorisé son aboutissement.

Je présente mes remerciements particuliers à mon encadrant Pr. M. KHAFALLAH pour son accompagnement, sa présence sans faille et le temps qu'il a confié pour veiller à mon encadrement.

Je ne peux oublier Pr. A. MESBAHI qui m'as beaucoup servi avec son expérience dans le secteur des énergies éoliennes.

Je présente aussi mes sincères gratitudees à tout le corps professoral du CNAM et en particuliers celui de l'ENSEM, département électrotechnique.

Résumé

La puissance disponible d'un système éolien dépend principalement de la vitesse du vent. De plus, le système éolien donnera une sortie en puissance qui varie en fonction de la vitesse de sa génératrice qui est une MSAP (machine synchrone à aimants permanents) dans notre cas. Autrement dit, il existe un point de fonctionnement optimal qui permet de tirer profit au maximum de la puissance disponible. Ce point est ajusté en agissant sur la vitesse de la MSAP. Le système que nous désirons étudier consiste en une éolienne alimentant des batteries tout en utilisant un hacheur abaisseur-élevateur comme interface. En modifiant le rapport cyclique du montage abaisseur-élevateur, on varie la tension reflétée au niveau de la MSAP et par conséquent sa vitesse.

Une technique innovante de capture de la puissance maximale est présentée et analysée théoriquement dans cette étude. Le principe de cet algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) consiste à chercher une relation optimale de fonctionnement à la puissance maximale, puis traquer la puissance maximale en se basant sur cette relation. Son avantage principal est de ne pas nécessiter un anémomètre ou une connaissance préalable de la caractéristique de l'éolienne. La réponse du système avec cet algorithme est précise et rapide face aux fluctuations de la vitesse du vent. La validité et la performance de la technique proposée sont confirmées par simulation sur MATLAB/SIMULINK, et comparées à d'autres algorithmes.

Abstract

The available power in a wind energy system depends mainly on the wind speed. Furthermore, the wind energy conversion system output power will vary as a function of the angular speed of the generator, in our case; we will be using a Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG). Otherwise, there is an operating point that allows extracting maximum power available. This operating point is adjusted by controlling the PMSG speed. The system we are studying consists of wind energy system feeding a battery using a buck-boost converter as an interface. By modifying the buck-boost duty cycle, we vary the reflected voltage at PMSG, and accordingly its speed.

An innovating maximum power point tracking technique (MPPT) for PMSG based wind energy conversion systems is proposed and theoretically analyzed. The technique searches for the system optimum relationship for maximum power point tracking and then controls the system based on this relationship. The main advantage of the proposed technique is that it does not require an anemometer or preknowledge of a system, but has an accurate and fast response to wind speed fluctuations. MATLAB/Simulink simulations confirm the validity and performance of the proposed technique.

Table des matières

<i>Remerciements</i>	1
Résumé	2
Abstract	2
Table des matières	3
Liste des Figures	6
Liste des Tableaux	8
Introduction	9
CHAPITRE 1. Aperçu de l'énergie éolienne au Monde	11
1.1. Capacité installé et développement	12
1.2. Les petites turbines éoliennes PTE	13
1.3. Coût de l'énergie éolienne	16
1.4. Gisement du vent au Maroc	17
1.5. Conclusion	17
CHAPITRE 2. Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne.	18
2.1. L'énergie éolienne	19
2.1.1. L'aérodynamique des éoliennes	19
2.1.2. La puissance du vent	24
2.1.3. La puissance récupérable du vent – Limite de Betz	25
2.1.4. La courbe caractéristique d'un aérogénérateur	26
2.1.5. Le choix du gisement éolien	26
2.2. Différents Types d'Aérogénérateurs	29
2.2.1. Eolienne à axe vertical	29
2.2.2. Eolienne à axe Horizontal	30
2.2.3. D'autres types d'éoliennes	31
2.2.4. Comparaison	32
2.3. Eoliennes à vitesse fixe et variable	34
2.3.1. Eolienne à vitesse fixe	34
2.3.2. Eolienne à vitesse variable	34
2.4. Les configurations des Systèmes de conversion d'énergie éolienne	35
2.4.1. Les turbines éoliennes à vitesse fixe	35
2.4.2. Les éoliennes à vitesse variables avec convertisseurs de puissance à capacité réduites... ..	36
2.4.3. Les éoliennes à vitesse variables avec convertisseurs de puissance à pleine capacité	39
2.4.4. Architecture pour l'alimentation d'une batterie en site isolé	41
2.5. Contrôle de la puissance des turbines éoliennes	42

2.5.1.	<i>Contrôle de puissance par action mécanique</i>	44
2.5.2.	<i>Contrôle de la puissance par action électrique</i>	45
2.6.	<i>Conclusion</i>	45
CHAPITRE 3.	<i>Modélisation du Système de Conversion d'Énergie Éolienne</i>	46
3.1.	<i>Modélisation de l'éolienne</i>	47
3.2.	<i>Modélisation des GSAP</i>	50
3.3.	<i>Choix et Modélisation du hacheur</i>	55
3.3.1.	<i>Choix du type de hacheur</i>	55
3.3.2.	<i>Modèle du hacheur buck-boost</i>	56
3.4.	<i>Conclusion</i>	58
CHAPITRE 4.	<i>Commandes MPPT des systèmes de conversion d'énergie éolienne</i>	59
4.1.	<i>Stratégie MPPT avec connaissance de courbe caractéristique</i>	61
4.1.1.	<i>Commande en vitesse</i>	61
4.1.2.	<i>Commande en couple</i>	63
4.1.3.	<i>Commande indirecte par le pilotage du courant</i>	66
4.2.	<i>Stratégie MPPT sans connaissance de courbe caractéristique</i>	68
4.2.1.	<i>La Stratégie P&O basique</i>	68
4.2.2.	<i>P&O évoluée combinée à l'ORB</i>	69
4.3.	<i>Conclusion</i>	76
CHAPITRE 5.	<i>Simulation des algorithmes de Contrôle MPPT</i>	77
5.1.	<i>Présentation du modèle SIMULINK</i>	78
5.1.1.	<i>L'éolienne</i>	79
5.1.2.	<i>La machine synchrone à aimants permanents</i>	80
5.1.3.	<i>Le hacheur</i>	81
5.1.4.	<i>Le générateur à MLI et sa commande</i>	84
5.2.	<i>Fonctionnement libre sans Commande MPPT</i>	85
5.3.	<i>Commande avec un Algorithme P&O</i>	86
5.3.1.	<i>Présentation de l'algorithme</i>	86
5.3.2.	<i>Résultat de la simulation</i>	87
5.4.	<i>Commande avec un Algorithme P&O avancé (Mode de dressage)</i>	89
5.4.1.	<i>Présentation de l'algorithme de dressage</i>	89
5.4.2.	<i>Résultat de la simulation</i>	91
5.5.	<i>Commande avec un Algorithme ORB (Mode routine)</i>	93
5.5.1.	<i>Présentation de l'algorithme</i>	93
5.5.2.	<i>Résultat de la simulation</i>	94
CONCLUSION GENERALE		96
Bibliographie		99
ANNEXE I -	<i>Exemples et caractéristique d'éoliennes de petite puissance</i>	101

ANNEXE II - Chaînes de conversion pour éolienne de faible puissance raccordée sur batterie.	
Dimensionnement et comparatif de coût.....	104
a) Notations :	104
b) Hypothèses :	104
c) Hacheur dévolteur	105
d) Hacheur survolteur	107
e) Hacheur dévolteur – survolteur (inverseur)	108
Synthèse comparative	111
ANNEXE III - Script des différents programmes MPPT sur SIMULINK.....	114
a) Script du programme de l’algorithme P&O (Perturb and Observe)	114
b) Script du programme de l’algorithme de dressage (Advanced P&O)	116
c) Script du programme de l’algorithme Routine (ORB control).....	120

Liste des Figures

Figure 1-1: Capacité Totale Installée [2010-2012]	12
Figure 1-2: Répartition de la capacité installée par pays [2011-2012].....	12
Figure 1-3: Totale des Unités de petites éoliennes installées au monde, Source [4]	15
Figure 1-4: Puissance Totale installée au monde des petites éoliennes, Source [4]	16
Figure 1-5: Coût d'installation systèmes de conversion d'énergie éolienne	16
Figure 1-6: Carte du Gisement éolien au Maroc	17
Figure 2-1: Vue 3D d'une aile d'une pale d'éolienne	19
Figure 2-2: Vue de profil d'une aile d'une turbine éolienne	19
Figure 2-3: Ecoulement de l'air autour du profil	20
Figure 2-4: Phénomène du décrochage.....	20
Figure 2-5: : Vitesses et forces exercées sur un profil d'une éolienne.	21
Figure 2-6: Variation de l'angle de calage des pales d'une éolienne	22
Figure 2-7: : Illustration de la variation de la force aérodynamique : diminution par réduction de l'angle de calage (centre) ou par décrochage (droite).	23
Figure 2-8: Courbe du coefficient de puissance en fonction de la vitesse réduite pour différents angles d'attaque	26
Figure 2-9: Wind Rose Graph	27
Figure 2-10: Exemple de la distribution de Weibull [25].....	28
Figure 2-11: Eolienne type Darrieus	29
Figure 2-12: Eolienne type Savonius, à droite savonius hélicoïdal.....	30
Figure 2-13: Eolienne a axe Horizontal	31
Figure 2-14: Efficacité des éoliennes par type de rotor	32
Figure 2-15: Tendence des constructeurs des Petites Eoliennes en 2011	33
Figure 2-16: Chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique	35
Figure 2-17: Architecture d'éolienne à base de génératrice asynchrone à cage d'écureuil	36
Figure 2-18: Architecture d'éolienne à base de GARB avec résistance variable	37
Figure 2-19: Architecture d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA	38
Figure 2-20: Architecture à base de convertisseur de puissance à pleine capacité.....	39
Figure 2-21: Architecture pour alimentation d'une batterie avec utilisation (a) de redresseur commandé. (b) redresseur à diode. (c) redresseur à diode avec hacheur.....	41
Figure 2-22: Exemple de chaîne de conversion d'énergie éolienne, (a) à base d'hacheur buck-boost, (b) à base d'hacheur abaisseur	42
Figure 2-25: Puissance électrique d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	43
Figure 2-26: Caractéristique de puissance pour différents type de contrôle.....	44
Figure 3-1: Courbe Cp du Modèle de SIMULINK	49
Figure 3-2: Modèle dynamique de l'éolienne	49
Figure 3-3: GSAP droite (aimants montés en surface), gauche (poles saillants)	50
Figure 3-4: Circuit électrique équivalent du modèle de la GSAP	54
Figure 3-5: Schéma du Hacheur Buck-Boost inverseur	56
Figure 3-6: réponse indicielle d'un système du second ordre en fonction du coefficient d'amortissement.....	57
Figure 4-1: Courbe de puissance d'une éolienne pour différents vitesses de vent	60
Figure 4-2 : Vitesse de Référence en fonction de la puissance	62
Figure 4-3: Convergence vers le point maximum via contrôle de la vitesse	62
Figure 4-4: Gauche: famille de courbe du couple pour différents vitesse de vent - Droite: courbe du couple maximal.....	64
Figure 4-5: Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.....	64

Figure 4-6: Convergence vers le point optimal – contrôle en couple	65
Figure 4-7: Schéma d'une chaîne de conversion d'éolienne, avec redresseur à diodes et hacheur	66
Figure 4-8: Courant de référence en fonction de la vitesse de rotation	67
Figure 4-9: Courant de référence en fonction de la tension bus	67
Figure 4-10: Algorithme P&O.....	68
Figure 4-11: Schéma de la chaîne de conversion d'énergie électrique.....	69
Figure 4-12: Courbe du courant optimal et la tension optimal.....	70
Figure 4-13: Courbe caractéristique du courant en fonction du carré de la tension, et de la puissance en fonction de la tension	71
<i>Figure 4-14: Schéma de l'algorithme MPPT proposé</i>	<i>72</i>
Figure 5-1: Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne sous SIMULINK	78
Figure 5-2: Spécifications techniques de la turbine éolienne	79
Figure 5-3: Modèle Simulink de l'éolienne.....	79
Figure 5-4: Courbe de puissance et couple en fonction de la vitesse de rotation du rotor	80
Figure 5-5: Schéma électrique de la chaîne de conversion d'énergie éolienne proposée	81
Figure 5-6: Allure de la tension Vdc.....	81
Figure 5-7: Générateur à MLI.....	84
Figure 5-8: Schéma du système sans commande MPPT.....	85
Figure 5-9: Courbe de puissance, fonctionnement sans commande MPPT.....	85
Figure 5-10: Organigramme de l'algorithme P&O	86
Figure 5-11: Evolution dans le temps de Cp, alpha, Pdc, et Wgen.....	88
Figure 5-12: Courbe de la tension et courant optimal	89
Figure 5-13: Organigramme de l'algorithme P&O avancé (Mode de dressage)	90
Figure 5-14: Courbes d'évolution dans le temps de teta, alpha, Cp, Pdc, en mode dressage	92
Figure 5-15: Courbes d'adaptation de la résistance.....	94
Figure 5-16: Courbes d'évolution dans le temps des grandeurs, vitesse du vent, rapport cyclique, Coefficient de puissance, Puissance capturée. en mode de contrôle ORB	95
Figure II-1: Structure et notations.....	104

Liste des Tableaux

Tableau 1: Définition des Petit éolienne selon la Chine, Canada, Allemane, les Etats Unis, et le Royaume Unis, Source [4].....	14
Tableau 2: valeurs de rugosité en fonction de l'environnement	27
Tableau 3: Comparaison des éoliennes à axe horizontal, et à axe verical	32
Tableau 4: Petites Eoliennes à axe vertical et horizontal autour du monde 2011, [4].....	33
Tableau 5: Comparaison des éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable.....	34
Tableau 6: Spécifications techniques des éoliennes de grande puissance	40
Tableau 7: Spécifications techniques de la GSAP	80
Tableau 8: Paramètres de l'algorithme de dressage.....	91

Introduction

Depuis l'éclatement du sujet de l'échauffement terrestre et de la préoccupation mondiale pour la protection de l'environnement. Le développement durable est devenu une notion qui accompagne avec consistance toutes les filières industrielles et économiques et marque tous les nouveaux projets. Dans le secteur de l'énergie électrique, le monde entier cherche à réduire considérablement sa dépendance aux énergies de source fossile, se caractérisant à la fois par une forte émission de gaz à effet de serre et par des prix instables. Les opérateurs du secteur de l'énergie électrique s'acharnent à diversifier leur bouquet énergétique plus spécialement par une énergie propre et renouvelable de source géothermique, biomasse, solaire ou éolienne.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière éolienne qui semble une des plus prometteuses avec un taux de croissance mondial très élevé, même si le Maroc reste « à la traîne » dans ce secteur. Si la filière du « grand éolien » (fermes de forte puissance, sites offshore,...) est en pleine expansion, l'idée de décentraliser l'énergie en produisant de petites quantités de façon localisée (proche du besoin) est de plus en plus présente, mais avec de fortes contraintes de coûts, et de performance, et de rendement énergétique et financière.

C'est dans le contexte des petites éoliennes, non raccordées au réseau, que se situe notre étude. Le but sera de recenser les solutions actuelles dans l'optique d'optimiser le compromis coût/performance au niveau système, c'est à dire en optimisant l'architecture (choix de convertisseur, minimisation des appareils de mesure,...), et en choisissant la méthode de contrôle d'énergie appropriée (Algorithme de maximisation de puissance). Ainsi notre mémoire sera présenté comme suit :

Dans le CHAPITRE 1, nous discuterons le développement de l'énergie éolienne dans le monde, notamment les éoliennes de petites puissances et leurs aspects économiques.

Nous consacrerons la CHAPITRE 2 à l'introduction des critères de choix d'un gisement, des concepts de base régissant le fonctionnement des systèmes de conversion d'énergie éolienne, Et à la présentation des pratiques et technologies de pointes utilisées. Nous citerons quelques exemples, habituellement utilisés à l'échelle industrielle, d'architectures de chaînes de conversion d'énergie en association avec différents types de génératrices.

Nous présenterons dans le CHAPITRE 3 la modélisation des éléments de la chaîne de conversion d'énergie éolienne. Cette dernière est constituée de la voilure, d'une génératrice synchrone à

aimants permanents, du redresseur à diodes, du hacheur abaisseur-élevateur, et de la charge qui est une batterie.

Dans le CHAPITRE 4, nous aborderons les algorithmes de capture de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking) dédiés aux éoliennes de petites puissances. Nous discuterons les algorithmes nécessitant une connaissance préalable de la courbe caractéristique de l'éolienne et ceux fonctionnant sans connaissance préalable de la courbe caractéristique du système. L'algorithme adopté, dans lequel nous allons supposer que la caractéristique de la voilure est inconnue, sera aussi présenté théoriquement dans ce chapitre.

Dans le Chapitre 5 Nous présenterons le modèle SIMULINK de notre chaîne de conversion d'énergie électrique. Nous comparerons par simulation différents types de fonctionnement de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, à savoir, un fonctionnement sans contrôle MPPT, un fonctionnement avec contrôle par un algorithme P&O (perturb & observe), et finalement un fonctionnement avec contrôle par l'algorithme proposé. Les avantages multiples de ce dernier seront mis en évidence à l'issue des simulations.

CHAPITRE 1.

Aperçu de l'énergie éolienne au Monde

1.1. Capacité installé et développement

La première application pour la génération de l'électricité de source éolienne a eu lieu en 1890 dans une zone rurale aux Etats Unis. Jusqu'au 1990 la production moyenne d'une éolienne était de 300 KW [1], actuellement on retrouve divers machines permettant une production allant de 1 KWh voire moins pour les applications domestique et en sites isolés, et jusqu'à 10 MW pour la production de masse dans les fermes éoliennes Onshore et Offshore. Le record de puissance est actuellement atteint avec la turbine ST10 de 10 MW récemment réalisé par SWAY TURBINE. [2]

Selon l'Association mondiale de l'énergie éolienne [Figure 1-1], la capacité de l'énergie électrique de source éolienne installée au monde a atteint au mois de Juin 2012 un cumul qui s'élève à 245 GW. Le total de l'énergie éolienne installée pendant les premiers six mois de 2012 est de 16,5 GW contre 18,4 GW pour la même période de l'année précédente.

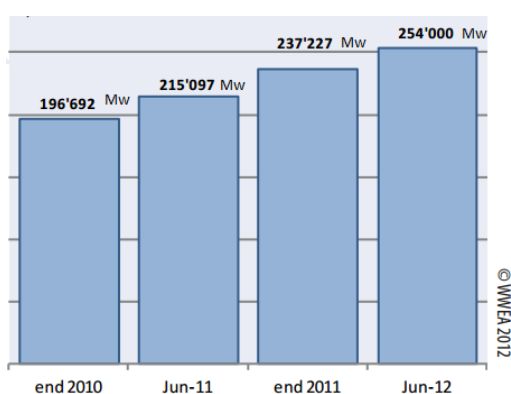


FIGURE 1-1: CAPACITE TOTALE INSTALLEE [2010-2012]

La Figure 1-2 montre la répartition de cette capacité installée dans le monde. La chine devance le classement mondial avec une capacité énergétique de source éolienne de 67 GW, suivi des Etats Unis de l'Amérique avec 48,9 GW de puissance installée. En troisième et quatrième place on trouve respectivement l'Allemagne et l'Espagne avec 30 GW et 22 GW de puissance installée. [3]

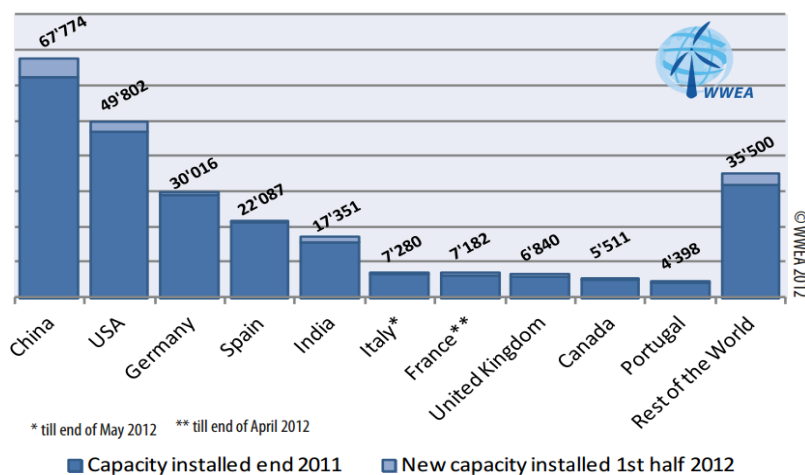


FIGURE 1-2: REPARTITION DE LA CAPACITE INSTALLEE PAR PAYS [2011-2012]

1.2. Les petites turbines éoliennes PTE

Il n'y a jusqu'à l'instant pas de définition globale et unifiée des petites éoliennes. Originellement ils ont été définies, selon leurs caractéristiques afin qu'ils produisent de petites puissances suffisantes pour couvrir l'alimentation en électricité des différents équipements d'un ménage. Toutefois cette définition ne peut aboutir à une même caractéristique technique car si une famille aux Etats-Unis a besoin d'une éolienne de 10 KW, En Europe la demande électrique d'une famille est de 4 KW, alors qu'en Chine la consommation d'une famille moyenne n'excèdera pas 1 KW.

L'une des définitions techniques les plus importantes est celle présente dans le standard IEC 61400-2, et qui définit les petites turbines éoliennes comme celles ayant un air balayé par le rotor ne dépassant pas 200 m², équivalant à une puissance nominale de 50 KW, générée à niveau de tension ne dépassant pas 1000V alternative ou 1500V continue [Tableau 1]. En addition à cette définition, les cinq pays leaders en matière divergent sur la définition de la puissance maximale des petites turbines éoliennes entre 15 KW et 100 KW. Toutefois, le rôle dominant des marchés nord-américain et européen et de leurs modèles favorisent une tendance vers la définition de 100 KW comme étant la puissance maximale des petites éoliennes, et c'est la puissance maximale prise en considération dans les rapports de l'association AWEA (American Wind Energy Association) et WWEA (World Wind Energy Association) [4].

	Department/ Association	Turbine Classification	Rated Cap.kW	Additional Remarks
International	International Electrotechnical Commission	Small Wind Turbines	≈50	IEC 61400-2 defines SWTs as having a rotor swept area of less than 200 m ² , equating to a rated power of approximately 50 kW generating at a voltage below 1'000 V AC or 1'500 V DC
Canada	Natural Resources Canada (NRCan)	Mini Wind Turbine	0,3 - 1	Adopted in the Survey of the Small Wind by Marbek Resource Consultants
	Canadian Wind Energy Association (CanWEA)	Small Wind Turbine	1 - 30	
China	Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership (REEEP)	Small Wind Turbine	< 100	Adopted in the recent National Policy, Strategy and Roadmap Study for China Small Wind Power Industry Development
Germany	Bundesverband WindEnergie (BWE)	Small Wind Turbine	< 75	Adopted in the recent BWE-Marktübersicht spezial – Kleinwindanlagen
United Kingdom	RenewableUK	Micro wind	0 - 1,5	0,5 - 5 m Height / Up to 1'000 kWh Annual Energy Production
		Small wind	1,5 - 15	2 - 50 m Height / Up to 50'000 kWh Annual Energy Production
		Small-medium wind	15 - 100	50 - 250 m Height / Up to 200'000 kWh Annual Production
	Microgeneration Certification Scheme (MCS)	Micro & Small Wind Turbine	< 50	Only turbines smaller than 50 kW qualify for the MCS feed-in tariff programme in UK
USA	American Wind Energy Association (AWEA)	Small Wind Turbine	< 100	Adopted in the most recent AWEA Small Wind Report 2010 and the AWEA Small Wind Turbine Global Market Study

TABLEAU 1: DEFINITION DES PETIT EOLIENNE SELON LA CHINE, CANADA, ALLEMANE, LES ETATS UNIS, ET LE ROYAUME UNIS, SOURCE [4]

Les éoliennes de petites puissances trouvent dans le marché de l'énergie électrique beaucoup d'applications, car ils peuvent couvrir une part importante de la consommation des clients résidentiels, de réduire la facture électrique voire même se transformer en une source de revenu pour les kWh injectés au réseau électrique. Il n'y a certainement pas que ce genre d'application, le marché des petites éoliennes présente plusieurs opportunités qu'on peut résumer dans les applications suivantes :

- résidentiel
- Commercial et industriel
- Pêche et bateaux de plaisance
- Les systèmes hybrides
- Les pâturages, les fermes et les villages éloignés
- Systèmes portable
- pompage
- Dessalement et d'épuration
- surveillance à distance
- Recherche et éducation
- Stations de télécommunications

Selon le rapport annuel de l'Association mondiale de l'énergie éolienne autour des petites turbines éoliennes [4], la chine se trouve en tête de classement avec 500 000 unités installées représentant une puissance totale cumulée de 225 MW [Figure 1-3 & Figure 1-4], suivi des Etats-Unis Américains avec 151 300 unités représentant une puissance totale de 198 MW, puis le Royaume Uni avec 19 804 unités et 64 890 MW. La disparité entre le nombre d'unités et la puissance totale s'explique par l'ordre de grandeur de la puissance installée par unité dans chaque pays. Selon le même rapport le Maroc est classé 17ème mondialement et le premier parmi les pays arabes et Afriques en terme de petites éoliennes avec 200 unités et une puissance cumulée de 151 KW.

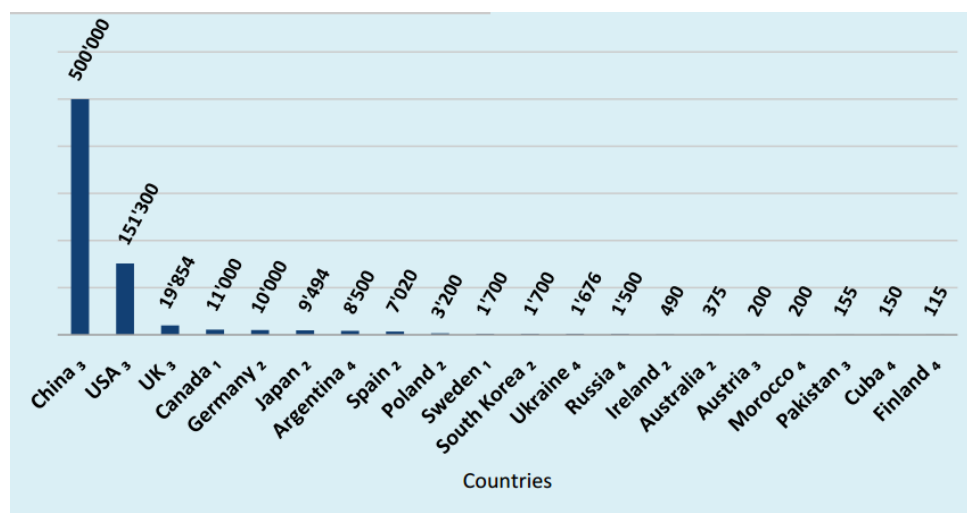


FIGURE 1-3: TOTALE DES UNITES DE PETITES EOLIENNES INSTALLEES AU MONDE, SOURCE [4]

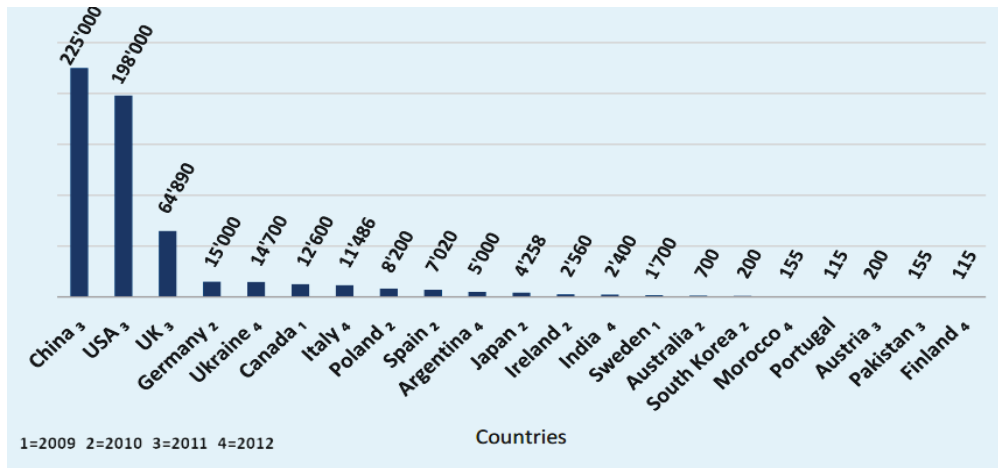


FIGURE 1-4: PUISSANCE TOTALE INSTALLEE AU MONDE DES PETITES EOLIENNES, SOURCE [4]

1.3. Coût de l'énergie éolienne

Contrairement à l'énergie solaire photovoltaïque qui garde un coût d'installation relativement stable quoiqu'on change l'ampleur de la puissance installée. Le coût d'installation d'un système de conversion d'énergie éolienne diminue de 75% lorsqu'on opte pour des turbines de grande puissance. Selon une étude menée par le Laboratoire National des énergies renouvelables (NREL) aux Etats-Unis en juillet 2012 [5], le coût d'installation d'une éolienne de puissance supérieure à 1 MW s'évalue à 2000\$/KW, tandis que celui des petites éoliennes d'une puissance inférieure à 100KW augmente entre 6000\$/KW et 8000\$/KW [Figure 1-5]. Ceci représente un facteur décourageant, et qui empêche une haute pénétration des énergies éoliennes de petite puissance. De surcroit le photovoltaïque est disponible selon le même rapport à un prix d'installation inférieure à 5000\$/KW pour les installations de puissance inférieure à 100 KW.

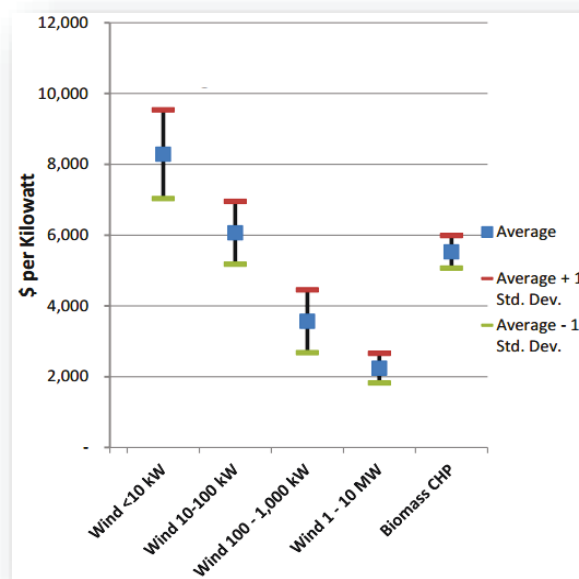


FIGURE 1-5: COUT D'INSTALLATION SYSTEMES DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE

1.4. Gisement du vent au Maroc

Le Maroc dispose d'un potentiel considérable en énergie éolienne estimé par l'ADEREE (Agence National pour développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique) à 25.000 MW dont 6.000 MW sont réalisables dans des sites identifiés dans les régions d'Essaouira, Tanger et Tétouan avec des vitesses de vent moyennes annuelles variant de 9,5 à 11 mètres/seconde et dans les régions de Dakhla, Laâyoune et Taza (entre 7,5 et 9,5 m/s).

Le Total de puissance éolienne installée actuellement au Maroc s'élève à 500MW, répartie entre les sites de Tatouan, Tanger, El Haouma, Essaouira, Akhfenir, Foum el oued et Tarfaya. Cette puissance est toujours en cours d'expansion pour atteindre 2000MW éolienne à l'horizon de 2020, dans la Cadre du Programme Eolien Marocain de 2000MW.

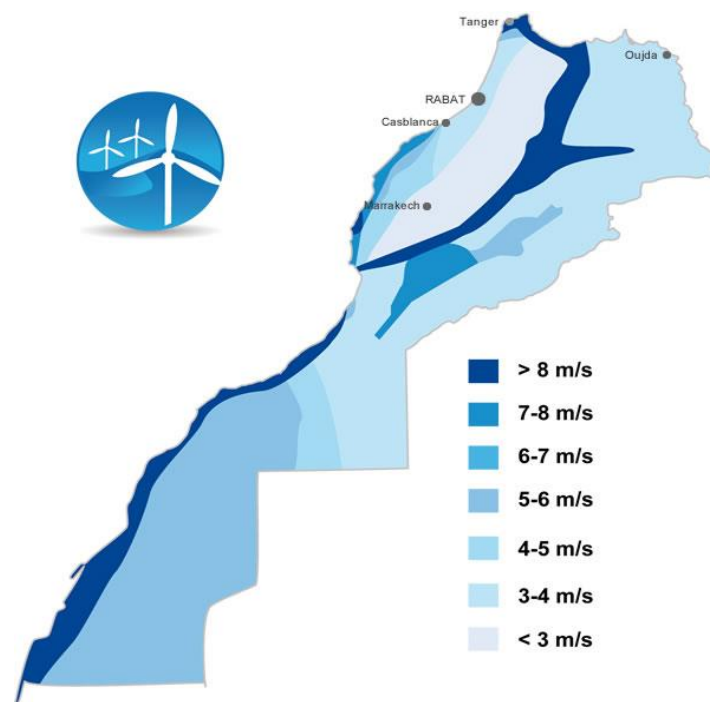


FIGURE 1-6: CARTE DU GISEMENT EOLIEN AU MAROC

1.5. Conclusion

Nous avons vu dans ce chapitre l'évolution de l'énergie éolienne dans le monde, notamment celle de petite puissance. Cette dernière présente un coût d'installation très élevé par rapport aux turbines de grandes puissances, ce qui empêche leurs hautes pénétrations dans le réseau électrique. La conception d'une turbine éolienne de petite puissance avec un coût compétitif demeure un challenge pour augmenter la pénétration de cette source d'énergie dans les réseaux électriques.

CHAPITRE 2.

Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne.

2.1. L'énergie éolienne

2.1.1. L'aérodynamique des éoliennes

2.1.1.1. Principes

Pour comprendre le mode de fonctionnement d'une éolienne, il faut introduire quelques concepts d'aérodynamique. Parmi ceux-ci, les notions de trainée et de portance jouent un rôle majeur.

La **Figure 2-1** représente une illustration du concept d'aile en trois dimensions avec une cambrure (direction "y"), une envergure L (direction "z") et une corde (direction "x"). Le profil d'aile (surface grisée) est obtenu en "découpant" une section de l'aile en un point le long de l'envergure.

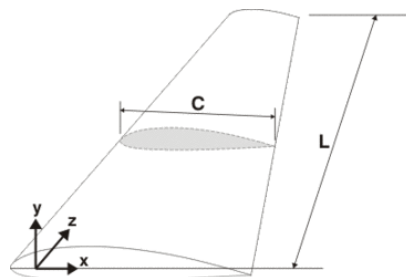


FIGURE 2-1: VUE 3D D'UNE AILE D'UNE PALE D'EOLIEENNE

Ce profil est constitué, d'une part, d'un bord d'attaque et d'un bord de fuite, et d'autre part, d'une corde qui relie ces deux extrémités (voir Figure 2-2). Dans le cas d'une aile complète en trois dimensions, la corde, c, varie généralement en fonction de la position de long de l'envergure. En outre, la forme du profil peut varier avec cette distance.

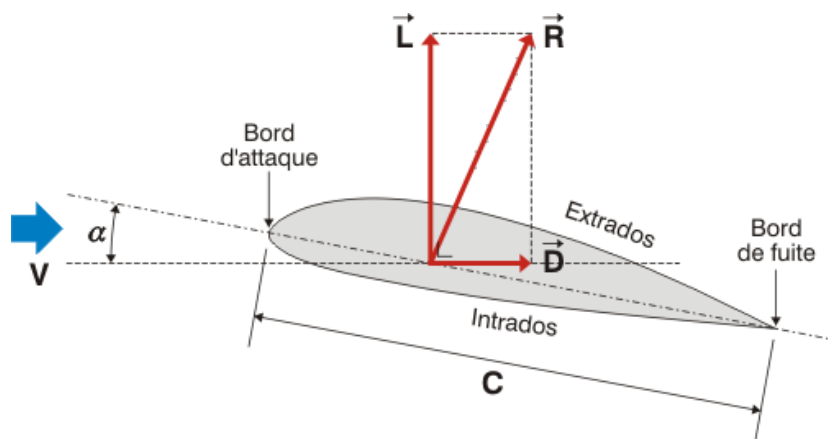


FIGURE 2-2: VUE DE PROFIL D'UNE AILE D'UNE TURBINE EOLIEENNE

De manière générale, la corde présente un certain angle avec la vitesse de l'air en amont, V . Cet angle α s'appelle l'angle d'attaque. Plus cet angle est important, plus les filets d'air sont déviés par le profil. En d'autres termes, la présence de l'aile réorganise localement l'écoulement

de l'air (autour du profil) [Figure 2-3]. Du côté de l'extrados, l'aile a fait accélérer l'écoulement. Par contre, il a ralenti l'écoulement côté intrados. Une telle accélération est accompagnée d'une diminution de pression alors que la décélération engendre une augmentation de la pression. Comme la pression est différente au-dessus et en dessous de l'aile, les forces de pression sur l'aile ne sont pas identiques au-dessus et en dessous. Il en résulte une force globalement orientée vers le haut. Elle est d'autant plus importante que l'angle d'attaque est important. Il y a une limite à ce raisonnement que nous introduirons plus tard (notion de décrochage).

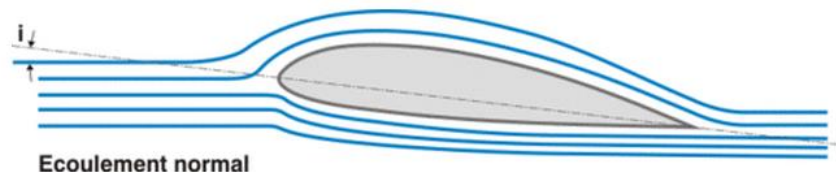


FIGURE 2-3: ECOULEMENT DE L'AIR AUTOUR DU PROFIL

La force sur l'aile peut, comme toute force, se décomposer en plusieurs composantes. Dans notre cas, on considère la composante dans la direction de l'écoulement, la force de traînée (D comme "drag"), et la force dans la direction perpendiculaire à l'écoulement, la force de portance (L comme "lift").

2.1.1.2. Notions de Décrochage

Dans la section précédente, nous avons mis en évidence le phénomène physique qui générerait la portance et la traînée d'un profil d'aile. Nous avons aussi indiqué que cette force augmentait avec l'angle d'attaque du profil. Comme introduit précédemment, il y a une limite à cette croissance. Ce phénomène est connu sous le nom de décrochage (ou "stall" en anglais).

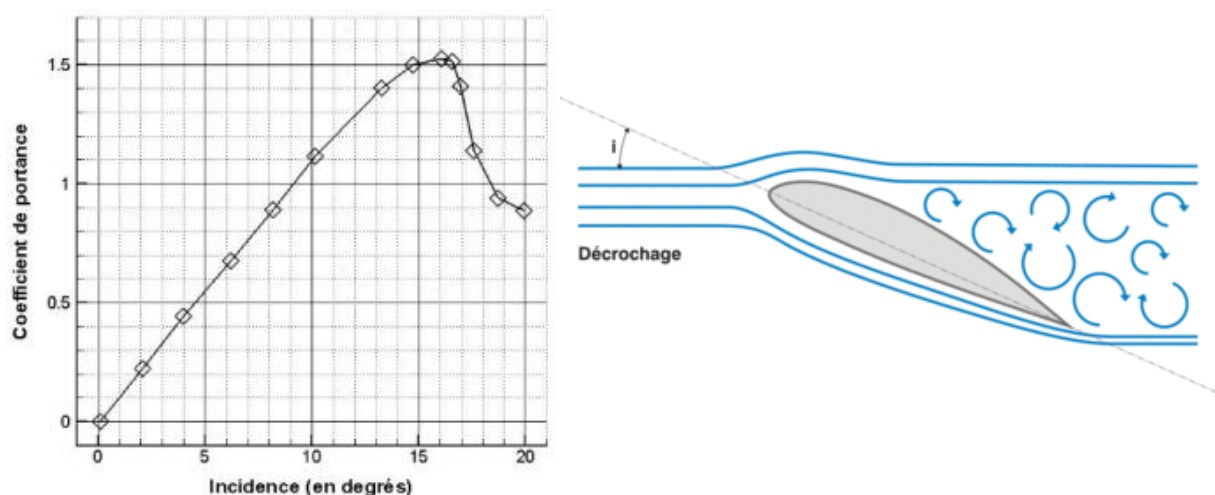


FIGURE 2-4: PHENOMENE DU DECROCHAGE

En effet, la courbe ci-dessus qui reprend l'évolution de la portance en fonction de l'angle d'attaque, on voit que cette force augmente progressivement jusqu'à un certain angle au-delà duquel la portance chute brusquement. Ce phénomène est appelé décrochage et l'angle à partir duquel il intervient, angle de décrochage. Nous voyons qu'une fois l'angle de décrochage

est atteint, les performances aérodynamiques du profil sont nettement dégradées. Dans le domaine des éoliennes, le décrochage est parfois mis à profit pour contrôler la vitesse de rotor.

2.1.1.3. Notions de Calage

La première section nous a permis d'introduire les notions nécessaires pour comprendre les phénomènes physiques majeurs qui s'appliquent sur le rotor d'une éolienne. Nous avons introduit la notion de profil d'aile, de corde, d'angle d'incidence ainsi que de trainée et de portance. Lorsque nous considérerons une éolienne, le problème se complexifie un peu. En effet, il faut considérer en plus la vitesse de rotation des pales qui, en pratique, est de loin plus élevée comparée à la vitesse du vent. Dans la suite, nous faisons l'hypothèse d'une éolienne à axe horizontal.

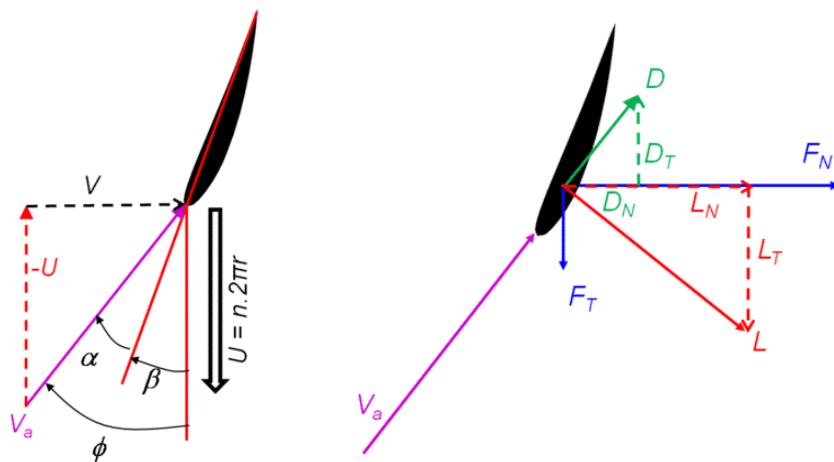


FIGURE 2-5: : VITESSES ET FORCES EXERCÉES SUR UN PROFIL D'UNE EOLIENNE.

Nous introduisons l'angle d'incidence (alpha), de calage (beta) ainsi que la vitesse spécifique V_a dans la partie gauche de la Figure 2-5. La résultante des forces engendrée par la vitesse du vent et la rotation de l'éolienne est illustrée dans la partie droite de la Figure 2-5.

Considérons un profil d'une pale de notre éolienne obtenu en "coupant" l'aile à une certaine hauteur, r , comprise entre le moyeu et l'extrémité de la pale. Vu du haut, cela donne approximativement la partie gauche de la Figure 2-5, où la grande flèche noire indique le sens de rotation. Si l'éolienne a une vitesse de rotation de n (Hz ou tours/seconde), alors à la hauteur du profil, la vitesse tangentielle de la pale induite par la rotation, U , est de

$$U = n \cdot (2 \pi \cdot r),$$

Nous voyons clairement que la vitesse augmente proportionnellement avec la hauteur le long de la pale. La vitesse tangentielle maximale sera obtenue en bout d'aile. En plus de la vitesse de rotation, on a toujours la vitesse du vent, V , mesurée loin en amont de l'éolienne, qui se voit diminué avant d'arriver au rotor. Il faut alors combiner la vitesse de rotation de l'éolienne, U , à cette hauteur, à la vitesse du vent, proximité du rotor pour obtenir la vitesse du vent relative rencontrée par le profil de l'éolienne, V_a . C'est cette vitesse qu'il faut avoir pour estimer la force

qui sera exercée sur le profil de la pale. En effet, Nous avons maintenant la vitesse de l'écoulement (la norme du vecteur V_a) mais aussi son angle d'attaque. Comme nous l'avons introduit ci-dessus, il ne suffit pas de d'avoir la vitesse du vent, V . La vitesse tangentielle, U , induite par la rotation influence significativement l'écoulement qui sera reçu par le profil.

Nous introduisons un nouvel angle de première importance, l'angle de calage β ("pitch angle" en anglais)[voir Figure 2-5]. Il se définit comme étant l'angle entre le plan de rotation et la corde du profil. Contrairement à l'angle d'attaque, il ne dépend pas de conditions de l'écoulement. Il s'agit d'un paramètre géométrique que l'on peut adapter. En effet, l'angle d'attaque dépend des conditions de fonctionnement, à savoir la vitesse du vent, de la vitesse de rotation ainsi que de l'orientation de la corde du profil.



FIGURE 2-6: VARIATION DE L'ANGLE DE CALAGE DES PALES D'UNE EOLIENNE

On peut faire varier l'angle de calage en faisant tourner la pale autour de son axe, tel qu'il est illustré dans la Figure 2-6. Ainsi en modifiant cet angle, on modifie l'angle d'attaque et par conséquent la force qui sera exercée sur le rotor.

2.1.1.4. Réglage de la puissance par décrochage et calage

Pour faire fonctionner une éolienne correctement, on doit pouvoir contrôler les paramètres aérodynamiques des pales pour régler la vitesse de rotation ainsi que la puissance soutirée au vent :

- Dans le cas de vents importants, le rotor peut être soumis à des forces mécaniques qui peuvent dépasser les contraintes admissibles. En outre, la puissance fournie par le rotor est limitée par la puissance maximale de la génératrice.
- Dans le cas de fonctionnement normal, on doit pouvoir fonctionner à la vitesse de rotation souhaitée ou du moins, prédéfinie.

Il y a deux grandes manières de faire varier, et donc de contrôler, la force aérodynamique sur le rotor d'une éolienne : changer l'angle d'attaque et diminuer la surface au vent balayée par l'éolienne. La deuxième solution s'obtient en décalant le rotor ("yawing" en anglais) par rapport à la direction du vent (selon un axe vertical pour un décalage gauche-droite). On s'attardera ici sur la première solution basée sur l'angle d'attaque.

La manière la plus efficace de modifier l'angle d'attaque est de contrôler l'angle de calage. Celui-ci peut être modifié en faisant pivoter la pale le long de son axe. Pour contrôler la force appliquée, on peut procéder de deux manières distinctes :

On peut augmenter l'angle de calage pour diminuer la puissance ou le réduire pour augmenter cette puissance ("pitch control" en anglais). A la limite si l'on souhaite réduire au maximum les forces exercées sur les pales pour garantir leur intégrité, notamment en présence de grands vents, on peut les placer en drapeau par rapport à la direction du vent ("feathering" en anglais).

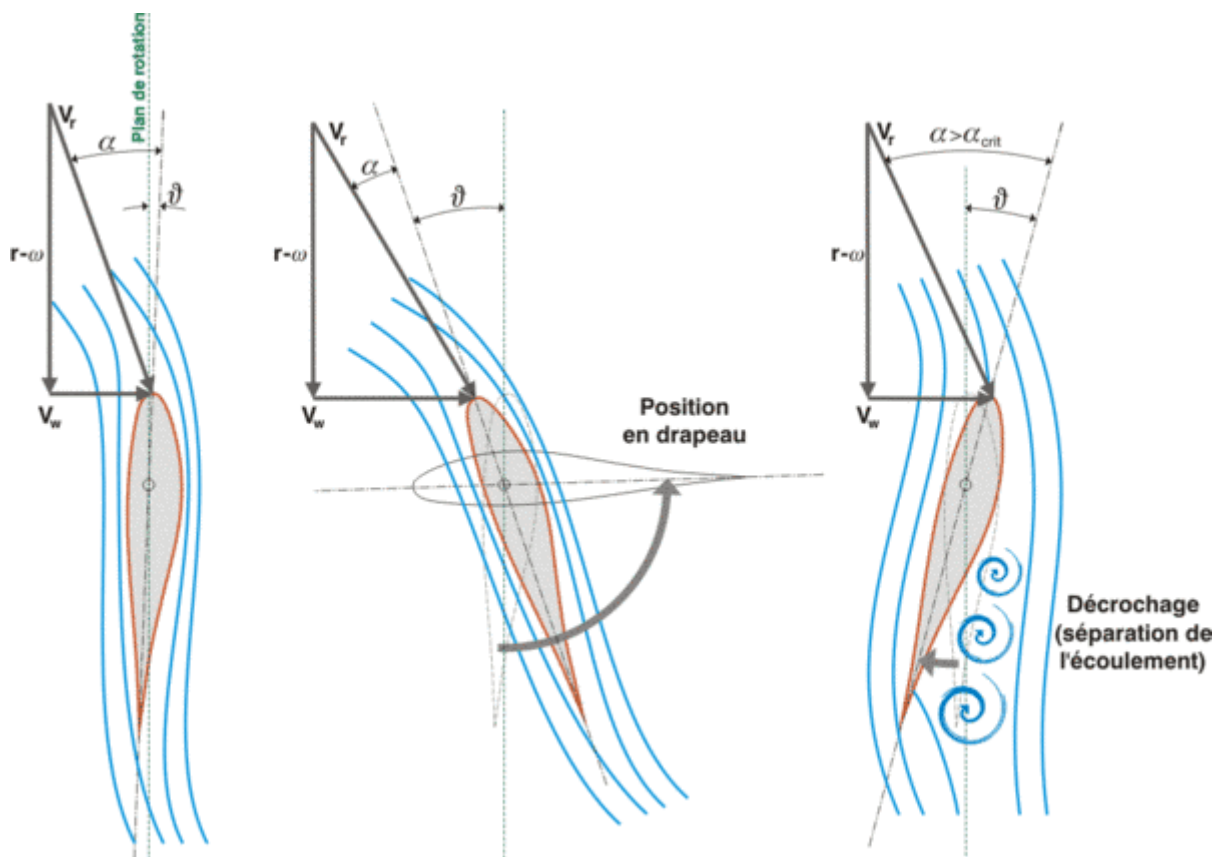


FIGURE 2-7 : ILLUSTRATION DE LA VARIATION DE LA FORCE AERODYNAMIQUE : DIMINUTION PAR REDUCTION DE L'ANGLE DE CALAGE (CENTRE) OU PAR DECROCHAGE (DROITE).

Une autre manière de limiter la puissance est de dépasser rapidement l'angle de décrochage ce qui induit une diminution significative de la portance ("stall control" en anglais). Hormis pour certaines réalisations, cette seconde méthode est moins efficace que la première. Elle serait apparemment moins précise et les forces appliquées aux pales seraient plus intermittentes (dû au caractère fortement instationnaire du phénomène de décrochage).

2.1.2. La puissance du vent

L'énergie cinétique d'une quantité de vent de masse m et de vitesse V est donnée par la relation suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2$$

La puissance de ce vent ambulant est la quantité d'énergie par seconde exprimé en watt :

$$P = \frac{1}{2} \frac{m}{s} V^2$$

La grandeur (m/s) , peut être ré-exprimer comme le produit de la densité de l'air ρ , la surface balayé par le vent A , et la vitesse du vent V . Alors AV représente le volume du vent parcouru par seconde et ρAV représente la masse du vent qui traverse la surface A par unité de seconde. Ainsi on peut réécrire l'expression de la puissance P du vent de la manière suivante :

$$P = \frac{1}{2} (\rho AV) V^2 = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

avec

- P = la puissance mécanique du vent ambulant (watts),
- ρ = La densité de l'aire (kg/m³),
- A = L'aire balayé par le vent (m²),
- V = Vitesse du vent (m/sec),

On peut citer que la comparaison entre deux sites potentiels se fait en terme de la puissance exprimée en watt par mètre carré balayé par les pales de la turbine éolienne. La puissance potentielle d'un site est donnée par l'expression suivante :

$$P_p = \frac{1}{2} \rho V^3$$

La puissance mécanique du vent est donc proportionnel à la densité de l'air qui balayée par les pales de la turbine et aussi proportionnel au cube de la vitesse de vent en amont de la turbine. Il est à noter que cette puissance ne peut pas être entièrement extraite à l'aide des pales, parce que il y a une puissance mécanique résiduelle dans le vent en aval de la turbine qui continue à circuler mais à une vitesse inférieure.

2.1.3. La puissance récupérable du vent – Limite de Betz

La puissance extraite par les pales du rotor dépend de la différence entre la vitesse du vent en amont et celle en aval de la turbine, elle est exprimée par l'équation suivante :

$$P_m = \frac{1}{2} (\text{débit de la masse par seconde}) \{V^2 - V_0^2\}$$

P_m = La puissance mécanique extraite par le rotor

V = La vitesse du vent en amont des pales de la turbine

V₀ = La vitesse du vent en aval des pales de la turbine

Selon le physicien allemand Albert Betz, la puissance mécanique maximale récupérable par un capteur éolien est égale à 16/27 de la puissance incidente qui traverse l'éolienne. Cette limite sera théoriquement atteinte lorsque la vitesse du vent en aval sera égale à la vitesse amont divisée par 3.

La puissance mécanique récupérable du vent est la puissance du vent multipliée par un coefficient C_p dit coefficient de puissance et qui peut atteindre théoriquement une valeur maximale 16/27.

$$P_m = P \times C_p = \frac{1}{2} \rho A V^3 \times C_p$$

Pratiquement le coefficient C_p dépend de deux facteurs principaux, premièrement de l'angle β de calage ou de décrochage des pales de l'éolienne, et deuxièmement de la vitesse spécifique λ nommée aussi rapport d'avance ou paramètre de rapidité (en anglais TSR pour Tip Speed Ratio), il est défini comme étant le rapport en la vitesse de la bordure de la pale par rapport à la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V_w}$$

avec

R : rayon de la pale

Ω : Vitesse angulaire de la pale

V_w : vitesse du vent

Le coefficient de puissance C_p est donc une fonction de β et λ, et afin de produire le maximum d'énergie à partir d'une vitesse de vent donnée, il faut placer ces deux variables dans une position optimale.

2.1.4. La courbe caractéristique d'un aérogénérateur

Sur la courbe de C_p le coefficient de puissance en fonction de λ [Figure 2-8], on remarque que pour chaque angle d'attaque β il y a une seule valeur λ_{opt} permettant de donner une valeur maximale C_{pmax} et ainsi une puissance mécanique maximale. Le contrôle de l'angle d'attaque des pales est l'une des méthodes utilisées pour contrôler C_p de manière à minimiser et maximiser la puissance en réponse à des vitesses de vent variables. Toutefois pour notre application, il serait très coûteux d'envisager ce contrôle mécanique de l'angle β . D'autant plus, dans le marché des éoliennes de petites puissances les constructeurs n'offrent pas de turbines éoliennes dotées d'une technologie de rotation de pales.

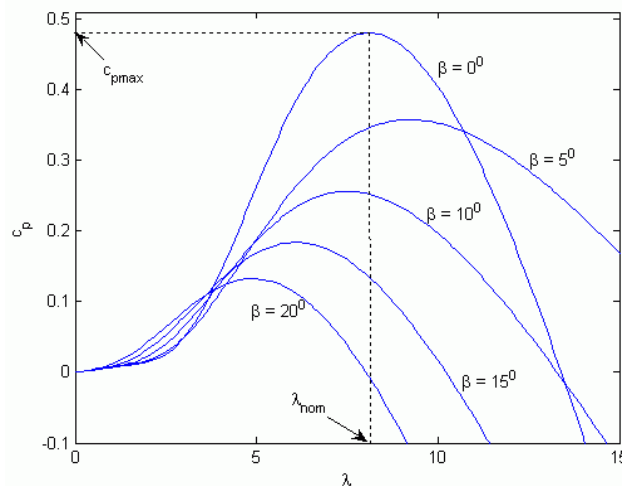


FIGURE 2-8: COURBE DU COEFFICIENT DE PUISSANCE EN FONCTION DE LA VITESSE REDUITE POUR DIFFERENTS ANGLES D'ATTAQUE

2.1.5. Le choix du gisement éolien

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans). En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. L'expression ci-dessous donne la méthode de ce calcul

$$V_v(h) = V_v(h_{mes}) \cdot \frac{\ln(h/\alpha)}{\ln(h_{mes}/\alpha)}$$

avec

α : valeur de rugosité qui dépend du caractère des obstacles dans l'environnement proche, les valeurs de cette rugosité sont données par le Tableau 2.

h : représente la hauteur du mat

h_{mes} : représente la hauteur des appareils de mesure.

Nature du sol	Paramètre de rugosité
Surface d'un plan d'eau	0,0002
Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu,...)	0,0024
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.	0,03
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.	0,055
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m.	0,1
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m.	0,2
Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés.	0,4
Grandes villes avec bâtiments hauts	0,8
Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel.	1,6

TABLEAU 2: VALEURS DE RUGOSITE EN FONCTION DE L'ENVIRONNEMENT

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante. Cependant, elle est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Pour décrire ces propriétés spatiotemporelles le diagramme appelé rose des vents peut être élaboré. Il se présente comme un diagramme polaire, lequel répertorie l'énergie du vent disponible dans chaque direction en pourcent et le temps de l'occurrence de chaque direction du vent en pourcent. L'exemple est donné par la Figure 2-9.

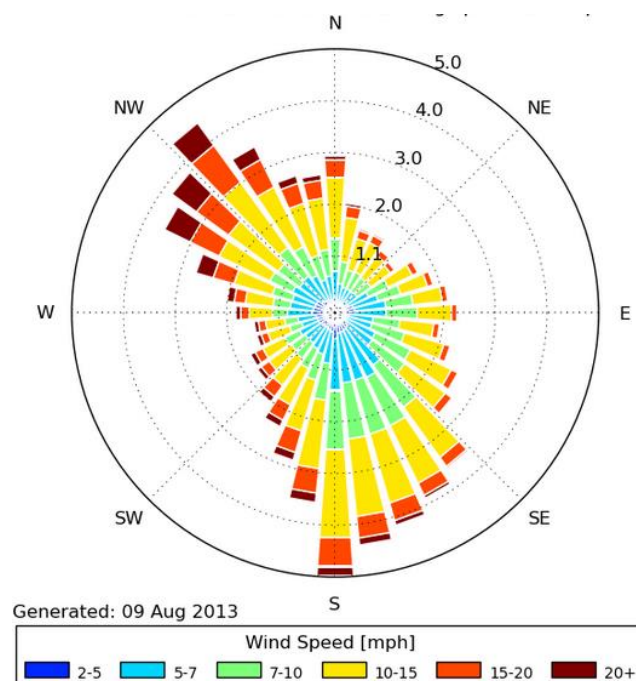


FIGURE 2-9: WIND ROSE GRAPH

La rose des vents permet d'avoir une première vue sur la capacité énergétique du site éolien. Elle est destinée surtout à orienter les éoliennes en fonction de la direction privilégiée du vent. C'est donc un outil d'aide au choix de l'emplacement spatial de la turbine et principalement pour éviter les obstacles qui peuvent gêner le flux d'air.

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (Figure 2-10). Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien [6].

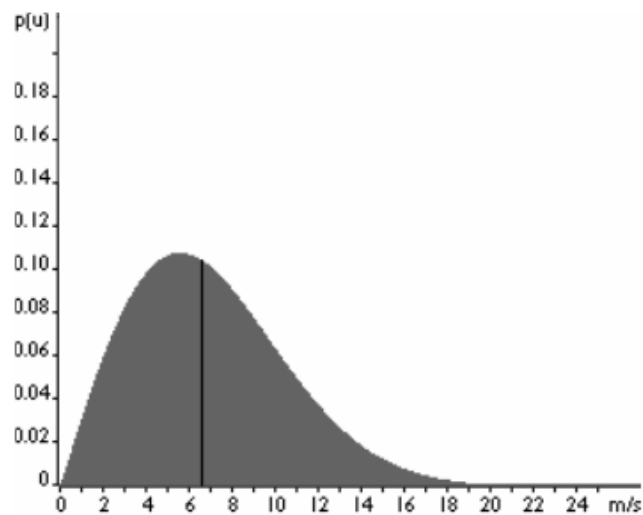


FIGURE 2-10: EXEMPLE DE LA DISTRIBUTION DE WEIBULL [25]

Cette figure est obtenue grâce à l'expression ci-dessous qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres k et c dans l'équation ci-dessous, sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s. Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution dans l'éolien est égal à $k=2$. Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V_v .

$$P(V_v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V_v}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-(V_v/c)^k}$$

2.2. Différents Types d'Aérogénérateurs

2.2.1. Eolienne à axe vertical

Il est possible de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique via des aérogénérateurs à axes vertical, Les principaux avantages de ces types d'éoliennes, sont :

- Accessibilité de la génératrice et du réducteur de vitesse mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien.
- La non nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quel que soit sa direction.

Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants :

- Faible rendement et fluctuations importantes de puissance,
- Occupation importante du terrain pour les puissances élevées,
- Faible vitesse du vent à proximité du sol.

Les plus reconnues de ces turbines sont les aérogénérateurs de type Darrieus et Savonius dont le principe de fonctionnement est expliqué et illustré dans les paragraphes suivants.

2.2.1.1. Aérogénérateur de Type Darrieus

L'aérogénérateur de type Darrieus repose sur l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif ; effet qui s'exerce sur l'aile d'un avion. Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensités variables selon l'orientation de ce profil. La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.

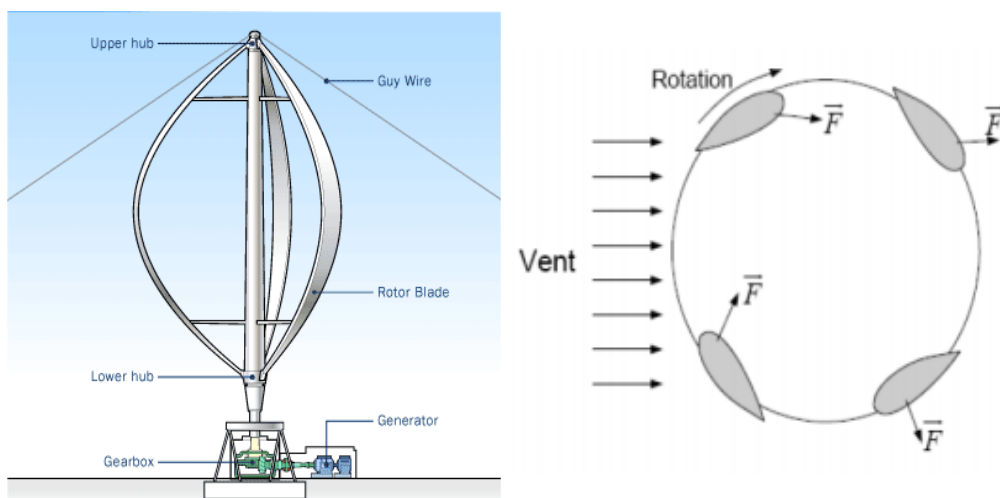


FIGURE 2-11: EOLIENNE TYPE DARRIEUS

2.2.1.2. Aérogénérateur Type Savonius

L'aérogénérateur de type Savonius, constitué schématiquement de deux ou plusieurs godets demi-cylindriques légèrement désaxés présente un grand nombre d'avantages. Outre son faible encombrement, qui permet d'intégrer l'éolienne aux bâtiments sans en dénaturer l'esthétique, il est peu bruyant. Il démarre à de faibles vitesses de vent et présente un couple élevé quoique variant de façon sinusoïdale au cours de la rotation. Il existe une variante, appelée Savonius hélicoïdal (ou twisted Savonius en anglais), qui permet d'augmenter le rendement en proposant de façon continue une surface d'accroche au vent. Au lieu d'avoir des demi-cylindres verticaux, ceux-ci sont tordus de façon hélicoïdale autour de l'axe de rotation. Du fait de leur faible encombrement au sol, de leur bon rendement et du besoin d'un très faible vent, ils sont utilisés en ville sur les toits des maisons.

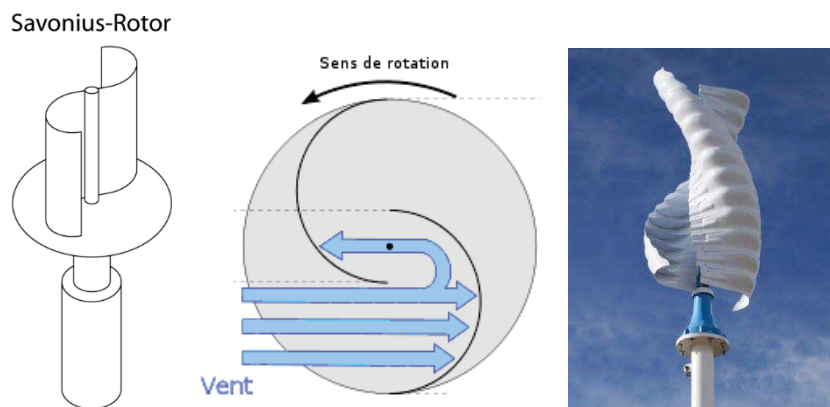


FIGURE 2-12: EOLIENNE TYPE SAVONIUS, A DROITE SAVONIUS HELICOÏDAL

2.2.2. Eolienne à axe Horizontal

Ce sont les types de turbines les plus réponsus et les plus utilisés dans les fermes éoliennes à grandes puissances. Elles présentent un coût moins important, et fonctionnent dans des vents fort par rapport aux turbines à axe vertical, et donc produisent plus d'énergie, du fait que les pales sont placées à une hauteur importante. En plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques. Elles sont constituées d'une ou de plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation de l'arbre de la turbine.

Le rotor tripal est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien. Le plan de rotation des turbines à axe horizontal est généralement placé face au vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation à l'aide des capteurs de mesure du sens du vent.

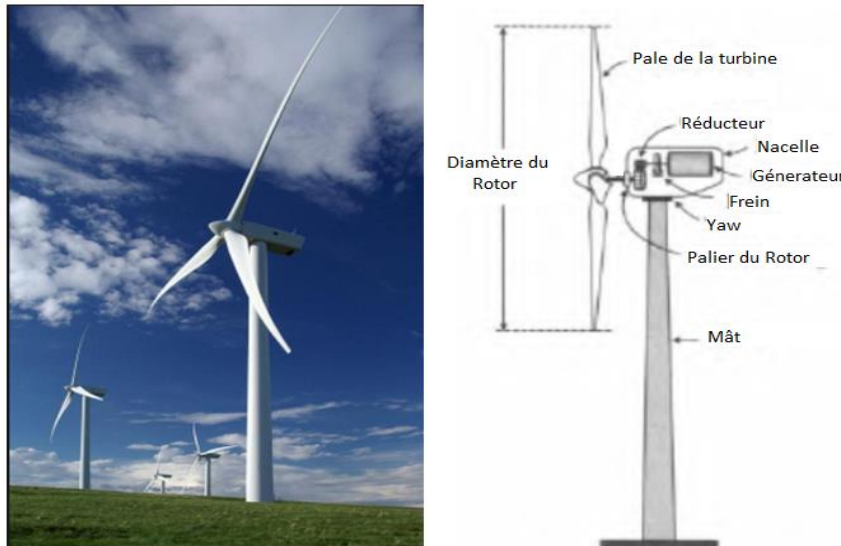


FIGURE 2-13: EOLIE NNE A AXE HORIZONTAL

2.2.3. D'autres types d'éoliennes

Les Eoliennes à axe verticale et horizontale présentées précédemment sont les turbines de bases utilisées pour la collecte de l'énergie cinétique du vent. Toutefois il en découle une variété d'éoliennes et de designs qui dépend de l'utilisation, tel que l'éolienne Savonius Hélicoïdale, et l'éolienne Darrieus-Savonius hybride, l'éolienne H-type pour les turbines éoliennes à axe vertical. Pour les éoliennes à axe horizontale, la conception de la pale et le nombre de celle-ci jouent un rôle important pour la détermination du type d'application de l'éolienne, à savoir une utilisation

- Pour l'extraction de grande ou de petite puissance.
- Pour un fonctionnement à petite ou grande vitesse de vent et la résistance aux rafales de vents.
- L'efficacité et le rendement énergétique de l'éolienne

La Figure 2-14 illustre la courbe caractéristique de chaque type de turbine. La turbine bipale permet un fonctionnement à de très grande vitesse de vent avec l'efficacité énergétique la plus élevée. La turbine tripale permet également un fonctionnement avec une efficacité élevée mais sur une gamme de vitesse de vent aussi grande que large, c'est le type de turbine qui offre le meilleurs compromis économique, énergétique et qui résiste à l'usure et aux vibrations mécaniques. C'est la raison qui fait de cette éolienne la plus répondue dans le marché des fermes éoliennes à grande puissance. Pour un fonctionnement à de petites vitesses et pour de petites puissances les éoliennes les plus adéquates sont la turbine américaine multi-pale à axe horizontal, et l'éolienne Savonius. Elles permettent d'extraire la puissance électrique même à

des vitesses de vent très petites, toutefois elles ne permettent d'extraire le maximum de cette énergie que pour une bande de vitesse de vent très étroite.

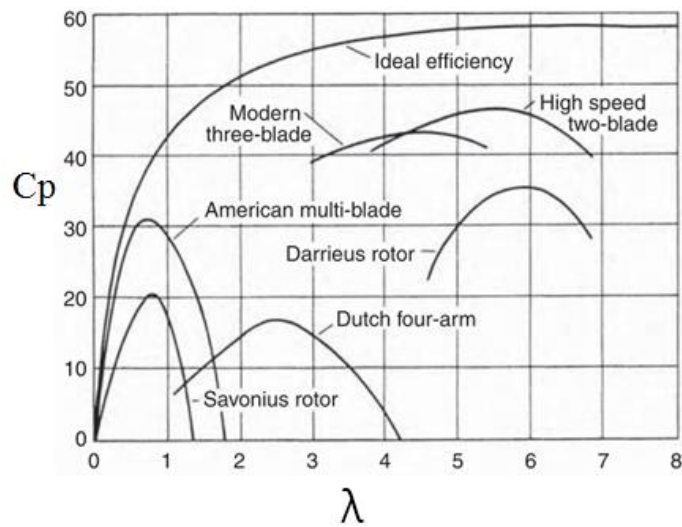


FIGURE 2-14: EFFICACITE DES EOLIENNES PAR TYPE DE ROTOR

2.2.4. Comparaison

Le **Tableau 3** résume les points forts et faibles de chaque type de turbine. Pour les applications à grande puissance les Eoliennes à axe horizontal (EAH) dominent le marché grâce à leur fort rendement et leur accès au vent fort. Par contre, les éoliennes à axe vertical (EAV) sont plus appropriées pour les applications domestique en toit d'immeubles, vu que cela leurs donnent automatiquement accès au vent fort et qu'elles sont facilement abordable pour la maintenance.

Types de Turbines	Avantages	Inconvénients
Eoliennes à Axe Horizontal (EAH)	<ul style="list-style-type: none"> Fort rendement de conversion d'énergie Accès au vent plus fort Régulation de la puissance via décrochage et calage en cas de vent dépassant les limites nominales 	<ul style="list-style-type: none"> Coût d'installation élevé, mat très dur qui doit supporter le poids de la nacelle. Des câbles plus long du haut de la tour jusqu'au la terre Systèmes d'orientation requis
Eoliennes à Axe Vertical (EAV)	<ul style="list-style-type: none"> Coût d'installation moins important, et maintenance plus facile vu qu'elle est proche de la surface. Fonctionnement indépendant du sens du vent. Adéquat pour les toits de d'immeuble 	<ul style="list-style-type: none"> Rendement moins faible Fluctuation importante du couple et forte vibrations mécaniques Solutions limitées pour la régulation en cas de rafale de vent.

TABLEAU 3: COMPARAISON DES EOLIENNES A AXE HORIZONTAL, ET A AXE VERICAL

Les Turbines éoliennes à axe horizontal ont été les premières à dominer le marché depuis 30 ans. Selon une étude menée par l'association mondiale de l'énergie éolienne [4], sur 327 constructeurs de petites éoliennes en fin 2011, 74% des éoliennes commercialisées sont des turbines éoliennes à axe horizontales, tandis qu'uniquement 18% des unités sont des turbines éoliennes à axe vertical [Figure 2-15]. Cela peut-être expliqué par le fait que ces modèles à axe vertical ont été conçus 5 ou 7 années avant 2011, donc leur part du marché reste relativement restreinte.

Selon le même rapport la puissance nominale moyenne des éoliennes à axe vertical (7,4 KW) est inférieure à la puissance nominale moyenne des éoliennes à axe horizontal qui s'élève à 10,8 KW. Ce qui montre que les modèles présents des éoliennes à axe horizontal sont capables de capturer plus d'énergie, et c'est l'une des causes aussi qui peut expliquer leur dominance du marché.

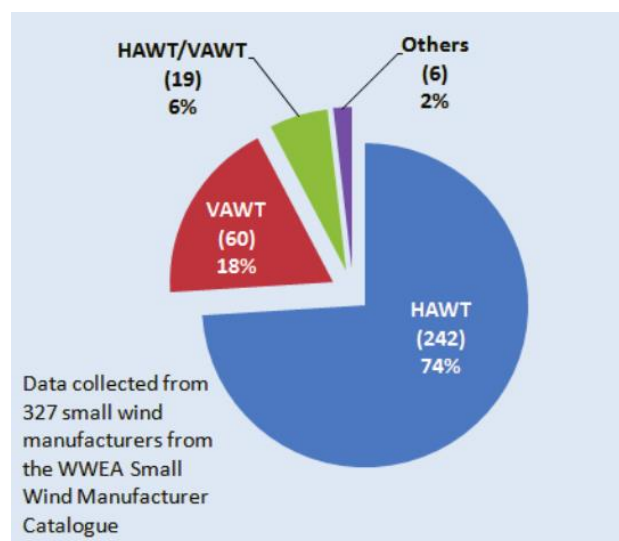


FIGURE 2-15: TENDANCE DES CONSTRUCTEURS DES PETITES EOLIENNES EN 2011

	EAV	EAH
Nombre Totale des constructeurs	60	242
Nombre Totale des modèle à puissance <100KW	157	717
Puissance nominale moyenne	7,4 KW	10,8 KW
Puissance nominale médiane	2,5 KW	3,0 KW
Pourcentage des éoliennes ≤ 10 KW	88,5 %	78,1 %
Pourcentage des éoliennes ≤ 5 KW	75,8 %	66,2 %

TABLEAU 4: PETITES EOLIENNES A AXE VERTICAL ET HORIZONTAL AUTOUR DU MONDE 2011, [4]

2.3. Eoliennes à vitesse fixe et variable.

2.3.1. Eolienne à vitesse fixe.

Les turbines éoliennes peuvent également être classifiées à des turbines à vitesse fixe, et autres à vitesse variable. Comme leur nom l'indique les turbines à vitesse fixes tournent à une vitesse relativement constante. Cette vitesse est déterminée par le rapport du réducteur de vitesse, la fréquence du réseau électrique et le nombre de pôles de la génératrice. Ces turbines atteignent un rendement de conversion maximum uniquement pour une vitesse de vent donnée, et l'efficacité du système dégrade une fois la vitesse de vent change. La turbine à vitesse fixe est protégée par un contrôle aérodynamique des éventuelles rafales de vent, elle génère une puissance électrique très fluctuante par rapport aux autres sources d'énergies qui offrent une énergie constante dans le temps et facilement réglable.

2.3.2. Eolienne à vitesse variable

D'une autre part les turbines à vitesse variable, peuvent atteindre un rendement de conversion d'énergie sur une vaste plage de vitesse de vent. La turbine change constamment sa vitesse de rotation dépendamment de la vitesse du vent pour maximiser la puissance. Dans ce cas, la vitesse spécifique λ , qui représente la vitesse du bout de la pale par rapport à la vitesse du vent, peut être maintenue dans ces valeurs optimales de manière à réaliser une extraction maximale de la puissance électrique. Afin que la vitesse de la turbine soit ajustable, l'éolienne est connectée au réseau électrique via des convertisseurs de puissance.

Comme le montre le tableau ci-dessous, les principales avantages des turbines à vitesse variable sont leurs rendements de conversion d'énergie élevé, une énergie électrique de bonne qualité et qui ne présente aucune nuisance pour le réseau électrique, et finalement le stress mécanique réduit sur l'ensemble de la chaîne mécanique. Leurs principaux inconvénients sont le coût de construction et les pertes énergétiques dues à l'utilisation des convertisseurs de puissance. Toutefois, ce coût additionnel et les pertes sont compensés par la forte production d'énergie électrique.

Mode de fonctionnement	Avantages	Inconvénients
Vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none">• Simple, robuste, fiable.• Faible coût de construction et maintenance	<ul style="list-style-type: none">• Rendement de conversion d'énergie faible• Fort stress mécanique qui augmente le coût de la structure devant supporter ceci• Fluctuation importante de la puissance
Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none">• Fort rendement de conversion d'énergie• Puissance électrique de meilleure qualité• Stress mécanique réduit	<ul style="list-style-type: none">• Coût et pertes supplémentaires dues à l'utilisation des convertisseurs• Contrôle du système plus compliqué

TABLEAU 5: COMPARAISON DES EOLIENNES A VITESSE FIXE ET A VITESSE VARIABLE

2.4. Les configurations des Systèmes de conversion d'énergie éolienne

La figure ci-dessous un schéma représentant les différents étapes de la conversion d'énergie éolienne en énergie électrique exploitable par les réseaux électriques

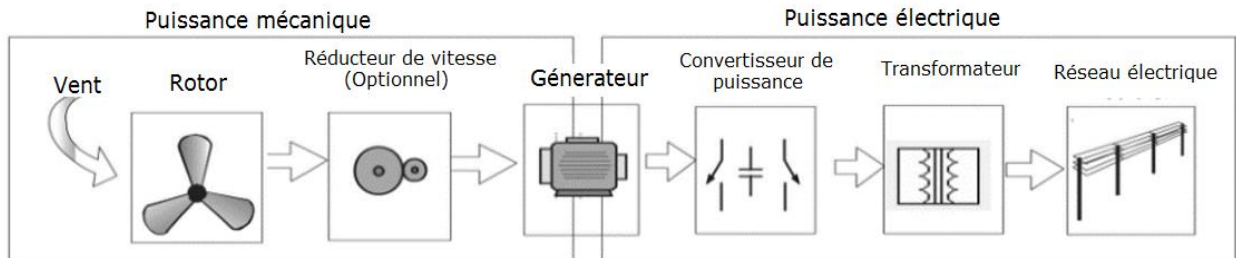


FIGURE 2-16: CHAINE DE CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE EN ENERGIE ELECTRIQUE

Les générateurs électriques et les convertisseurs de puissances sont deux composants importants dans les systèmes de conversions d'énergie éolienne. Il existe donc différentes conceptions et combinaisons qui mènent à une multitude de configurations, et qui peuvent être classifiées selon trois grandes catégories.

- 1) Les turbines à vitesse fixe sans interface d'électronique de puissance.
- 2) Les turbines à vitesse variable avec convertisseur de puissance à capacité réduite.
- 3) Les turbines à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité

2.4.1. Les turbines éoliennes à vitesse fixe

Le modèle danois des turbines éoliennes qui consiste à connecter le générateur directement au réseau via un transformateur était très répandu au début de l'industrie d'énergie éolienne. Cette configuration se base sur l'utilisation d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil, dont la vitesse de rotation est déterminée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles du générateur. Pour un générateur à 4 pôles connecté à un réseau de 50Hz, sa fréquence de rotation est de 1500 tr/min.

La puissance peut être limitée d'une manière aérodynamique à l'aide d'un contrôle de décrochage, un contrôle actif de décrochage ou via le contrôle de calage. Pour des vitesses de vent différentes de la vitesse de fonctionnement, la fréquence de rotation du générateur varie d'un ordre de 1%. La plage de vitesse du générateur est donc très limitée c'est la raison pour laquelle ce type de système est reconnu comme turbines à vitesse fixe.

Pour ce genre de configuration un réducteur de vitesse (Gearbox) est requis afin d'adapter la vitesse de rotation de l'arbre principale connecté aux pales de la turbine à l'arbre secondaire connecté directement à la génératrice. Cette configuration requiert également un démarreur (Soft-Starter) à base de thyristor qui a pour fonction de limiter le courant de démarrage, assurant ainsi un démarrage progressif. Une fois cette phase de démarrage dépassée le Soft-Starter est court-circuité via un switch By-pass [Figure 2-17].

En plus des inconvénients cités dans le chapitre précédent concernant les turbines à vitesse fixe, ce genre de configuration présente l'inconvénient de ne pas être capable de supporter les fluctuations de tension, il doit donc être raccordé à un réseau fort et avoir en aval de l'éolienne ou du parc éolien un compensateur synchrone pour garder dynamiquement une bonne tenue de tension.

Cette configuration est principalement utilisée pour les parcs éoliens de grande puissance de l'ordre d'un à quelque mégawatt pour chaque turbine. Mais elle est de plus en plus abandonnée.

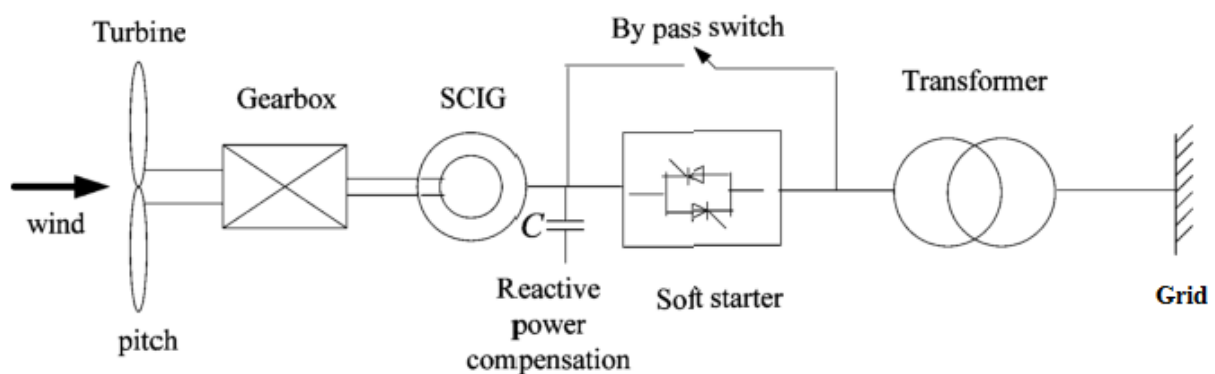


FIGURE 2-17: ARCHITECTURE D'EOLIENNE A BASE DE GENERATRICE ASYNCHRONE A CAGE D'ECUREUIL

2.4.2. Les éoliennes à vitesse variables avec convertisseurs de puissance à capacité réduite

Le Fonctionnement à vitesse variable présente une série d'avantages. Il augmente l'efficacité de conversion d'énergie, et réduit le stress mécanique causé par les rafales de vent. Ce dernier avantage présente un impact positif sur la conception de la structure mécanique du système éolien ce qui permet la construction de turbine encore plus large et avoir accès au vent à des hauteurs plus forte. Il permet aussi de réduire l'usure du réducteur, ce qui prolonge la durée de vie de ce dernier. Le principal inconvénient de ce système est la nécessité d'un convertisseur d'électronique de puissance pour le contrôle de la vitesse du générateur, ce qui augmente le coût et la complexité du système.

Ces convertisseurs d'électronique de puissance peuvent être divisés en deux types selon leur ordre de puissance par rapport à la puissance totale de la turbine : les convertisseurs de puissance à capacité réduite et les convertisseurs de puissance à pleine capacité.

Les turbines éoliennes à base de convertisseurs à capacité réduite sont réalisables uniquement avec les générateurs asynchrones à rotor bobiné, et ce parceque le fonctionnement à vitesse variable peut être réalisé en ajustant le courant du rotor sans avoir à opérer le courant du stator. Il existe deux solutions pour le contrôle de la vitesse : l'utilisation d'une résistance variable ou l'utilisation d'un convertisseur quatre quadrants.

2.4.2.1. Générateur asynchrone à rotor bobiné avec résistance variable GARB :

La Figure 2-18 montre un diagramme d'un système à base de génératrice asynchrone à rotor bobiné avec résistance variable. La variation de la résistance rotorique affecte la caractéristique couple/vitesse du générateur, permettant ainsi le fonctionnement à vitesse variable. La variation de la vitesse est limitée à 10% de la vitesse de synchronisme du générateur. Avec cette configuration le système peut capturer plus d'énergie. Mais les pertes d'énergie sur la résistance rotorique ne sont pas négligeables. Ce système requiert un démarreur et une source de compensation d'énergie réactive.

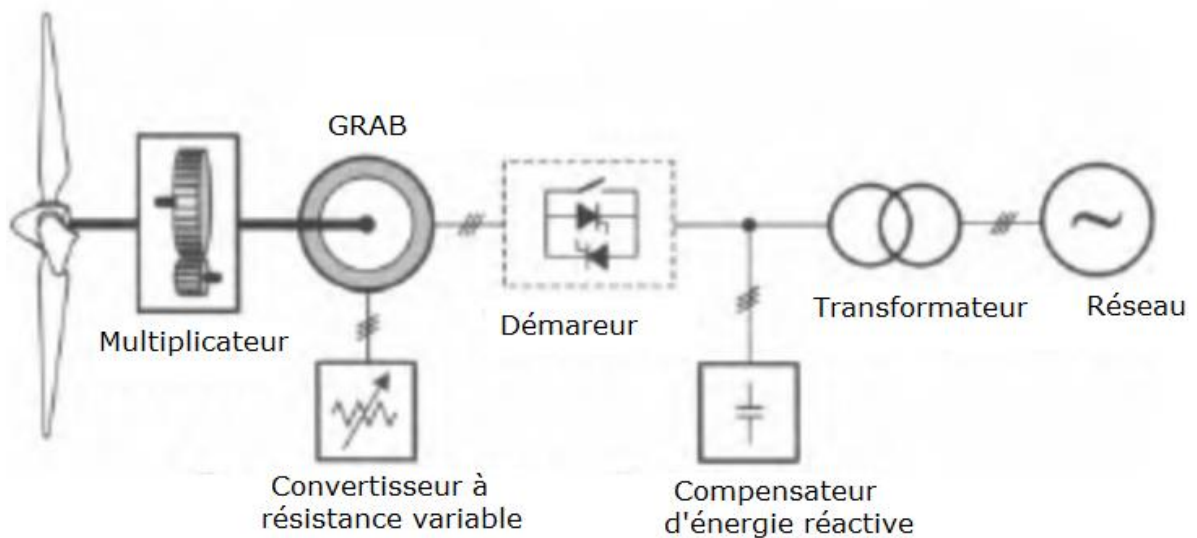


FIGURE 2-18: ARCHITECTURE D'EOLIENNE A BASE DE GARB AVEC RESISTANCE VARIABLE

2.4.2.2. Machine asynchrone à double alimentation :

Cette application du générateur synchrone à rotor bobiné avec un convertisseur quatre quadrants est communément connue sous l'appellation de Machine asynchrone à double alimentation (MADA).

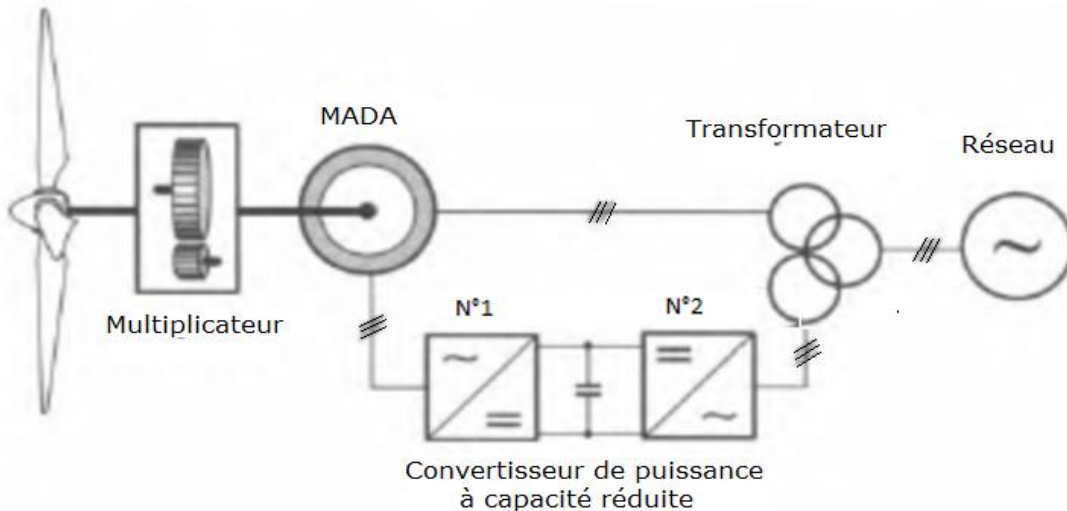


FIGURE 2-19: ARCHITECTURE D'UNE CHAÎNE DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À BASE D'UNE

Comme le montre la Figure 2-19. Le stator du générateur est directement connecté au réseau via un transformateur. Tandis que le rotor est alimenté via le convertisseur de puissance à capacité réduite. Cette configuration présente plusieurs avantages par rapport à la précédente vu que le générateur peut fournir la puissance électrique à des vitesses à la fois supérieure et inférieure à la vitesse de synchronisme.

Le système ne nécessite pas un démarreur ou un compensateur d'énergie réactive, en effet ce convertisseur peut à la fois contrôler la puissance active et réactive fournie au réseau. Le convertisseur opère uniquement la puissance électrique du rotor qui est d'un ordre approximatif de 30% de la puissance nominale du générateur. Il en résulte un coût faible du système électrique par rapport aux systèmes à convertisseur de puissance de pleine puissance [7].

La turbine éolienne à base de MADA peut réaliser le contrôle de la puissance, et la vitesse de la turbine à deux niveaux. À savoir le contrôle de la MADA et le contrôle de la turbine éolienne. Le contrôle de la MADA se réalise via le contrôle des deux convertisseurs AC/DC et DC/AC connectés dos à dos via le bus de courant continu. Le convertisseur n°1 [Figure 2-19] poursuit le point de fonctionnement optimum afin de tirer le maximum de la puissance possible et limite la puissance en cas de vent fort. Il contrôle aussi la puissance réactive échangée entre la génératrice et le réseau. Le convertisseur n°2 [Figure 2-19] maintient une tension fixe sur le bus continu et transfère l'énergie active et réactive au réseau. Le deuxième niveau de contrôle est le contrôle aérodynamique de la turbine qui consiste à réguler l'angle de calage des pales de la turbine. Il permet donc de réaliser aussi un contrôle de la puissance active mais avec une dynamique moins importante que celle réalisée avec le contrôle de la MADA.

Tous ces avantages ont permis aux turbines éoliennes à base de MADA d'être les turbines les plus répandues dans le marché mondial de nos jours.

2.4.3. Les éoliennes à vitesse variables avec convertisseurs de puissance à pleine capacité

La performance du système d'énergie éolien peut être considérablement améliorée avec l'utilisation d'un pont à deux étages (convertisseur AC/DC puis un convertisseur DC/AC) intercaler entre la génératrice et le réseau électrique (Figure 2-20). Le générateur électrique dans cette configuration, que ce soit un générateur asynchrone à cage d'écureuil (GACE), un Générateur asynchrone à rotor bobiné (GARB) ou un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP), est connecté au réseau via ce double pont de convertisseurs. La puissance nominale du convertisseur doit être égale à celle du générateur. On peut aussi remarquer que le générateur est découplé du réseau électrique, ainsi il peut tourner à des fréquences différentes de celle du réseau et fonctionner sur une large gamme de vitesse. Il peut aussi fonctionner sans l'utilisation de réducteur de vitesse en cas d'utilisation de générateurs multipôles. Pour une application utilisant un GARB on peut avoir recours à un petit convertisseur pour alimenter le champ rotorique à partir du réseau. Cette configuration permet aussi de réaliser la compensation de l'énergie réactive et de faciliter la connexion au réseau. Toutefois le principal inconvénient est la complexité du système et le coût élevé qui en résulte.

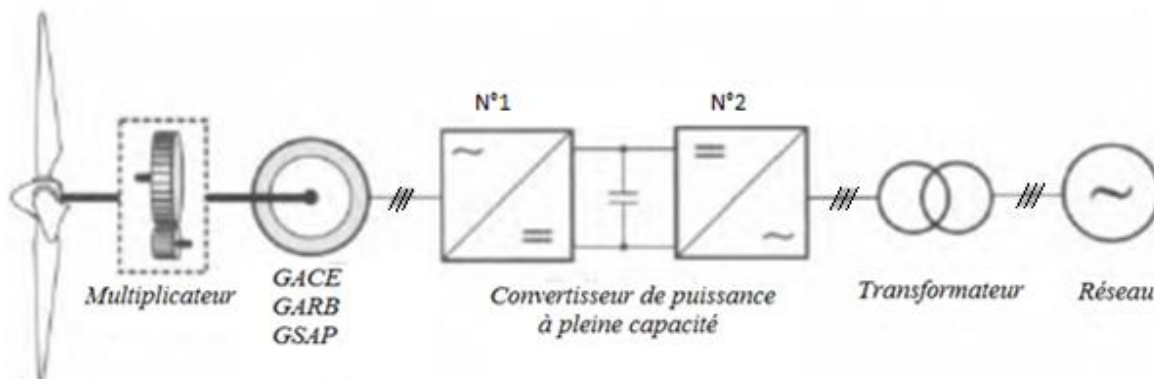


FIGURE 2-20: ARCHITECTURE A BASE DE CONVERTISSEUR DE PUISSANCE A PLEIN CAPACITE

Nous avons vu que cette configuration permet l'utilisation de plusieurs types de génératrices. La machine synchrone à aimants permanents reste une solution attractive qui présente une efficacité supérieure avec son haut rendement énergétique, une meilleure fiabilité, et un bon rapport poids-puissance comparé aux machines nécessitant une excitation [8]. Avec la GSAP, il est possible d'utiliser un redresseur à diode comme convertisseur AC/DC permettant ainsi de réduire considérablement le coût de l'installation [9]. Outre ceci, les aimants permanents d'aujourd'hui produisent des forces magnétomotrices (FMM) très intenses. De sorte que, à FMM égales, les aimants sont souvent plus petits que les électro-aimants qu'ils remplacent. Comme ils n'ont besoin d'aucune source d'énergie extérieure pour maintenir leur magnétisme. Cet avantage permet de se débarrasser du circuit d'excitation présent sur d'autres types de génératrices et ainsi de réduire la complexité du système et son coût.

En prenant en considération la performance évoluée des GSAP et leurs baisses de prix, combiné à la baisse des prix des convertisseurs de puissance. La GSAP est devenu la machine la plus attractive pour les applications à vitesse variable (sans réducteur de vitesse, ou avec réducteur à rapport fixe) surtout en Offshore [8]. Car ils permettent de combiner entre, l'accès à des puissances supérieures aux puissances habituelles sous d'autres technologies, et la conception simplifiée du système [10], [11].

Le Tableau 6 présente les quatre éoliennes les plus puissantes jusqu'au moment, tel que la dernière innovation d'ALSTOM, l'éolienne Haliade 150, et de SIEMENS SWT-6.0-154, d'une puissance 6 MW, VESTAS avec 8 MW, et la norvégienne SWAY TURBINE qui peut atteindre une puissance de 10 MW. Ils sont tous dotés d'une Génératrice synchrone à aimants permanents directement entraînée par l'arbre du rotor de l'éolienne sans intermédiaire du réducteur.





				
Constructor	ALSTOM	SIEMENS	VESTAS	SWAY TURBINE
Name	Haliade 150	SWT-6.0-154	V164-8.0 MW	ST10
Rated Power	6 MW	6 MW	8 MW	10 MW
Cut-in wind speed	3 m/s	3-4 m/s	4 m/s	4 m/s
Nominal Power at		12-14 m/s		
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s		28 m/s
Operational rotor speed:	4-12 rpm	5-11 rpm	4.8 - 12.1 rpm	
Nominal rotor speed			10.5 rpm	12 rpm
Rotor diameter:	150 m	154 m	164 m	164
Swept area:	17 860 m ²	18 600 m ²	21 124 m ²	21 124 m ²
Frequency:	50/60 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Converter type:	Full scale converter	Full scale converter	Full scale converter	Full 4Q Converter
Generator type:	PMSG, Direct Drive	PMSG, Direct Drive	PMSG	PMSG
Nominal voltage:	900 V	690 V	33 - 35 and 66 kV	3.5 kv
Source	[10], [12]	[11]	[13]	[2]

TABLEAU 6: SPECIFICATIONS TECHNIQUES DES EOLIENNES DE GRANDE PUISSANCE

2.4.4. Architecture pour l'alimentation d'une batterie en site isolé

Puisque dans notre étude, nous proposons une application en site isolé alimentant une batterie, la configuration est un peu particulière car elle doit tenir compte des contraintes de simplicité nécessaire pour ne pas dépasser un coût d'installation tolérable pour une éolienne de petite puissance. Bien que, la simplicité peut réduire les performances de l'éolienne, un compromis doit être trouvé afin de ne pas altérer la performance dynamique et le rendement de notre système de conversion d'énergie éolienne.

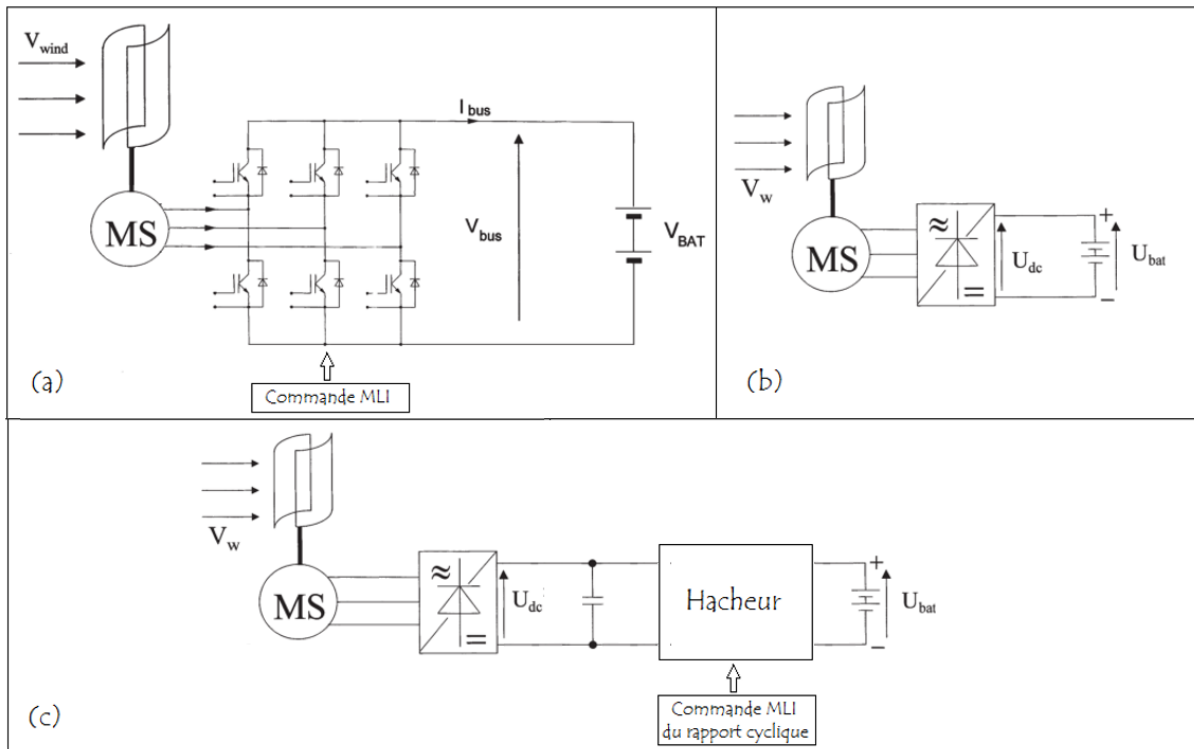


FIGURE 2-21: ARCHITECTURE POUR ALIMENTATION D'UNE BATTERIE AVEC UTILISATION (A) DE REDRESSEUR COMMANDE. (B) REDRESSEUR A DIODE. (C) REDRESSEUR A DIODE AVEC HACHEUR

Il existe trois grandes configurations permettant l'alimentation d'une batterie à partir d'une éolienne de petite puissance entraînant un moteur synchrone à aimant permanent. La première configuration se base sur un redresseur parallèle double commandé (à base de thyristor ou IGBT) (Figure 2-21-a). Etant donné que la tension de la GSAP est proportionnelle à la vitesse de rotation de la turbine. Le redresseur commandé permet de maximiser la puissance extraite par la turbine et d'adapter la tension du générateur à la tension de la batterie. Toutefois, il ne permet que de réduire cette tension, chose qui limite le choix du niveau de tension de la batterie. Cette configuration présente aussi l'inconvénient d'être un peu couteuse, vu qu'elle utilise 6 interrupteurs commandés, avec une logique de commande plus complexe que les autres configurations. La deuxième configuration (Figure 2-21-b) minimaliste, se basant sur un redresseur parallèle double à diode, permet de réduire considérablement le coût de l'installation sauf qu'elle ne permet pas d'optimiser la puissance produite par l'éolienne. La troisième configuration (Figure 2-21-c) basée sur un redresseur parallèle double à diode en série avec un hacheur permet de maximiser la puissance extraite de l'éolienne, et ce via la commande du rapport cyclique du hacheur. Cette configuration est la

plus avantageuse vu qu'elle réunit la simplicité du circuit, le coût réduit de l'installation, et la robustesse et la facilité de la commande vu qu'elle présente un seul interrupteur à contrôlé.

La majorité des études autour des éoliennes de petite puissance, propose la configuration de la Figure 2-21-c. En 1999, A.M De BROE and al. [14], présentent une structure de commande MPPT pour une petite éolienne tripale de puissance maximale 12 KW débitant sur des batteries 240 V comme l'illustre la Figure 2-22-a . Le convertisseur de puissance est constitué d'un redresseur à diode avec un hacheur buck-boost. En 2007, le travail d'Adam. MIRECKI [15] [6], se penche sur l'étude de l'architecture et la commande MPPT pour une petite éolienne de type Savonius de puissance maximale 600 W (voir : Figure 2-22-b). La turbine est connectée directement à un alternateur synchrone à aimants permanents dont les 3 phases sont redressées par un pont à diodes. La commande est réalisée par un hacheur abaisseur.

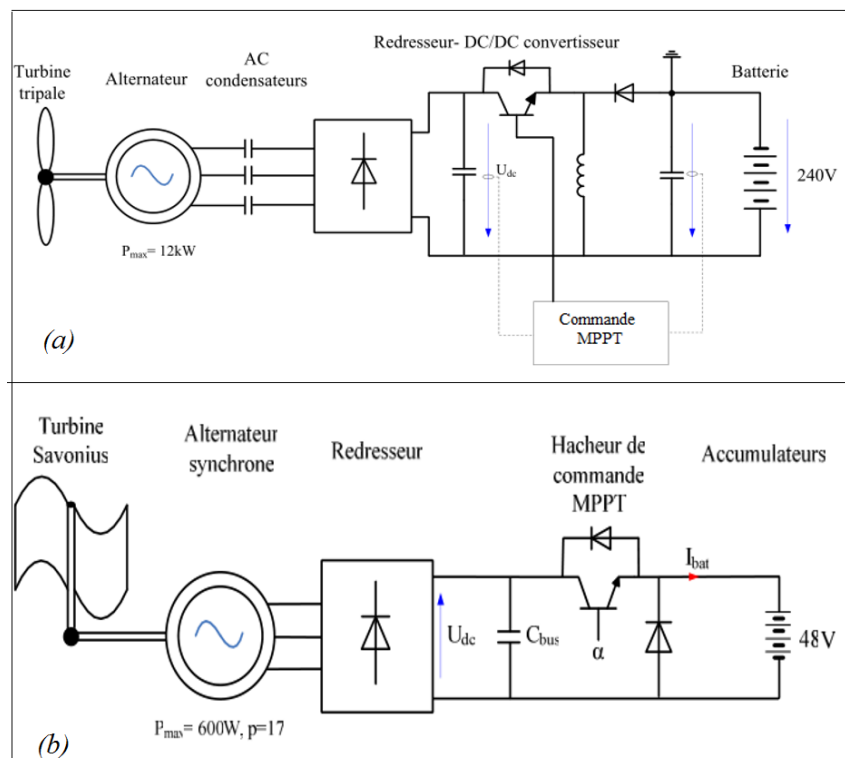


FIGURE 2-22: EXEMPLE DE CHAÎNE DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE, (A) À BASE D'HACHEUR BUCK-BOOST, (B) À BASE D'HACHEUR ABAISSEUR

2.5. Contrôle de la puissance des turbines éoliennes

Il est important de pouvoir à la fois contrôler et limiter la puissance mécanique converti de manière à tirer le maximum de puissance pendant les vents relativement lents et d'adapter cette puissance à la limite de la puissance nominale tolérée par le générateur électrique pendant les vents forts.

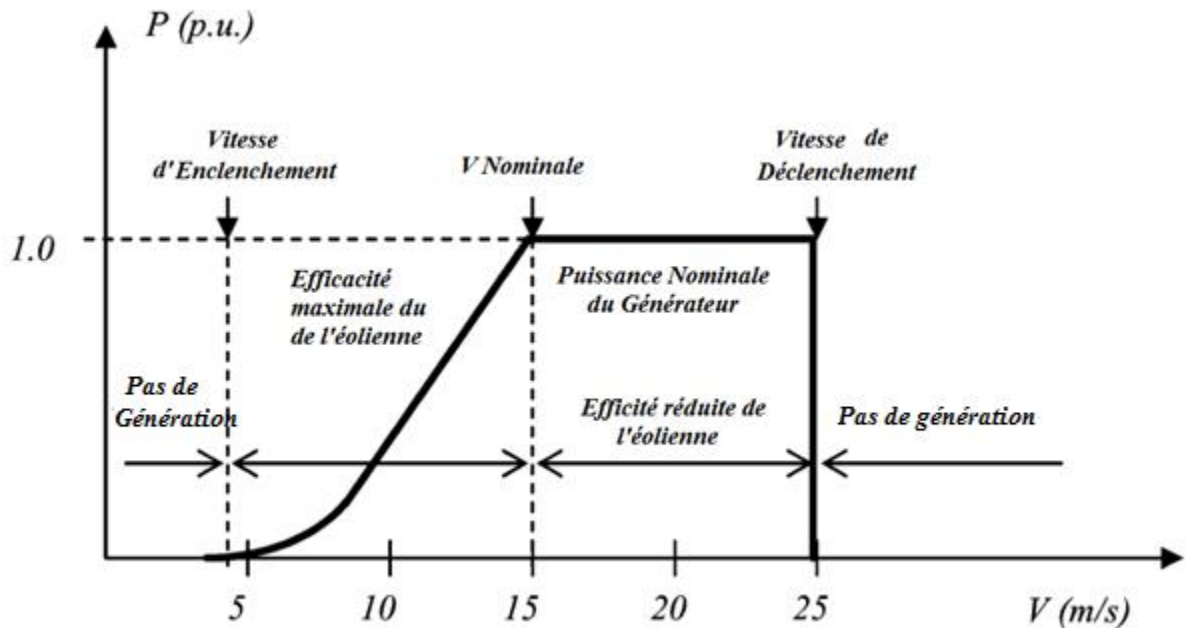


FIGURE 2-23: PUISSANCE ELECTRIQUE D'UNE EOLIENNE EN FONCTION DE LA VITESSE DU VENT

La courbe de fonctionnement d'une éolienne comporte quatre parties distinctes (Figure 2-23) :

1. Une zone à vitesse de vent inférieure à la vitesse d'enclenchement ; dans laquelle la vitesse du vent ne permet pas encore la rotation de l'éolienne et que la puissance qui résultera de sa rotation est inférieure à la consommation et pertes électriques du système éolien en totalité.
2. Une zone où la vitesse de vent est supérieure à la vitesse d'enclenchement et inférieure à la vitesse nominale de l'éolienne. Cette partie de la courbe est caractérisée par une puissance proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Le système doit être arrangé de manière à tirer le maximum de profit de cette vitesse de vent et générer le maximum d'énergie électrique possible. Ceci se fait en gardant le coefficient de puissance $C_p = C_{pmax}$. C'est dans cette zone de la courbe que l'on parle des stratégies MPPT (Maximum Power Point Tracking).
3. Une zone de vitesse de vent supérieure à la vitesse nominale et inférieure à la vitesse de déclenchement ; durant laquelle le coefficient C_p doit être contrôlé de manière à limiter la puissance électrique à la puissance nominale du générateur électrique utilisé. C'est donc une zone de fonctionnement de l'éolienne avec un rendement réduit.
4. Une zone où la vitesse de vent est supérieure à la vitesse de déclenchement, durant laquelle l'éolienne doit être arrêtée afin d'éviter des dommages du système électrique et celui mécanique

2.5.1. Contrôle de puissance par action mécanique

Nous avons introduit dans le chapitre 2.1.1, les phénomènes de décrochage (stall) et calage (pitch), qui prennent lieu lorsqu'on modifie l'angle d'incidence du vent par rapport à la position de la pale. Ces deux phénomènes permettent de modifier la force de portance qui induit la rotation des pales de la turbine éolienne. Ainsi on peut changer la puissance mécanique récoltée de la puissance cinétique du vent et par la suite régler la puissance électrique générée.

Ce changement d'angle de décrochage ou plus souvent d'angle de calage ; puisque c'est la méthode la plus utilisée dans l'industrie éolienne, peut se traduire en terme mathématique par une modification de la valeur du coefficient de puissance C_p .

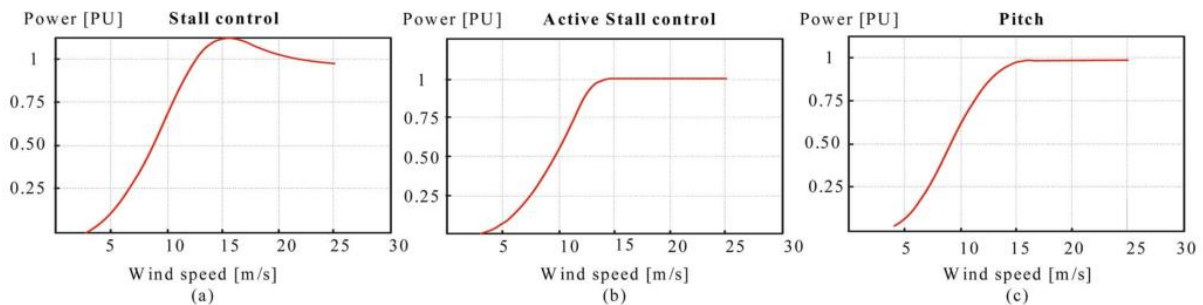


FIGURE 2-24: CARACTERISTIQUE DE PUISSANCE POUR DIFFERENTS TYPE DE CONTROLE

Il est important d'extraire le maximum de puissance et de limiter la puissance mécanique extraite pour les grandes vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale de l'éolienne. La limitation de la puissance peut être réalisée avec trois méthodes (Figure 2-24) :

- Contrôle du décrochage : c'est le contrôle présenté dans les chapitres précédents, il présente toutefois l'inconvénient de voir la puissance mécanique légèrement supérieure à celle préconisée pour la génératrice. La puissance mécanique diminue pour les grandes vitesses de vent.
- Contrôle actif du décrochage : basé sur le même principe que le dernier, ce type de contrôle élimine l'inconvénient présent dans le contrôle précédent.
- Contrôle de calage : ce type de contrôle se base sur la modification de l'angle de calage pour diminuer la puissance extraite du vent d'une manière lisse

Une fois ces contrôles sont poussés à leurs limites pour les rafales de vent, à vitesse supérieure à la vitesse de déclenchement (cut-out speed), il est important de protéger la structure mécanique contre les conséquences, en positionnant l'angle des pales, en tournant la nacelle selon l'axe vertical via le système d'orientation (Yaw system en anglais) de manière à positionner le plan de rotation des pales dans le sens du vent. On peut aussi avoir recours à des freins mécaniques.

Il reste à noter que ces contrôles mécaniques sont présents uniquement dans les applications à grande échelle telle que dans les rotors présents dans les fermes éoliennes. Pour les applications de petite puissance, ce type de contrôle est quasiment absent, vu que cela induit des coûts supplémentaires, et qu'il est possible de substituer ces contrôles mécaniques par des contrôles électriques qui allège le coût de l'installation.

2.5.2. Contrôle de la puissance par action électrique

Le contrôle de la puissance par action électrique se fait en agissant sur la commande des interrupteurs de puissance de manière à régler les paramètres électriques en sortie de l'alternateur affectant la vitesse du rotor. La commande des circuits de l'électronique de puissance est gérée au moyen d'algorithmes qui cherchent constamment le point de fonctionnement permettant l'extraction de la puissance maximale. Ces algorithmes sont appelés algorithme de recherche de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking). Ils seront discutés avec plus de détails dans le CHAPITRE 4.

Ce type de contrôle est utilisé conjointement avec le contrôle mécanique pour les éoliennes de grande échelle. Il est caractérisé par un temps de réponse rapide. Pour les applications de petites puissances caractérisées par des éoliennes de calage fixe, le contrôle de la puissance MPPT est entièrement géré par la commande des dispositifs électriques.

2.6. Conclusion

Une brève description du secteur de l'énergie éolienne a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme la formule de la puissance d'une éolienne, limite de Betz, les méthodes de description du gisement éolien, des exemples d'architectures, et les génératrices utilisées.

Nos travaux portent sur un système éolien de petite puissance alimentant une batterie, l'objectif de notre étude se penchera sur l'exploration des algorithmes de maximisation de puissance extraite (MPPT) les plus répandus, et de concevoir un algorithme optimal répandant aux critères de simplicité et de robustesse pour notre application. Les différents algorithmes seront validés par simulation sur SIMULINK.

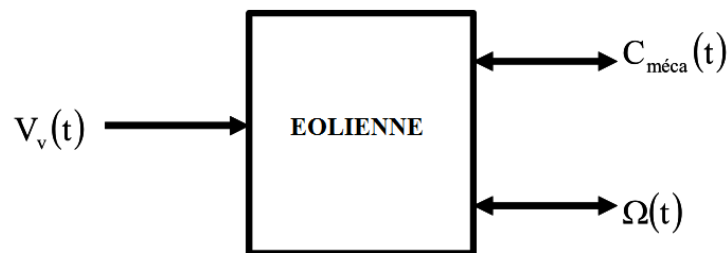
CHAPITRE 3.

Modélisation du Système de Conversion d'Énergie Éolienne

Afin de pouvoir étudier le système de conversion d'énergie éolienne de petite de puissance et de tester l'algorithme de commande MPPT sur une plateforme de simulation, il est nécessaire de modéliser mathématiquement l'éolienne, la génératrice synchrone à aimants permanents, et la partie électrique constituée d'un redresseur à diodes et d'un hacheur buck-boost.

3.1. Modélisation de l'éolienne

L'éolienne est un élément tridimensionnel, ayant des formes complexes, en mouvement et plongée dans un flux d'air. Toutefois, et c'est un point important, le modèle en question doit décrire la dynamique mécanique réelle de la voilure, et non pas uniquement le comportement quasi-statique. Une voilure éolienne transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement et délivre une puissance mécanique caractérisée par la vitesse de rotation et le couple mécanique.



Comme vu précédemment la puissance extraite par une éolienne est donnée par la relation suivante :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot V_w^3$$

avec :

- C_p : Coefficient de puissance qui est fonction de la vitesse spécifique λ
- λ : Vitesse spécifique, qui représente le rapport entre la vitesse linéaire de l'extrémité d'une pale et de la vitesse du vent $\lambda = R\Omega/V_w$.
- ρ : La densité du vent en [Kg/m³].
- S : La surface balayé par les pales de l'éolienne [m²].
- Ω : La vitesse mécanique angulaire du rotor de la turbine éolienne [rad/s].
- V_w : Vitesse du vent [m/s].
- R : Rayon d'une pale de la turbine [m].

Plusieurs approximations numériques ont été développées dans la littérature pour déterminer une expression du coefficient C_p . On cite parmi ces approximations celles parus respectivement dans les références suivantes [16], [17], [18], [19] :

1. Première expression

$$C_p = \frac{1}{2}(\gamma - 0,022\beta^2 - 5,6)e^{-0,17\gamma}$$

Où : $\gamma = \frac{9}{4} \frac{V_w}{\Omega}$, γ est le rapport de vitesse périphérique.

Et β représente l'angle d'attaque de la pale en degré

2. Deuxième expression

$$C_p = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda'} - 0,58 \cdot \beta - 0,002 \cdot \beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,5}{\lambda'}}$$

Avec $\frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}$

3. Troisième expression

$$C_p = (0,44 - 0,0167\beta) \cdot \sin \left[\frac{\pi(\lambda - 3)}{15 - 0,3 \cdot \beta} \right] - 0,00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot \beta$$

4. Quatrième expression

$$C_p = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda'} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda'}} + 0,0068 \cdot \lambda$$

Avec $\frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$.

Cette dernière expression fait partie de la bibliothèque de SIMULINK, et donc sera celle utilisée pour valider le modèle notre système éolien. La courbe de cette dernière formule est donnée par la Figure 3-1. Plusieurs courbes sont représentées sur cette figure dépendant de l'angle d'attaque β , mais dans ce mémoire nous serons intéressés uniquement par celle correspondant à $\beta=0$. Cela est dû au fait que sur une petite éolienne il n'existe pas de moyen de changer l'angle de calage des pales car cela revient à produire une éolienne plus cher.

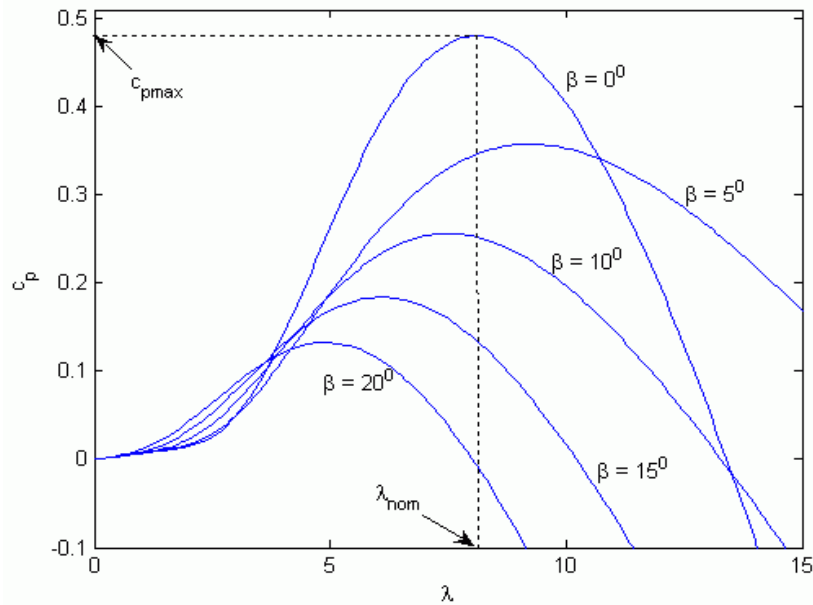


FIGURE 3-1: COURBE CP DU MODELE DE SIMULINK

L'expression du couple correspondant à la puissance précédemment mentionnée est donnée par :

$$C_{eol} = \frac{P_{eol}}{\Omega} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot V_w^3}{\Omega}$$

Le couple mécanique vu par la machine synchrone est différent du couple éolien car il faut tenir compte de l'inertie de l'éolienne et des frottements visqueux propre à la structure de l'éolienne. Ceci peut être traduit en terme mathématiques par l'équation suivante :

$$C_{eol} = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega + C_{mec}$$

$$\Omega = \frac{1}{(f + pJ)} (C_{eol} - C_{mec})$$

Avec J et f respectivement l'inertie de l'éolienne et le frottement de l'éolienne. et P étant l'opérateur Laplacien. A partir de ces deux équations, nous pouvons représenter le modèle dynamique de l'éolienne avec le schéma suivant :

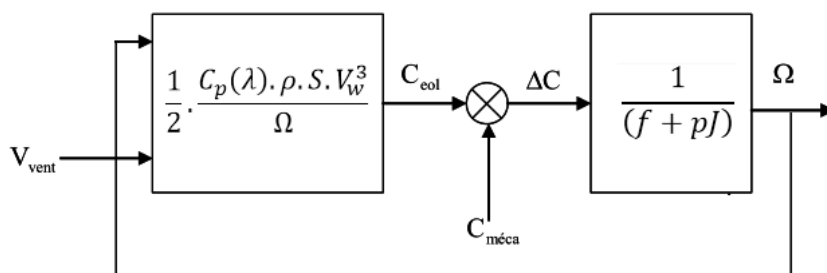


FIGURE 3-2: MODELE DYNAMIQUE DE L'EOLIENNE

3.2. Modélisation des GSAP

La modélisation de la GSAP consiste à construire un modèle mathématique de la machine, en traduisant les phénomènes électromagnétiques et mécaniques qui régissent son fonctionnement. Ce qui permet d'étudier avec pertinence le comportement des différentes variables en mode dynamique et statique et exploiter ce modèle dans les simulations.

Dans une GSAP, le champ magnétique est produit par des aimants permanents. Selon la manière avec laquelle les aimants sont montés sur le rotor on peut considérer deux types de GSAP [Figure 3-3].

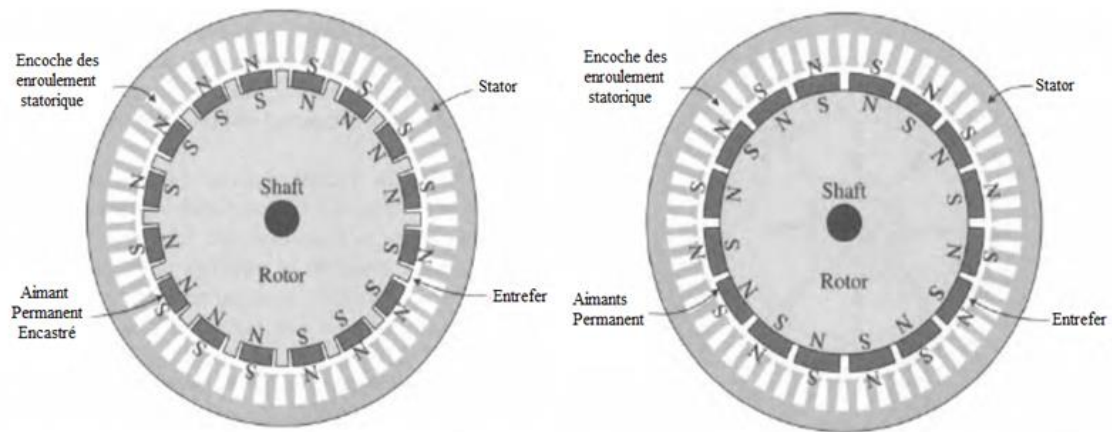


FIGURE 3-3: GSAP DROITE (AIMANTS MONTÉS EN SURFACE), GAUCHE (POLES SAILLANTS)

La Machine Synchrone à Aimants Permanents montés en surface :

Comme le montre la Figure 3-3, dans ce modèle les aimants sont placés sur la surface du noyau de rotor, séparés par des matières non ferrite entre deux aimants adjacents. Étant donné que la perméabilité des aimants est très proche de celle des matériaux non ferrite, l'entrefer effectif entre le noyau du rotor et du stator est uniformément réparti autour de la surface du rotor. Ce type de configuration est connu comme une GSAP à pôles non saillants. Son principal avantage est sa simplicité et son faible coût de construction par rapport à la GSAP encastrés. Toutefois, les aimants sont soumis à des forces centrifuges qui peuvent causer le détachement du rotor et, par conséquent, les GSAP montés en surface sont principalement utilisés dans des applications à faible vitesse. Dans un système de conversion d'énergie éolienne à entraînement direct, la génératrice synchrone est utilisée avec un nombre élevé de pôles.

La Machine Synchrone à Aimants Permanents à pôles saillants :

Dans la GSAP à pôles saillants (Figure 3-3), les aimants permanents sont incrustés dans la surface du rotor, les forces centrifuges aident à maintenir les aimants attachés au noyau de rotor. Cette configuration permet également de réduire le stress de rotation associés aux forces centrifuges par rapport à la GSAP montés en surface et, par conséquent, ce type de générateur peut fonctionner à des vitesses de rotation élevées.

Mise en équation

En négligeant la saturation du circuit magnétique, les pertes hystérisées et en supposant que les tensions sont sinusoïdales. Le système d'équations de tensions de la machine synchrone est donné par les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_a = -R_a \cdot i_a + \frac{d\psi_a}{dt} \\ v_b = -R_b \cdot i_b + \frac{d\psi_b}{dt} \\ v_c = -R_c \cdot i_c + \frac{d\psi_c}{dt} \end{cases}$$

avec $R_c = R_b = R_a = R_s$ les résistances statoriques et ψ_a , ψ_b , ψ_c respectivement les flux totaux circulant dans les enroulements statoriques de la phase a, b, et c. Pour simplifier, nous écrivons ce système sous forme matricielle avec l'équation suivante :

$$[v_{abc}] = -R_s \cdot [i_{abc}] + \left[\frac{d\psi_{abc}}{dt} \right]$$

Les flux statoriques peuvent être décomposés en flux auto-induits par les enroulements du stator et ceux dû au flux de l'aimant permanent. Tel que :

$$[\psi_{abc}] = - \begin{bmatrix} L_a & M_s & M_s \\ M_s & L_b & M_s \\ M_s & M_s & L_c \end{bmatrix} \cdot [i_{abc}] + [\psi_{sr}]$$

$$[\psi_{sr}] = \begin{bmatrix} \psi_{r_{max}} \cdot \cos(\theta) \\ \psi_{r_{max}} \cdot \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \psi_{r_{max}} \cdot \cos\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

avec

$\psi_{r_{max}}$ représente la valeur maximum du flux rotorique générée par les aimants permanents

L_a, L_b, L_c représentent les inductances propre de chaque bobine du stator

M_s représente l'inductance mutuelle entre les enroulements statoriques

En tenant compte que $M_s i_a + M_s i_b + M_s i_c = 0$. nous réécrivons l'équation des flux

$$[\psi_{abc}] = - \begin{bmatrix} L_a - M_s & 0 & 0 \\ 0 & L_b - M_s & 0 \\ 0 & 0 & L_c - M_s \end{bmatrix} \cdot [i_{abc}] + [\psi_{sr}]$$

Puisque le système est symétrique les inductances statorique sont aussi égales

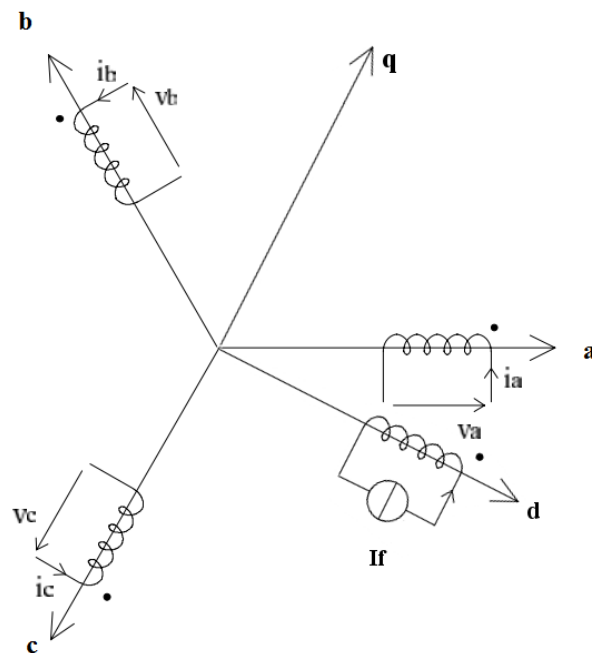
$$L_s = L_a = L_b = L_c$$

$$[\psi_{abc}] = -(L_s - M_s) \cdot [i_{abc}] + [\psi_{sr}]$$

La Transformation de Park-Clarke

Afin de simplifier les calculs, il est préférable d'utiliser un repère biphasé. Qui permet de travailler avec un système à deux équations au lieu d'un système à trois équations correspondant à une équation par phase. Il est aussi possible et préférable pour certain cas de de ce projeter sur un repère biphasé tournant à la vitesse de rotation du rotor pour éliminer les variables de nature sinusoïdales et travailler avec des grandeurs continues.

Pour ce faire on utilise la transformé de Park-Clarke ou Park-Concordia. La transformée de Park-Clarke assure la conservation des amplitudes des grandeurs en introduisant le coefficient $\frac{2}{3}$, mais pas des puissances électriques, à la différence de la transformée de Park-Concordia qui conserve la puissance et utilise le coefficient $\sqrt{\frac{2}{3}}$.



La matrice de Park-Clark est donnée par :

$$P(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Xd \\ Xq \end{bmatrix} = P(\theta) \cdot \begin{bmatrix} Xa \\ Xb \\ Xc \end{bmatrix}$$

La dérivée de la matrice de Park par rapport au temps est donnée par l'équation suivante

$$\frac{dP(\theta)}{dt} = \frac{d\theta}{dt} \frac{dP(\theta)}{d\theta} = \frac{2}{3} \omega \begin{bmatrix} -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

$$\frac{dP(\theta)}{dt} \cdot \begin{bmatrix} Xa \\ Xb \\ Xc \end{bmatrix} = \omega \begin{bmatrix} -Xq \\ Xd \end{bmatrix}$$

NB : Dans notre cas l'angle θ dépend du temps

En appliquant la transformation de Park suivant le repère biphasé (d, q) synchrone lié au champ statorique, aux grandeurs de tensions de courants et de flux, Nous obtenons les équations suivantes :

$$[v_{dq}] = P(\theta) \cdot [v_{abc}] , \quad [i_{dq}] = P(\theta) \cdot [i_{abc}] , \quad [\psi_{dq}] = P(\theta) \cdot [\psi_{abc}]$$

$$[v_{dq}] = P(\theta) \cdot [v_{abc}]$$

$$[v_{dq}] = R_s \cdot P(\theta) \cdot [i_{abc}] + \left[\frac{dP(\theta)}{dt} \cdot \psi_{abc} \right]$$

$$[v_{dq}] = R_s \cdot P(\theta) \cdot [i_{abc}] + P(\theta) \left[\frac{d\psi_{abc}}{dt} \right] + \left[\frac{dP(\theta)}{dt} \right] \cdot \psi_{abc}$$

$$[v_{dq}] = R_s \cdot P(\theta) \cdot [i_{abc}] + \left[\frac{d\psi_{dq}}{dt} \right] + \left[\frac{dP(\theta)}{dt} \right] \cdot \psi_{abc}$$

Nous retrouvons ainsi les équations suivantes

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} + p\psi_{ds} - \omega_r \psi_{qs} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + p\psi_{qs} + \omega_r \psi_{ds} \end{cases}$$

Avec p représente l'opérateur de la transformé de Laplace

Nous appliquons la transformé de Park-Clark au système d'équation de flux, nous aurons :

$$[\psi_{dq}] = P(\theta) \cdot [\psi_{abc}] = -(L_s - M_s) \cdot P(\theta) \cdot [i_{abc}] + P(\theta) \cdot [\psi_{sr}]$$

$$[\psi_{dq}] = -(L_s + M_s) \cdot [i_{dq}] + \begin{bmatrix} \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix}$$

Pour simplifier on suppose que le vecteur de flux rotorique coïncide avec l'axe «d» du repère synchrone (d,q), on peut donc écrire que $\psi_r = \psi_{dr} + \psi_{qr} = \psi_{dr}$, ($\psi_{qr} = 0$)

$$\begin{cases} \psi_{ds} = -L_d i_{ds} + \psi_r \\ \psi_{qs} = -L_q i_{qs} \end{cases}$$

En remplaçant ψ_{ds} et ψ_{qs} par leurs expressions dans le système d'équation des tensions on retrouve les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} - L_d p i_{ds} + p \psi_r \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \psi_r - L_q s i_{qs} \end{cases}$$

Puisque le flux rotorique de la machine synchrone est de valeur constante, sa dérivée dans le temps est $d\psi_r/dt = 0$, le système d'équation de tension sera réduit à :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} - L_d p i_{ds} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \psi_r - L_q s i_{qs} \end{cases}$$

Ces équations peuvent être représentées par les schémas électriques équivalents suivants :

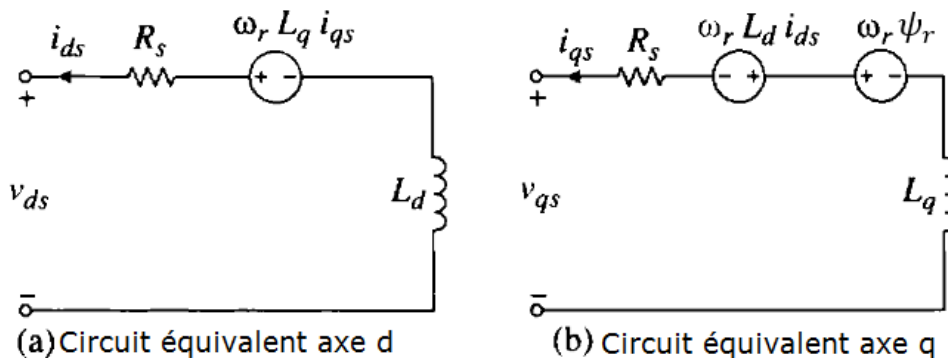


FIGURE 3-4: CIRCUIT ELECTRIQUE EQUIVALENT DU MODELE DE LA GSAP

L'expression du couple électromagnétique est donnée par :

$$T_e = \frac{3N_p}{2} (i_{qs}\psi_{ds} - i_{ds}\psi_{qs})$$

Ce qui peut être simplifié par :

$$T_e = \frac{3N_p}{2} [i_{qs}\psi_r - (L_d - L_q)i_{ds}i_{qs}]$$

Avec N_p le nombre de pair de pôles

L'expression de la pulsation rotorique est

$$\omega_r = \frac{N_p}{J_s} (T_e - T_m)$$

3.3. Choix et Modélisation du hacheur

3.3.1. Choix du type de hacheur

Comme vu précédemment, les contraintes de coût et de simplicité favorisent le choix d'optimiser la puissance côté continu en associant un convertisseur DC/DC à un redresseur à diodes. Par ce procédé, la puissance éolienne peut être indirectement contrôlée par un contrôle du courant de sortie du hacheur, dans le cas d'un dévolteur, et du courant d'entrée pour un survolteur.

Afin de mieux choisir le type de hacheur à utiliser. Il faut tenir compte de certaines aléas [6]:

- la plage de vitesse de vent sur laquelle l'éolienne doit fonctionner,
- les butés maximales et minimales du rapport cyclique,
- la tension de la batterie,
- et les deux facteurs F_d , $A_e.S_b$ représentant respectivement le surdimensionnement en "silicium" d'un interrupteur ainsi que le critère de dimensionnement de l'inductance de lissage du convertisseur (où A_e est la section équivalente du noyau magnétique et S_b la section de bobinage).

Le choix du convertisseur est basé sur une étude préalable donnée en ANNEXE II -. Le facteur F_d de surdimensionnement en "silicium" d'un interrupteur ainsi que le critère de dimensionnement de l'inductance de lissage du convertisseur $A_e.S_b$, sont deux grandeurs qui donnent une image du coût du convertisseur. Pour un hacheur dévolteur ses deux facteurs sont pénalisant par rapport aux structures basées sur un hacheur dévolteur/survolteur ou un

hacheur survolteur. Ainsi, la structure choisie est celle du hacheur buck-boost, vu qu'il permet un fonctionnement sur une plage plus vaste de vitesse vent.

3.3.2. Modèle du hacheur buck-boost.

Pour la simulation du hacheur buck-boost (circuit de la Figure 3-5), nous utiliserons la librairie de composants électroniques SimPower présente sur Simulink. De cet angle, nous pouvons dire qu'on nous pouvons se passer de la modélisation cet élément de la chaîne de conversion d'énergie éolienne. Toutefois l'intérêt de sa modélisation s'avère très utile afin d'assimiler son fonctionnement en régime dynamique et sa réponse temporelle, et de pouvoir dimensionner les éléments du circuit agissant sur sa dynamique.

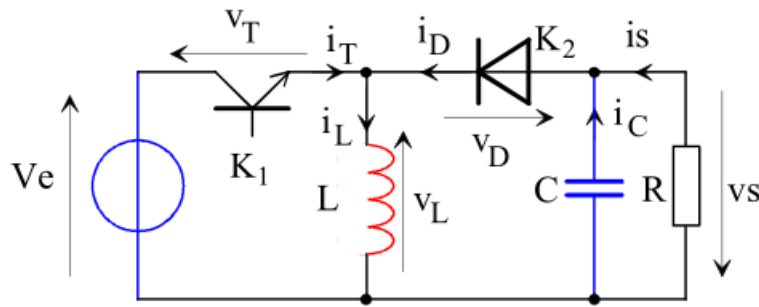


FIGURE 3-5: SCHEMA DU HACHEUR BUCK-BOOST INVERSEUR

Les fonctions de transfert du hacheur buck-boost inverseurs en mode de conduction continue sont données par les équations suivantes, [20] :

$$\frac{\tilde{v}_s}{\tilde{\alpha}} = \frac{V_s}{\alpha(1-\alpha)} \cdot \frac{1 - \frac{\alpha L}{R(1-\alpha)^2}}{1 + \frac{L}{R(1-\alpha)^2}p + \frac{LC}{(1-\alpha)^2}p^2}$$

$$\frac{\tilde{v}_s}{\tilde{v}_e} = \frac{\alpha}{1-\alpha} \cdot \frac{1}{1 + \frac{L}{R(1-\alpha)^2}p + \frac{LC}{(1-\alpha)^2}p^2}$$

$$\frac{\tilde{v}_s}{\tilde{i}_L} = R \cdot \frac{1-\alpha}{1+\alpha} \cdot \frac{1 - \frac{\alpha L}{R(1-\alpha)^2}p}{1 + \frac{RC}{1+\alpha}p}$$

Dans le cas de notre application, nous nous intéressons à réguler la tension de sortie du hacheur, de manière à assurer la recharge de la batterie, et ce en agissant sur le rapport cyclique. Ainsi, nous sommes concernés par la première équation parmi les trois citées ci-dessus. Celle-ci va nous permettre de mieux dimensionner les éléments du hacheur, en particulier l'inductance.

Pour rappel, l'équation générale d'un système linéaire du second ordre est donnée par l'équation suivante [21]:

$$F = \frac{K}{1 + \frac{2\xi}{\omega_0}p + \frac{LC}{\omega_0^2}p^2}$$

avec

K : le gain statique

ξ : le coefficient d'amortissement

ω_0 : la pulsation propre du système

Un coefficient d'amortissement égal ou supérieur à 1, nous donne une réponse apériodique du système et ainsi une réponse de plus en plus lente que le coefficient augmente. Un coefficient d'amortissement très inférieur à 1 et proche du zéro nous donne une réponse rapide, avec dépassement de la consigne, et des fortes oscillations (Figure 3-6). Théoriquement un coefficient d'amortissement de 0,7 donne une réponse rapide avec un léger dépassement, presque visible [21].

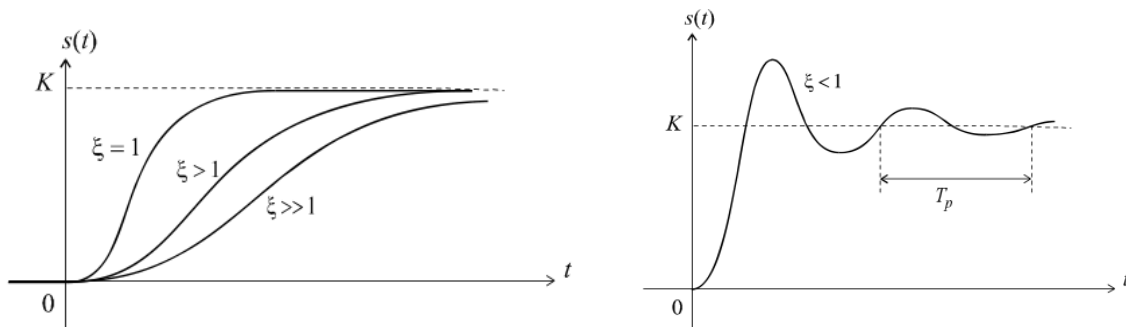


FIGURE 3-6: REPOSE INDICIELLE D'UN SYSTEME DU SECOND ORDRE EN FONCTION DU COEFFICIENT D'AMORTISSEMENT

En mettant en analogie l'équation du système avec l'équation générale d'un système du second ordre, nous pouvons conclure que le coefficient d'amortissement est égal à :

$$\xi = \frac{\sqrt{L/C}}{2R(1 - \alpha)}$$

Puisque le rapport cyclique α est variable, le coefficient d'amortissement l'est aussi. Dans le CHAPITRE 5 de la simulation nous allons veiller à ce que cette amortissement soit dimensionner de manière à ne pas ralentir les performances du système et que les oscillations ne soient pas aussi forte que les calculs de notre algorithme soient erronés.

3.4. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le modèle mathématique des différents éléments constituant notre chaîne de conversion d'énergie éolienne de petite puissance. Le choix du hacheur buck-boost parmi les trois configurations possible a été justifié et les aléas autour de son dimensionnement ont été présentés également.

CHAPITRE 4.

Commandes MPPT des systèmes de conversion d'énergie éolienne

Nous avons vu précédemment la courbe présentant la puissance en fonction de la vitesse du rotor pour un système de conversion d'énergie éolienne [Figure 4-1].

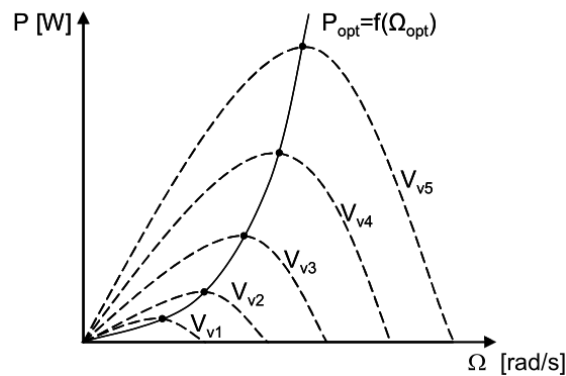


FIGURE 4-1: COURBE DE PUISSANCE D'UNE EOLIENNE POUR DIFFERENTS VITESSES DE VENT

Pour chaque vitesse du vent, il existe une seule vitesse du rotor permettant d'avoir le maximum de puissance. A première vue, un calculateur de maximisation de la puissance pour notre système de conversion d'énergie éolienne nécessitera des capteurs (de vent, de vitesse rotorique, de courant et de tension) afin de pouvoir déterminer la position du système (vitesse du vent, puissance) sur la courbe caractéristique de l'éolienne est ainsi agir via le dispositif d'électronique de puissance de manière à positionner le point de fonctionnement sur le sommet de la courbe.

La commande MPPT destinée pour une éolienne de petite puissance, doit respecter les contraintes de simplicité et du coût sans altérer l'efficacité. Dans ce qui suit, un ensemble de techniques et de stratégies MPPT, utilisées dans l'industrie éolienne de faible puissance, seront listées afin de pouvoir choisir la plus adéquate pour notre application. Les stratégies listées sont spécialement conçues pour les applications de petites puissances et nécessitent un faible nombre de capteurs, en omettant plus spécialement les capteurs de vitesse de vent et de vitesse de rotation du rotor.

On peut distinguer entre deux grandes catégories de stratégies MPPT : des stratégies nécessitant la connaissance préalable de la caractéristique $C_p(\lambda)$ de l'éolienne, et des stratégies ne nécessitant pas la connaissance de cette courbe caractéristique.

4.1. Stratégie MPPT avec connaissance de courbe caractéristique

Ces Stratégies de commande, souvent intitulées contrôle basé sur la relation optimale, ORB (Optimum Relationship-Based Control), se servent de la caractéristique de l'éolienne $C_p(\lambda)$ afin de déterminer la vitesse spécifique optimale qui permettra de dresser la relation optimale entre puissance maximale et vitesse de rotation du rotor optimale. Et ce pour retrouver rapidement la consigne à appliquer au régulateur pour traquer en permanence et efficacement la puissance maximale.

4.1.1. Commande en vitesse

La Figure 2-14 du CHAPITRE 2, présente les allures de la courbe $C_p(\lambda)$ de différents types d'éoliennes. Le sommet de cette courbe est équivalent à la puissance maximale « extractible » donc au point optimal. Il est caractérisé par la vitesse spécifique optimale λ_{opt} et le coefficient de puissance maximal C_{popt} .

La vitesse spécifique est définie comme étant :

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V_w}$$

Nous pouvons en extraire l'expression de la vitesse du vent :

$$V_w = \frac{\Omega \cdot R}{\lambda}$$

Nous remplaçons cette expression dans l'équation de la puissance extraite de l'éolienne :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot R^3}{\lambda^3} \cdot \Omega^3$$

Cette équation permet de tracer la famille des courbes de la Figure 4-1 . La puissance éolienne à une vitesse de vent donnée est donc directement liée à la vitesse de rotation imposée par la charge mécanique. Une régulation en vitesse du système permettant de contrôler la puissance éolienne peut donc être utilisée. Il reste à définir la consigne de vitesse selon une fonction MPPT pour compléter l'algorithme de pilotage.

Nous supposons maintenant que le point optimal est atteint (c'est-à-dire la paire $(\lambda_{opt}; C_{popt})$ est atteinte). En réarrangeant l'équation précédente, le calcul de la vitesse optimale est possible à partir de la valeur de la puissance maximale :

$$\Omega_{opt} = \sqrt[3]{\frac{P_{opt}}{K_{opt}}}$$

avec

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt}) \cdot \rho \cdot S \cdot R^3}{\lambda_{opt}^3}$$

A partir de ces équations, il est possible de traquer le point de fonctionnement optimal correspondant à la puissance maximale, [6].

A l'aide d'une simple mesure de puissance électrique, la vitesse de référence peut être calculée selon le schéma de la Figure 4-2

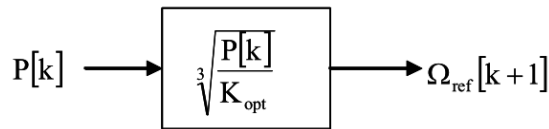


FIGURE 4-2 : VITESSE DE REFERENCE EN FONCTION DE LA PUISSANCE

La convergence de la recherche de point maximal de puissance est illustrée selon la Figure 4-3:

- En mesurant la puissance P_1 à la vitesse de rotation Ω_1 , la vitesse de référence est calculée selon l'équation trouvée précédemment ce qui équivaut à trouver une vitesse $\Omega_{ref} = \Omega_2$ correspondante au point $(\Omega_2; P_1)$ de la courbe optimale $P_{opt} = f(\Omega_{opt})$
- Après une période de calcul, l'état du système équivalent à $(\Omega_2; P_2)$ est atteint et la vitesse de référence Ω_3 est calculée
- Après plusieurs itérations, selon la valeur de l'inertie et de la bande passante du régulateur de vitesse, le point optimal $(\Omega_{opt}; P_{opt})$ est atteint.

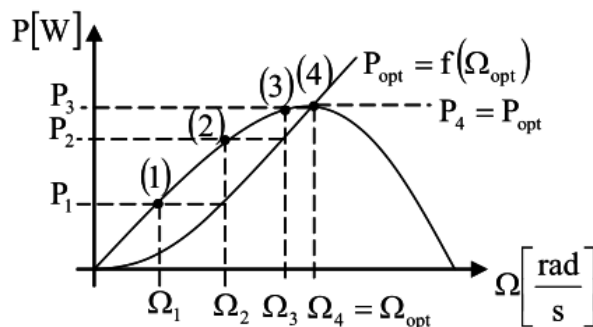


FIGURE 4-3: CONVERGENCE VERS LE POINT MAXIMUM VIA CONTROLE DE LA VITESSE

4.1.2. Commande en couple

Compte tenu de la relative difficulté à régler la vitesse d'une turbine fortement inertielle, une commande en couple de la génératrice peut être envisagée. Cette façon de procéder donne une association plus « saine » de point de vue physique : une source de vitesse (ensemble éolienne) est connectée à une source de couple (génératrice pilotée en couple). Cette nouvelle façon de contrôler le système demande une adaptation du dispositif de recherche du point de puissance maximal MPPT.

En utilisant la formule du calcul de la puissance retrouvé précédemment, il est facile de déterminer le couple éolien correspondant :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot R^3}{\lambda^3} \cdot \Omega^3 = C_{eol} \cdot \Omega$$

Alors le couple éolien est proportionnel au carré de la vitesse angulaire du rotor

$$C_{eol} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot R^3}{\lambda^3} \cdot \Omega^2$$

En se plaçant dans les conditions d'exploitation optimale de l'éolienne, c'est-à-dire à $\lambda = \lambda_{opt}$, le rapport en vitesse angulaire et couple pour avoir le maximum de la puissance est donné par la relation :

$$C_{eol}^{opt} = K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^2$$

avec K_{opt} le même rapport défini dans le cas de la régulation en vitesse

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt}) \cdot \rho \cdot S \cdot R^3}{\lambda_{opt}^3}$$

Selon une expérimentation [6], la famille de courbe du couple par rapport à la vitesse de vent pour différentes vitesses de vent est donnée par la courbe gauche de la Figure 4-4. La courbe de droite par contre donne l'allure du couple à puissance maximale.

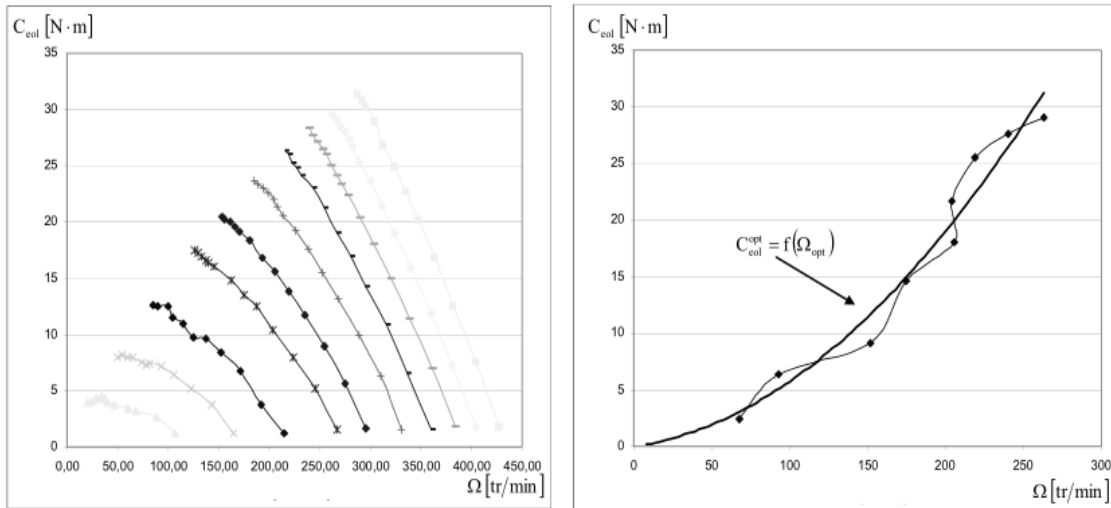


FIGURE 4-4: GAUCHE: FAMILLE DE COURBE DU COUPLE POUR DIFFERENTS VITESSE DE VENT - DROITE: COURBE DU COUPLE MAXIMAL

Contrairement à l'algorithme MPPT de la commande de vitesse, qui se sert de la mesure du courant et de la tension pour déterminer la puissance actuelle, et l'utilise pour déterminer la nouvelle consigne de vitesse, l'algorithme de commande en couple nécessite comme entrée une mesure de la vitesse angulaire du rotor pour déduire via le rapport K_{opt} la nouvelle consigne de couple (Figure 4-5). Toutefois pour les applications de petites puissances ayant une contrainte d'économie, il est préférable de faire une déduction de la vitesse du rotor à partir de la mesure de tension aux bornes de l'alternateur.

Selon le modèle de Behn-Eschenburg de la machine synchrone, la tension statorique de sortie d'une phase est donnée par l'expression :

$$V_{as} = E_{as} - (R_s + jL_s\omega_s)i_{as}$$

avec $E_{as} = K\omega$ linéairement proportionnelle à la fréquence de rotation du rotor

En négligeant $(R_s + jL_s\omega_s)i_{as}$, nous pouvons considérer que la fréquence de rotation du rotor de la machine synchrone est proportionnelle à la valeur efficace de la tension statorique. Ainsi par une mesure de la tension nous pouvons avoir une image de la vitesse angulaire de la turbine

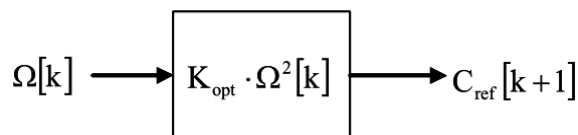


FIGURE 4-5: COUPLE DE REFERENCE EN FONCTION DE LA VITESSE DE ROTATION

Ce mode de recherche permet à chaque pas de calcul de converger vers le point optimal tel que illustrer graphiquement dans la [Figure 4-6](#)

- La mesure de la vitesse de rotation Ω_1 engendre le calcul du couple C_{ref1} . Ce couple est appliqué à l'arbre mécanique par la régulation du couple électromécanique de la génératrice. Par l'action de ce couple la vitesse de rotation change selon l'équation mécanique ci-dessous. Et ce, pour atteindre au pas de calcul suivant la vitesse Ω_1 où de nouveau la nouvelle consigne du couple sera calculée ;

$$C_{eol} - C_{mec} = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega$$

- Après quelques itérations, la paire de coordonnées optimum à $(\Omega_{opt}; C_{opt})$ est atteinte et l'extraction de la puissance maximale P_{max} est réalisée à ce point.

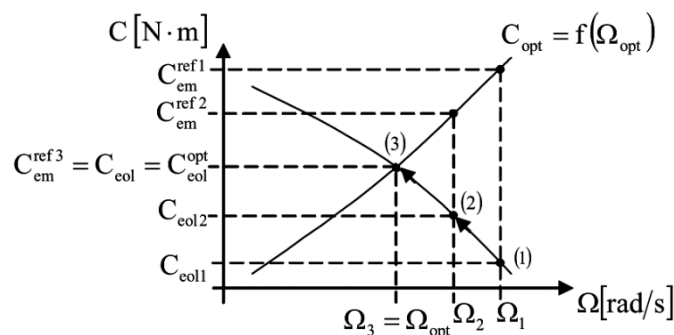


FIGURE 4-6: CONVERGENCE VERS LE POINT OPTIMAL – CONTROLE EN COUPLE

En comparaison avec la commande en vitesse, la commande en couple présente selon les études effectuées par A.Mirecki [6] quelques avantages :

- De point de vue de l'efficacité énergétique les deux stratégies sont presque équivalentes avec un léger avantage de la commande en couple.
- Le schéma de contrôle en couple est simplifié par l'enlèvement d'une boucle par rapport au pilotage en vitesse.
- La commande en couple est parfaitement stable et sans à-coups quand la commande en vitesse peut poser des problèmes d'instabilités pour de fortes inerties de voilure et des transitoires parfois souvent plus brusques.
- Les voilures de type Savonius ont la propriété de provoquer une ondulation d'ordre deux dans le couple mécanique à cause de leur construction particulière. En utilisant le contrôle en couple et sous condition d'être capable d'identifier cette harmonique 2, il est envisageable de filtrer la perturbation par action sur le couple alors qu'une action indirecte sur la vitesse est a priori fastidieuse.

4.1.3. Commande indirecte par le pilotage du courant

Un des principaux buts de cette partie de l'étude est de simplifier la structure de la chaîne de conversion de l'énergie dédiée à l'éolienne de faible puissance. Ceci est nécessaire pour réduire le coût sans pour autant trop diminuer l'efficacité énergétique de ce système. Les configurations basées sur un pont redresseur à six interrupteurs commandés sont onéreuses, comportent des dispositifs de mesures mécaniques et requièrent un circuit de commande assez complexe. Ce redresseur commandé est donc remplacé par un redresseur triphasé à diodes. Du fait, que le pont de diodes est un élément non commandé, l'autopilotage direct de la génératrice en couple ou en vitesse n'est plus possible. Une autre façon (indirecte) d'agir est donc nécessaire. Pour cela, on intercale un convertisseur DC-DC, capable de régler le courant de charge. On contrôle ainsi le courant de charge (« côté DC ») qui débite dans une batterie selon le point de fonctionnement de l'éolienne. Contrairement aux cas précédents, le contrôle de la charge mécanique de la voilure s'effectue de façon indirecte à travers un hacheur.

La structure considérée dans ce paragraphe est donnée par la Figure 4-7. La régulation du courant de la batterie I_{bat} est équivalente à la régulation de la puissance batterie qui possède une tension fixe (on néglige ici la résistance interne de la batterie).

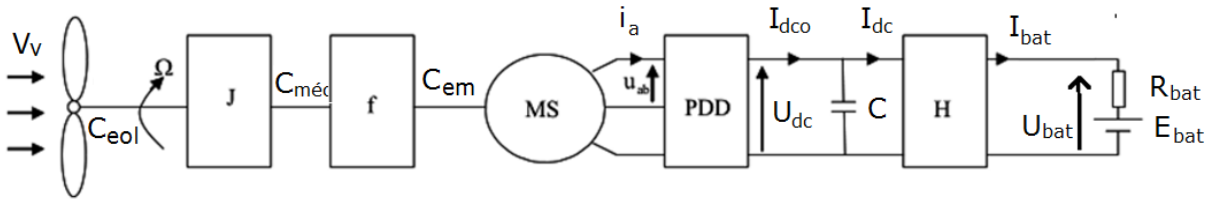


FIGURE 4-7: SCHEMA D'UNE CHAINE DE CONVERSION D'EOLIENNE, AVEC REDRESSEUR A DIODES ET HACHEUR

$$P_{bat} = U_{bat} \cdot I_{bat} = \eta \cdot C_{eol} \cdot \Omega = \eta \cdot P_{eol}$$

Le rendement total η est calculé selon l'expression suivante : $\eta = \frac{P_{bat}^{max}}{P_{eol}^{opt}}$

Avec $P_{eol}^{opt} = K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3$

Alors nous déduisons que la puissance maximale injectée dans la batterie est

$$P_{bat}^{max} = \eta \cdot K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3$$

Ainsi nous pouvons déduire l'expression du courant optimal dans la batterie. Si on considère que les pertes évoluent aussi dans le cube de la vitesse, nous pouvons peut définir une constante modifiée K'_{opt} :

$$I_{bat}^{opt} = \frac{\eta \cdot K_{opt}}{U_{bat}} \cdot \Omega_{opt}^3 = K'_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3$$

Le dispositif de recherche de la puissance maximale peut être construit en utilisant la mesure de la vitesse de rotation du rotor, tel que :

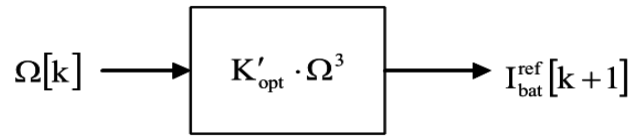


FIGURE 4-8: COURANT DE REFERENCE EN FONCTION DE LA VITESSE DE ROTATION

La chaîne de conversion peut encore être simplifiée si l'on considère que l'image de la vitesse de rotation est donnée par les forces électromotrices de la génératrice. Ces dernières étant liées à la valeur de la tension de sortie du pont à diodes. Le capteur mécanique de vitesse peut être supprimé et remplacé par la mesure de la tension du bus continu U_{dc} . Celle-ci peut être assimilée à l'image de la vitesse de rotation comme le démontre l'équation ci-dessous.

$$U_{dc}(\Omega) = \frac{3}{\pi} \cdot E_{ab}^{max} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \psi_{eff} \cdot k \cdot \Omega$$

$$\Omega = \frac{U_{dc}}{\frac{3\sqrt{6}}{\pi} \psi_{eff} \cdot k}$$

Avec k coefficient propre au générateur synchrone

L'algorithme de commande MPPT peut se traduire par le schéma suivant :

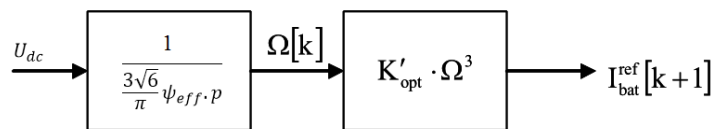


FIGURE 4-9: COURANT DE REFERENCE EN FONCTION DE LA TENSION BUS

4.2. Stratégie MPPT sans connaissance de courbe caractéristique

Les stratégies de commande MPPT sans connaissance de la courbe caractéristique se basent sur des algorithmes heuristiques qui permettent de connaître et traquer constamment la puissance maximale sans une connaissance préalable d'aucune composante de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à savoir la caractéristique $C_p=f(\lambda)$ de l'éolienne, la machine synchrone à aimants permanents.

4.2.1. La Stratégie P&O basique

L'algorithme P&O (Perturb and Observe) est l'un des plus simples algorithmes. Il consiste à l'introduction d'une petite perturbation du rapport cyclique. Son effet est par la suite remarqué au niveau de la puissance de sortie de la GSAP. Si une augmentation de la puissance électrique est enregistrée par l'augmentation du rapport cyclique, Alors le rapport cyclique va être augmenté encore une fois avec le même pas que le précédent. Si par contre une diminution de la puissance est enregistrée suite à l'augmentation du rapport cyclique, la consigne suivante du rapport cyclique est alors inversée [22].

Il est clair que cette méthode ne nécessite aucune connaissance préalable des paramètres mécaniques ou électriques du système éolien. La Figure 4-10 représente l'algorithme décrit :

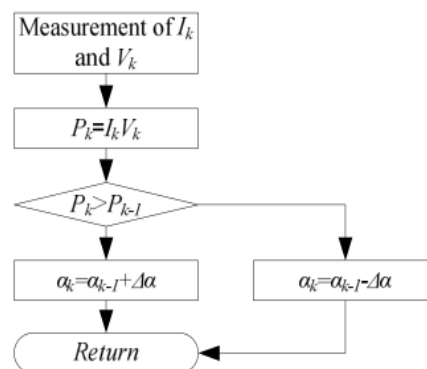


FIGURE 4-10: ALGORITHME P&O

Le contrôle P&O basique présente toutefois quelques inconvénients liés à :

- L'Oscillation de la puissance de sortie est permanente même pendant les vitesses de vents fixes [22],
- La Lenteur de retrouver le point d'extraction de la puissance maximale par rapport aux stratégies avec connaissance de la caractéristique de l'éolienne, car le pas de variation du rapport cyclique est fixe.
- D'autant plus cette stratégie de recherche de puissance maximale ne permet pas la détection, des petites variations passagères du vent. Chose qui peut engendrer des variations de puissance non souhaitées et erronées.

4.2.2. P&O évoluée combinée à l'ORB

4.2.2.1. Introduction

Vu les inconvénients du contrôle P&O basique. La stratégie P&O évoluée est proposée car elle permet de réduire les deux derniers inconvénients liés à la P&O basique. En effet, en réduisant les variations dues aux changements passagers de la vitesse du vent, et en adoptant un pas de variation du rapport cyclique variable afin d'agir à des vitesses de régulation différentes, et avec des précisions accrues. Toutefois, le seul inconvénient que peut garder la P&O évoluée est l'oscillation même légère par rapport à la P&O basique autour de la puissance maximale et même pour des vitesses de vents stables. Ces oscillations de la puissance autour de la puissance maximale, caractérisent la P&O en générale par rapport aux différents contrôles ORB (Optimum Relationship-Based control).

Pour pallier à tous les inconvénients la P&O basique, nous présenterons dans ce qui suit une technique qui réunit entre les avantages de la P&O évoluée, et la rapidité du contrôle ORB sans la nécessité de connaître au préalable les caractéristiques du système [23].

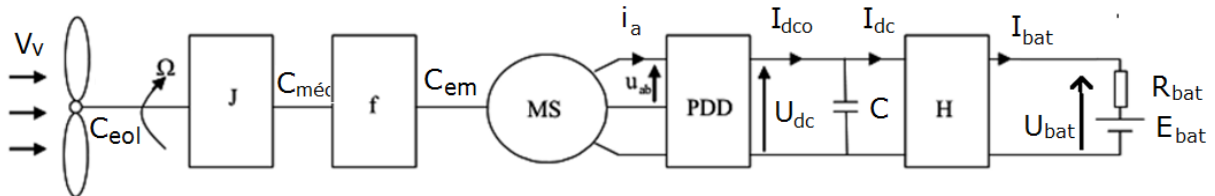


FIGURE 4-11: SCHEMA DE LA CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE ELECTRIQUE

Comme nous l'avons cité au chapitre 4.1.3, la puissance maximale à la sortie du redresseur à diodes est donnée par :

$$P_{dc-max} = \eta_{dc} \cdot K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3 = K'_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3$$

avec η_{dc} le rendement du générateur synchrone et pont à diodes.

Nous avons encore expliqué que nous pouvons considérer que la tension U_{dc} est proportionnelle à la vitesse Ω (En négligeant les pertes dans la GSAP) via la relation

$$\Omega = \frac{U_{dc}}{\frac{3\sqrt{6}}{\pi} \psi_{eff} \cdot k}$$

Nous pouvons donc écrire

$$P_{dc-max} = K''_{opt} \cdot U_{dc-opt}^3$$

Nous avons encore la relation

$$P_{dc-max} = U_{dc-opt} \cdot I_{dc-opt}$$

En remplaçant l'expression de P_{dc-max} dans la relation précédente. Nous trouvons qu'un fonctionnement à puissance maximale revient à respecter une relation de proportion entre le courant Optimal de sortie du pont à diodes I_{dc-opt} , et le carré de la tension optimale U_{dc-opt}^2 , ce qui revient à écrire :

$$I_{dc-opt} = K''_{opt} \cdot U_{dc-opt}^2$$

La Stratégie MPPT que nous avons proposée se base sur deux modes de contrôle, à savoir un mode de dressage qui consiste à trouver la relation K''_{opt} via l'algorithme P&O avancée, et un mode routine basé sur le contrôle par la relation optimal (ORB control) qui consiste à utiliser la relation K''_{opt} dans la suite de la stratégie MPPT en utilisant un contrôle ORB.

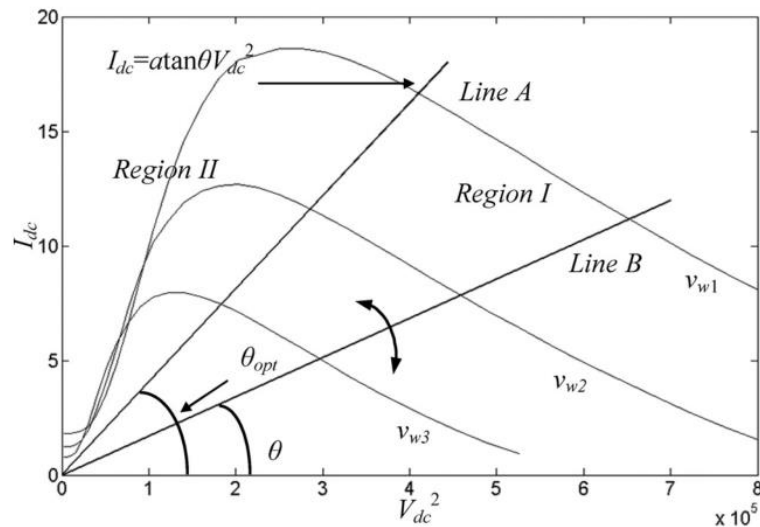


FIGURE 4-12: COURBE DU COURANT OPTIMAL ET LA TENSION OPTIMAL

A cause du vieillissement de l'ensemble du système de conversion d'énergie éolienne, la relation optimale peut changer engendrant ainsi une réduction de l'efficacité du contrôle ORB. Pour pallier à ceci le mode dressage peut être ré-exécuter afin de mettre à jour le rapport K''_{opt} .

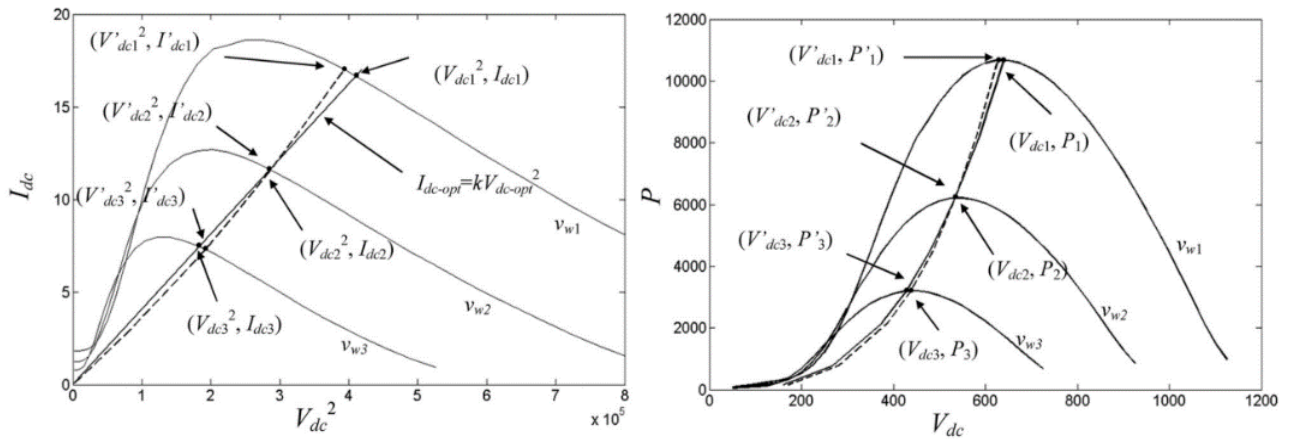


FIGURE 4-13: COURBE CARACTERISTIQUE DU COURANT EN FONCTION DU CARRE DE LA TENSION, ET DE LA PUISSANCE EN FONCTION DE LA TENSION

La courbe de la Figure 4-13 donne la courbe $I_{dc} = f(U_{dc}^2)$ pour différent vitesse de vent. La ligne sur la courbe à gauche représente la droite des paires $(I_{dc-opt}, U_{dc-opt}^2)$ pour lesquelles la puissance soutirée de l'éolienne est maximale. A partir de cette courbe on peut aussi exprimer la relation optimale en Vdc et Idc de la manière suivante :

$$I_{dc-opt} = a \cdot \tan(\theta_{opt}) \cdot U_{dc-opt}^2$$

Le coefficient a tiens compte de la différence d'ordre de grandeur du courant et de la tension, il peut être choisis de façon empirique, mais en pratique il faut le choisir selon les grandeurs nominales de la GSAP. L'angle θ est l'angle qui sera contrôlé par l'algorithme MPPT afin de trouver θ_{opt} .

Selon les deux courbes de la Figure 4-13, nous pouvons voir que plus l'angle θ se rapproche de θ_{opt} , le plus la puissance est maximale, ça veut dire que la courbe de puissance en fonction de θ admet un seul extremum maximal.

4.2.2.2. *Détail de l'algorithme*

L'organigramme de la *Figure 4-14* montre l'algorithme de la commande MPPT que nous avons proposé :

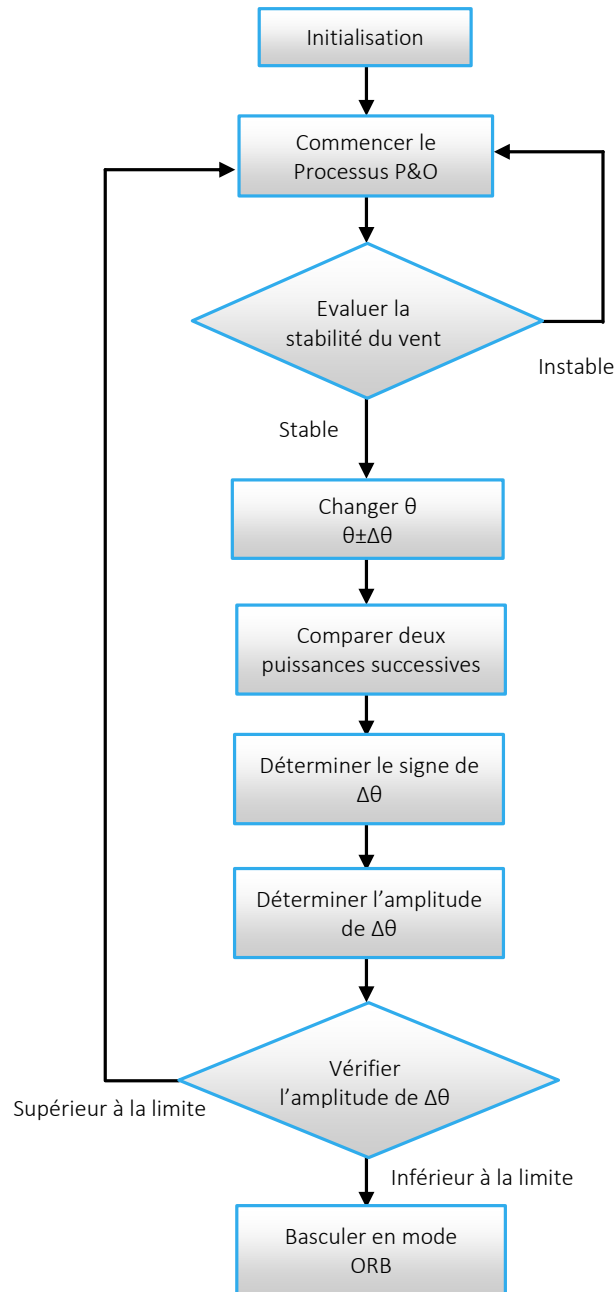


FIGURE 4-14: SCHEMA DE L'ALGORITHME MPPT PROPOSE

A- Le mode de dressage

Pour simplifier, la zone où θ est inférieur à θ_{opt} sur la Figure 4-12 est nommée Région I (partie inférieure droite de la ligne A), et l'autre zone est nommée Région II (partie supérieure gauche de la ligne A). Quelques caractéristiques importantes du système doivent être soulignées avant concevoir le contrôleur avancé P&O.

- Avec une vitesse de vent donnée, la puissance est toujours plus grande quand θ est plus proche de θ_{opt} .
- Théoriquement, θ doit toujours prendre une seule direction jusqu'à ce qu'il atteigne θ_{opt} . Cette dernière est indépendante de la vitesse du vent. En d'autres termes, si l'angle θ est dans la région I, alors il y restera toujours jusqu'à ce qu'il atteigne θ_{opt} .
- La vitesse de recherche du processus de dressage n'est pas préoccupante car il ne fonctionne qu'une seule fois.

1. Initialisation

Lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse d'enclenchement, la turbine est mise en marche. Ainsi, le contrôle MPPT proposé est appliqué à la turbine ayant une vitesse de rotor de départ. Dans le bloc d'initialisation sur la Figure 4-14, les variables a et l'angle θ initial sont préalablement déterminées. Théoriquement, a et θ initial peuvent être des valeurs arbitraires. Cependant, pour un meilleur rendement pendant le mode de dressage, un procédé pour déterminer les valeurs initiales θ est suggéré.

La valeur de " a " est utilisé pour faire correspondre les valeurs de la tension continue U_{dc} et du courant continu I_{dc} . Pour une adéquation efficace, on utilise les valeurs nominales de la GSAP :

$$a = \frac{I_{nominal}}{U_{nominal}^2}$$

Pour la valeur initiale de $\theta_{initial}$, il est recommandé d'augmenter progressivement θ pour atteindre θ_{opt} plutôt que de la diminuer, parce que l'augmentation de puissance est beaucoup plus lisse dans la Région I que dans la Région II, comme le montre la Figure 4-12. Par conséquent, la valeur initiale de θ doit être une valeur inférieure à θ_{opt} , afin de garantir de commencer dans la Région I. la relation précédente permet de supposer que $a \cdot U_{dc_opt}^2$ et I_{dc_opt} sont proches lorsqu'on extrait la puissance maximale. Par conséquent, il peut également supposer que l'angle θ_{opt} est une valeur proche de 45° . Par conséquent, l'angle $\theta_{initial}$ peut être la moitié ou le tiers de l'angle θ_{opt} supposé, ou encore plus petit. Bien sûr, la détermination de θ_{opt} peut également être obtenus par simulation.

2. Évaluation la vitesse du vent

Chaque fois que le système commence, la vitesse de vent doit d'abord être évaluée. Le système ne changera pas θ sauf si la vitesse du vent est stable. Car l'effet d'un vent à caractère instable au cours du processus P&O peut réduire son efficacité. Comme mentionné précédemment, le mode de dressage ne fonctionne qu'une fois. Ainsi la bonne perturbation de l'angle θ est

beaucoup plus importante que la vitesse de recherche. Une méthode simple consiste à continuer d'évaluer la différence entre des échantillons successifs de la puissance de sortie, ΔP_{out} . Si cette différence est supérieure à une certaine limite alors l'algorithme n'exécutera pas la prochaine instruction.

3. Détermination du signe de $\Delta\theta$:

Avec un changement de $\Delta\theta$, la variation correspondante de la puissance P est mesurée. Si une variation précédente $\Delta\theta$ positive entraîne une augmentation de puissance de sortie, alors cela signifie que θ est encore dans la Région I. Par conséquent, la prochaine $\Delta\theta$ devrait toujours être positive, et vice versa. Un tel contrôle de base P&O peut assurer que l'angle θ est dans la bonne direction avec une vitesse de vent stable et se rapproche progressivement de θ_{opt} . Cependant, s'il y a une baisse soudaine de la vitesse du vent après ajustement de la valeur θ , une diminution significative de la puissance de sortie peut "tromper" le processus P&O en faisant une mauvaise décision. Une telle condition ralentit la recherche de la relation optimale. Le Contrôle P&O avancé est utilisé pour minimiser l'influence de ces variations de vent

Comme mentionné précédemment, théoriquement, si le premier θ est dans la Région I, il devrait continuer à augmenter jusqu'à ce qu'il atteigne θ_{opt} . Ce processus est indépendant de la vitesse du vent. Par conséquent, les signes de $\Delta\theta$ précédentes peuvent aider à juger le signe du courant. Il est logique de supposer que si plusieurs $\Delta\theta$ précédentes sont positives, ce qui signifie θ est dans la Région I, alors il est fort probable qu'il soit encore dans la région I, même si le changement de puissance montre qu'il peut être dans la Région II.

Pour atteindre un tel concept, les signes précédents de $\Delta\theta$ sont enregistrés dans une matrice colonne $signe[n]$, où n, le nombre de ligne représente le nombre de $\Delta\theta$ précédente. Si une variation $\Delta\theta$ entraîne une variation positive de la puissance (θ toujours dans la Région I), alors son signe est étiqueté comme 1, sinon il est étiqueté comme -1,

$$signe[n] = \begin{cases} +1 & (\text{Région I}) \\ -1 & (\text{Région II}) \end{cases}$$

La somme des signes des n précédentes variations est enregistrée dans une variable S

$$S = \sum_{k=0}^n signe[k]$$

La matrice $signe[n]$ est ensuite mise à jour

$$\begin{aligned} signe[n] &= signe[n - 1] \\ &\vdots \\ signe[1] &= signe[0] \\ signe[0] &= \text{signe actuel de } \Delta\theta \end{aligned}$$

Si $S > 0$, plus de la moitié des $\Delta\theta$ précédents sont positifs, alors il est fort possible que l'angle θ se trouve encore dans la Région I, et la prochaine variation $\Delta\theta$ doit être positive. Sinon, si $S < 0$, la variation $\Delta\theta$ doit être négatif.

4. Détermination de l'amplitude de $\Delta\theta$

Lorsque l'angle θ s'approche de θ_{opt} , il commence à osciller. Par conséquent, l'amplitude de $\Delta\theta$ doit être réduite progressivement, puis la plage d'oscillation sera également réduite, et converge finalement à θ_{opt} . Une fois la relation optimale est obtenue, le mode de dressage se termine et le mode de routine commence.

A chaque fois que le système confirme, par le biais de la matrice signe[n], un changement de la région dans laquelle repose l'angle θ actuel. L'amplitude de $\Delta\theta$ est réduite afin de réduire l'amplitude des oscillations. Dans notre cas nous allons diminuer le pas $\Delta\theta$ de un demi par rapport au précédent à chaque changement de région.

$$\Delta\theta_{suivant} = \frac{1}{2} \cdot \Delta\theta_{précédent}$$

Enfin, lorsque $\Delta\theta$ est inférieure à un seuil, le système peut confirmer que l'angle θ_{opt} a été atteint, et le mode de dressage se termine.

B- Le mode routine (ORB control)

Lorsque le mode de dressage se termine, on obtient la relation optimale suivante :

$$I_{dc-opt} = a \cdot \tan(\theta_{opt}) \cdot U_{dc-opt}^2$$

Le système démarre en mode ORB et extrait d'une manière plus rapide la puissance maximale MPP utilisant le contrôle ORB conventionnel.

De plus, en raison du vieillissement des éléments du système et de la variation de ses paramètres, la relation obtenue peut ne plus être plus optimale. Une mise à jour peut être mise en œuvre en exécutant le mode de dressage de nouveau pour trouver la nouvelle relation optimale.

4.3. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exploré les différents algorithmes de maximisation de puissance utilisés pour les éoliennes, notamment celles de petites puissances. Nous avons différencié entre deux stratégies de commande :

- ✓ Celles nécessitant la connaissance préalable de la caractéristique de la voilure. Ce type de commande est caractérisé par son efficacité, sa rapidité à suivre le point maximal malgré la variation de la vitesse de vent, sauf que son efficacité tend à se réduire avec le vieillissement de l'éolienne et le changement de la caractéristique de la voilure.
- ✓ Celles ne nécessitant aucune connaissance de la caractéristique de la voilure. Ce type de commande est principalement sur la P&O, il arrive à atteindre le point maximal de puissance sauf que sa rapidité est réduite surtout en présence de variation de la vitesse du vent

L'algorithme que nous avons proposé, est basé sur la P&O avancée pour l'exploration et la découverte du système, puis nous basculons vers une commande ORB après avoir établi une relation remplaçant la caractéristique de la voilure donnée par le fabricant.

CHAPITRE 5.

Simulation des algorithmes de Contrôle MPPT

Nous présenterons dans ce chapitre le modèle de notre chaîne de conversion d'énergie éolienne de petite puissance, dans l'environnement SIMULINK/MATLAB. L'objectif est de tester différents algorithmes MPPT (Maximum Power Point Tracking), et valider l'algorithme optimisé cité dans le chapitre précédent, basé conjointement sur la P&O avancée (perturb and Observe) et l'ORB (Optimum Relationship Based Control).

5.1. Présentation du modèle SIMULINK

Le système proposé, est une éolienne entraînant une machine synchrone à aimants permanents en vue de charger une batterie. Ce genre d'application se trouve souvent en site isolé non connecté au réseau électrique. Toutefois, la validation d'un algorithme d'extraction de la puissance maximal reste un sujet de préoccupation pour tous les acteurs du secteur d'énergie éolienne, qu'il s'agisse de la petite puissance ou de la grande puissance.

Le schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne proposée est donné par la Figure 5-1

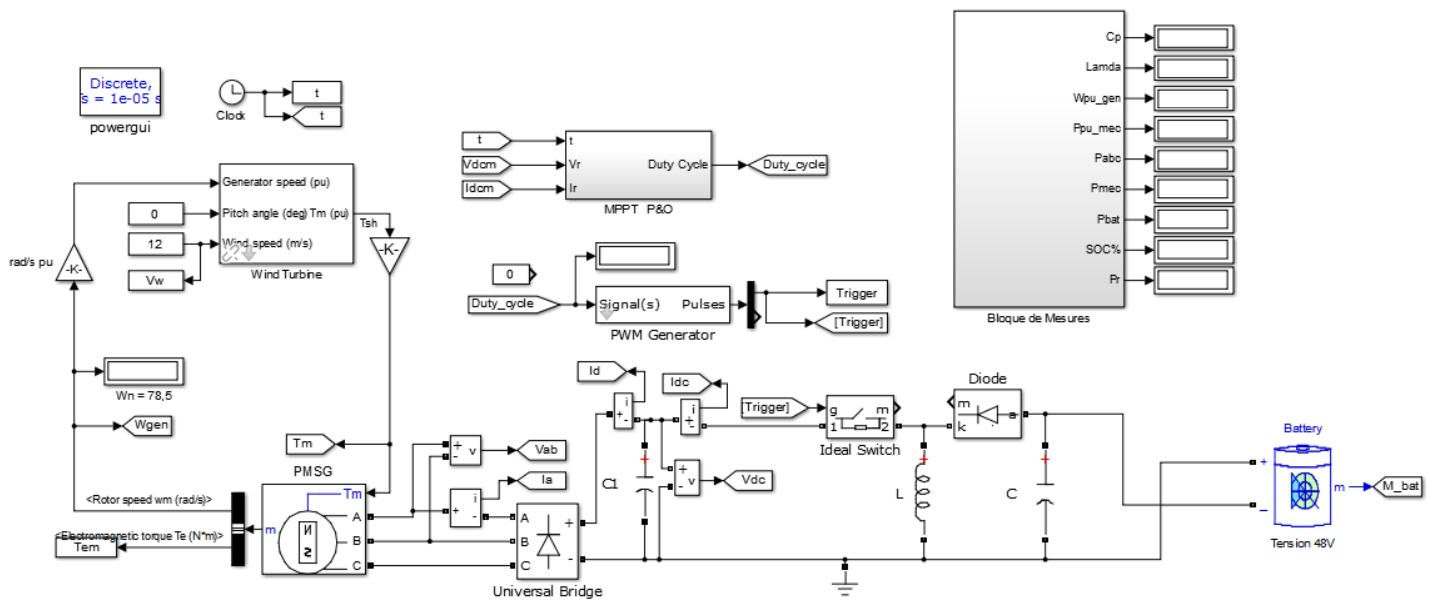


FIGURE 5-1: SCHEMA DE LA CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE SOUS SIMULINK

Avant d'expliquer les algorithmes de maximisation de puissance, nous donnerons les caractéristiques des différents composants du modèle, et les grandeurs physiques de chaque composant de la chaîne.

5.1.1. L'éolienne

Le modèle de l'éolienne présent dans la bibliothèque de SimPower de Simulink est identique à la modélisation donnée dans le CHAPITRE 3. Dans cette Simulation on propose d'étudier le comportement d'une éolienne qui produit 2,4 KW pour une vitesse de vent nominale de 12m/s. l'ensemble des paramètres de l'éolienne est donné par la Figure 5-2.

Parameters	
Nominal mechanical output power (W):	3000
Base power of the electrical generator (VA):	3000
Base wind speed (m/s):	12
Maximum power at base wind speed (pu of nominal mechanical power):	0.8
Base rotational speed (p.u. of base generator speed):	1
Pitch angle beta to display wind-turbine power characteristics (beta >=0) (deg):	0

FIGURE 5-2: SPECIFICATIONS TECHNIQUES DE LA TURBINE EOLIENNE

Contrairement au modèle mathématique donné en chapitre 3, Le modèle Simulink de l'éolienne ne comprend pas l'équation mécanique de l'éolienne. Cette équation doit être ajoutée soit dans un bloc séparé en ajoutant l'inertie de la turbine à celle de la génératrice. Pour des raisons de simplicités Nous optons pour le deuxième choix, tel que préconisée par la documentation sur Matlab.

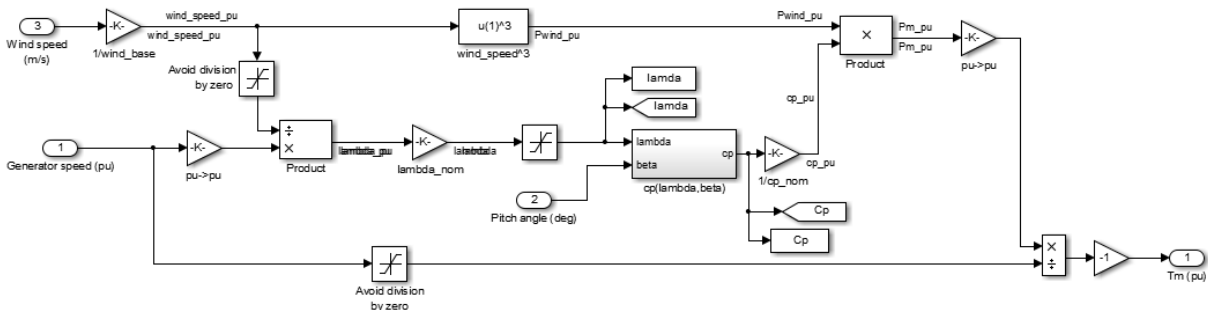


FIGURE 5-3: MODELE SIMULINK DE L'EOLIENNE

L'équation de $C_p=f(\lambda)$ de ce modèle est donnée par l'expression ci-dessous, sa courbe est donnée par la Figure 3-1 du CHAPITRE 3. L'éolienne arrive à atteindre une valeur maximale de C_p de 0,8 pour une vitesse spécifique optimal $\lambda_{opt}=8$.

$$C_p = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda'} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda'}} + 0,0068 \cdot \lambda$$

Avec $\frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$.

La courbe de puissance et du couple en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice selon les vitesses de vent est donnée par la Figure 5-4

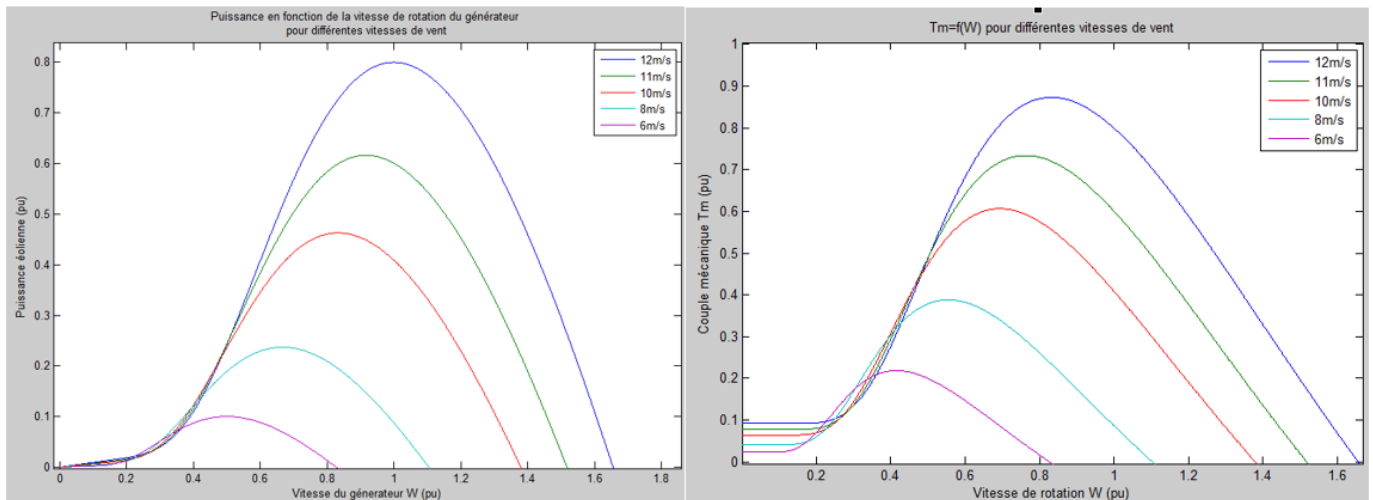


FIGURE 5-4: COURBE DE PUISSANCE ET COUPLE EN FONCTION DE LA VITESSE DE ROTATION DU ROTOR

5.1.2. La machine synchrone à aimants permanents

Le modèle utilisé pour la génératrice est présent aussi dans la bibliothèque SimPower. Nous utiliserons une machine synchrone à aimants permanents à pôles lisses dont les spécifications techniques sont donnée par le Tableau 7:

Paramètres	Valeur
Puissance nominale	3 KW
Tension Nominale	220 V
Résistance Statorique	0.49 Ohm
Inductance Statorique	5.35 mH
Constante de couple	2.4 Nm/A
Nombre de paires de pôles	4
Rendement	87.3 %

TABLEAU 7: SPECIFICATIONS TECHNIQUES DE LA GSAP

5.1.3. Le hacheur

Pour le dimensionnement et le calcul des différents composants du circuit électrique. Nous nous mettons dans l'état le plus contraignant, soit le fonctionnement avec une puissance maximale de 2.4 KW.

La tension de sortie de la GSAP est dans un premier temps redressée via un redresseur triphasé parallèle à diodes.

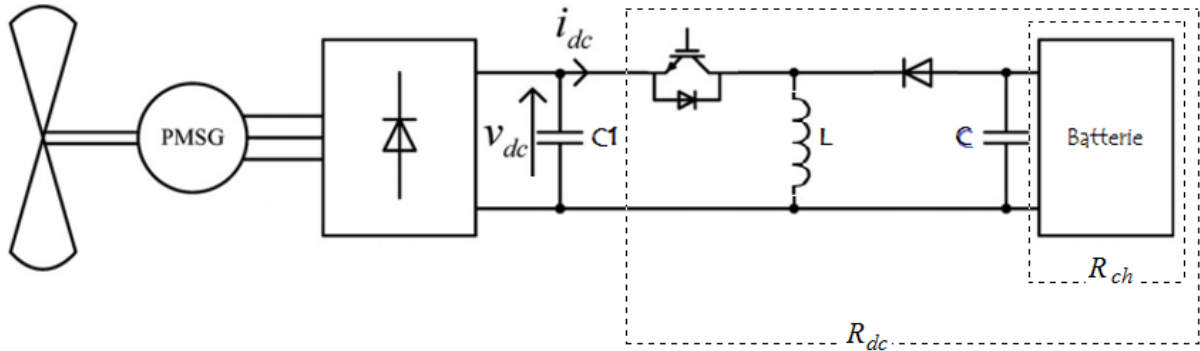


FIGURE 5-5: SCHEMA ELECTRIQUE DE LA CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE PROPOSEE

Pour une tension sinusoïdale de valeur efficace $V_a=220$ V. le redresseur à diodes PD3 délivre une tension dont la valeur moyenne est donnée par l'expression [24]:

$$V_{dc}^{moy} = \frac{6}{\pi} \sqrt{2} V_a \sin \frac{\pi}{3} = 514.6 \text{ V}$$

La tension de sortie du redresseur dont l'allure est présentée dans la Figure 5-6, présente une ondulation de 13,39% de la tension maximale V_{dc}^{max} , Soit $\Delta V_{dc} = 72,2$ V. Chose qui peut gêner le fonctionnement du hacheur, on se propose donc de réduire cette ondulation de l'ordre de 1% à l'aide de la capacité C1, afin qu'elle soit la plus proche d'une tension continue [24].

$$\Delta V_{dc} = \sqrt{2} V_{ab} - \sqrt{2} V_{ab} \sin(\pi/3) = 0,13. V_{dc}^{max}$$

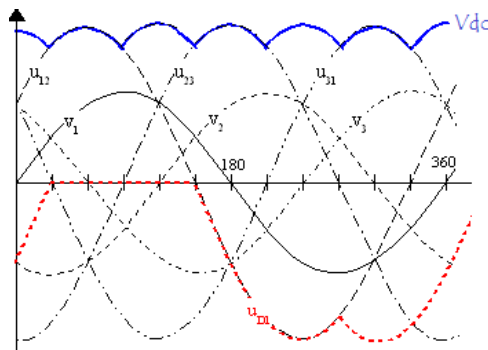


FIGURE 5-6: ALLURE DE LA TENSION VDC

a) Calcul de la capacité C1

Pour un bon dimensionnement de la capacité C1, on suppose sa décharge sur la plus petite résistance. Donc, pour une puissance éolienne disponible de 2,4 KW la résistance minimale équivalente, vu par le PD3, permettant de tirer cette puissance est :

$$R_{dc}^{min} = \frac{V_{dc}^{moy}}{I_{dc}^{max}} = \frac{V_{dc}^{moy}}{P_{max} / V_{dc}^{moy}}$$

$$R_{dc}^{min} = 88,2 \Omega$$

Nous devons donc résoudre l'équation de décharge d'une capacité sur une résistance R_{dc}^{min} , donnée par l'expression :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} + \frac{V_{dc}}{RC} = 0$$

Après un temps T/6, (avec T une période du signal sinusoïdale), la décharge ne doit pas dépasser 1% de la tension initiale, soit :

$$V_{dc}^{max} \cdot e^{-\frac{T}{6 \cdot RC_1}} > V_{dc}^{max} \cdot 99\%$$

$$C1 > \frac{T}{6 \ln\left(\frac{100}{99}\right) \cdot R_{dc}^{min}}$$

Tout calcul fait on trouve que la capacité C1 doit être supérieure à 3,5 mF

$$C1 > 3,5 \text{ mF}$$

b) Calcul de l'inductance L

La fréquence de commutation du hacheur choisie est $F_c=2$ KHz. L'écoulement du temps $T_c=1/F_c$ ne doit en aucun cas aboutir à une décharge de l'énergie de l'inductance pour ne pas tomber dans un mode de conduction discontinue. Ce dernier, doit être évité quel que soit la valeur du rapport cyclique. On se pose donc dans le cas d'un rapport cyclique, et d'une résistance de charge Rch (Résistance équivalente à la batterie, [Figure 5-5]) les plus défavorables permettant une décharge rapide de l'inductance. On suppose que le temps de décharge sur la résistance est le plus important, presque égal à T_c avec rapport cyclique $\alpha = 0.01$, et que la résistance de charge Rch est la plus minimale.

Dans ce cas, La résistance de charge permettant de tirer la puissance maximale de 2,4 KW est :

$$R_{ch}^{min} = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha}\right)^2 R_{dc}^{min} = \left(\frac{0.01}{1-0.01}\right)^2 88,2$$

$$R_{ch}^{min} = 9 \text{ m}\Omega$$

Nous proposons que le courant dans ce cas, ne diminue pas plus de 1% du courant initial.

$$I_L^{max} \cdot e^{-\frac{T_c}{L/R_{ch}}} > I_L^{max} \cdot 99\%$$

$$L > \frac{T_c \cdot R_{ch}^{min}}{\ln\left(\frac{100}{99}\right)}$$

$$L > 447,7 \mu\text{H}$$

Et pour une diminution du courant ne dépassant pas 10%, $L > 42,7 \mu\text{H}$

Comme expliqué dans le CHAPITRE 3, paragraphe 3.3.2, le calcul que nous venons de faire n'est pas suffisant pour assurer le bon fonctionnement du hacheur en régime dynamique. La réponse du hacheur buck-boost est équivalente à un système du second ordre. Et il faut veiller à ce que le coefficient d'amortissement reste dans une marge autour de la valeur 0.7 pour différentes valeurs de α , afin que sa réponse reste à la fois rapide sans trop de dépassements ou d'oscillations. On a ainsi trouvé que le coefficient d'amortissement est égale à :

$$\xi = \frac{\sqrt{L/C}}{2R_{ch}(1-\alpha)}$$

Ce qui se traduit par une valeur d'inductance L, donnée par l'expression ci-dessous. La valeur de cette inductance va être choisit de manière empirique pendant la simulation :

$$L = [\xi \cdot 2R_{ch}(1-\alpha)]^2 \cdot C$$

c) Calcul de la capacité C

De même manière que C1, le calcul de la capacité C est régi par l'inéquation :

$$C > \frac{T_c}{\ln\left(\frac{100}{99}\right) \cdot R_{ch}^{min}}$$

5.1.4. Le générateur à MLI et sa commande

Le signal de gâchette de l'interrupteur IGBT du hacheur, sera régi par un générateur MLI. Le schéma bloc sur Simulink du générateur MLI est donné par la Figure 5-7 :

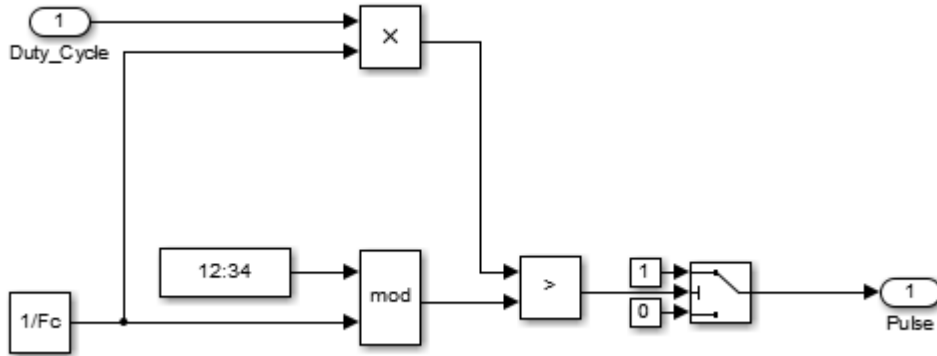
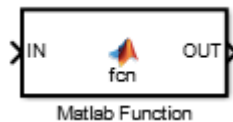


FIGURE 5-7: GENERATEUR A MLI

Le calcul de la valeur du rapport cyclique se fera via un algorithme comme expliquer dans le CHAPITRE 4. Le moyen de mettre au point un algorithme sur Matlab est d'utiliser l'outil « Matlab Function ». Ce bloc permet d'écrire des lignes de commandes qui s'exécutent tous, ligne par ligne pendant chaque cycle de calcul durant la simulation sur SIMULINK. Ceci se contredit avec le principe d'exécution d'un algorithme. En principe, ce dernier exécute une seule étape de l'algorithme pendant chaque cycle de calcul, et ne passe à la prochaine étape qu'au prochain cycle de calcul et/ou après vérification d'une condition qui dépend d'un état actuel et d'un état précédent des grandeurs du système mesurées.



Afin de réaliser cette adaptation entre le principe d'exécution d'un algorithme, et le bloc « Matlab Function », notre algorithme sera sous forme d'un ensemble de condition (commande if, elseif, else). Et à chaque cycle d'exécution Simulink, l'algorithme vérifiera l'étape précédente, via une fonction mémoire externe, pour choisir l'étape à exécuter pendant le cycle en cours.

5.2. Fonctionnement libre sans Commande MPPT

Afin de remarquer le rendement en puissance de notre chaîne éolienne, Nous entraînons notre GSAP via l'éolienne à une vitesse de vent de 12m/s, avec une charge R ou une batterie branché sur la génératrice via le redresseur à diode PD3. En fonctionnement optimal, l'éolienne doit produire une puissance de 2400W à cette vitesse de vent.

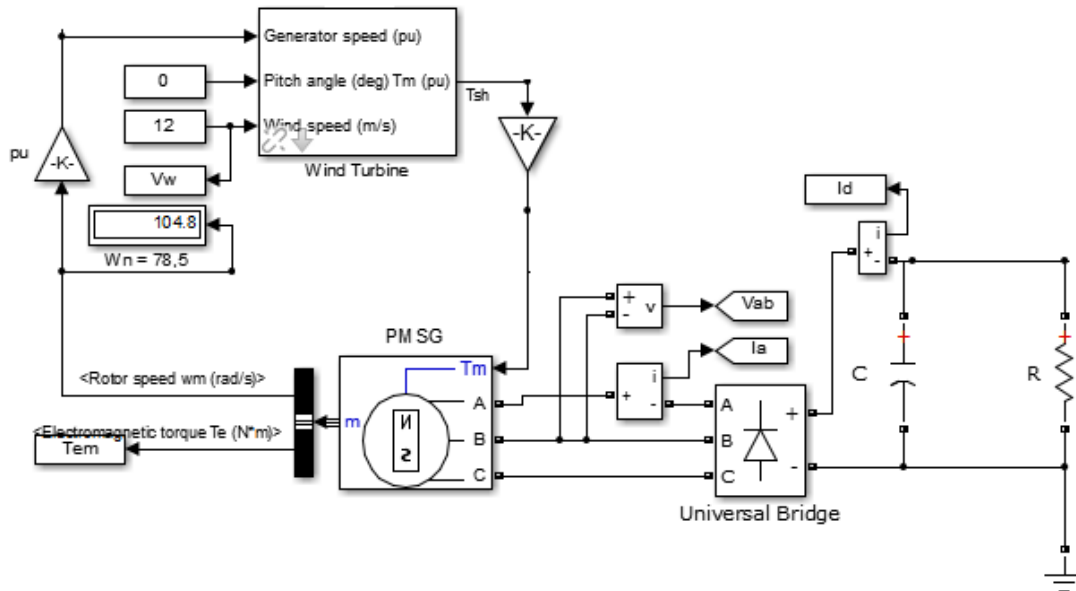


FIGURE 5-8: SCHEMA DU SYSTEME SANS COMMANDE MPPT

Après l'exécution de cette simulation on remarque comme présenté sur les courbes de la Figure 5-9, l'évolution dans le temps des grandeurs, coefficient de puissance, puissance absorbée par la charge, et la vitesse du rotor en valeur réduite. Le coefficient de puissance n'arrive pas à atteindre sa valeur maximale. Cela est dû au fait que la résistance de charge n'a pas la valeur optimale permettant de garantir la rotation de l'arbre du rotor à la vitesse optimale. Car en fait la vitesse du rotor dépasse la vitesse optimale. La puissance absorbée par la charge et de l'ordre de 70% de la puissance maximale récupérable, soit une perte de 720W.

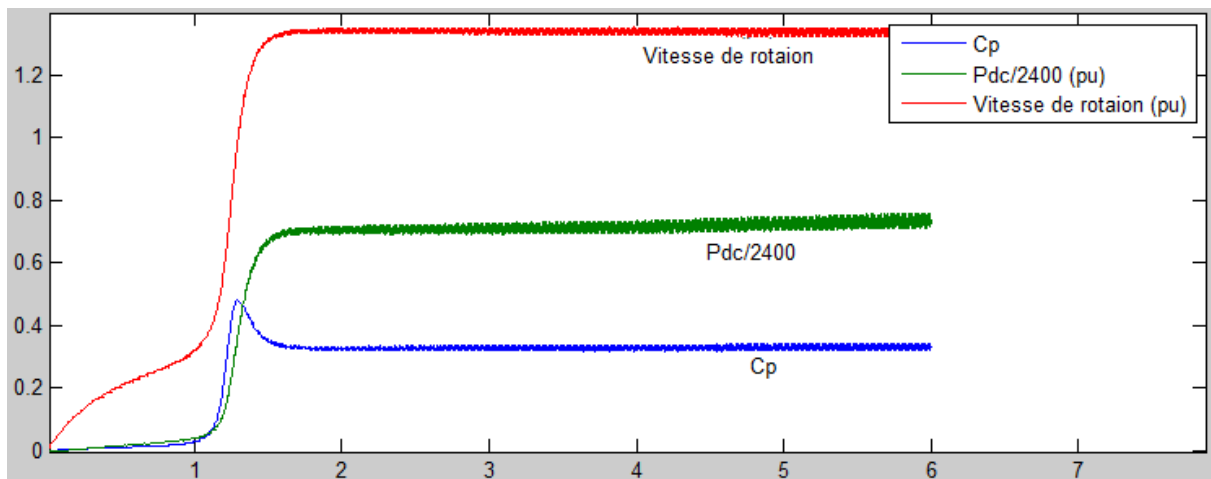


FIGURE 5-9: COURBE DE PUISSANCE, FONCTIONNEMENT SANS COMMANDE MPPT

D'après cette remarque, il est nécessaire d'utiliser un hacheur commandé avec un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour varier la résistance de charge vue par le générateur en variant le rapport cyclique.

5.3. Commande avec un Algorithme P&O

5.3.1. Présentation de l'algorithme

Cette fois ci, Nous utiliserons le hacheur buck-boost que nous avons dimensionné, commandé par un algorithme P&O (Figure 5-1). Pour mesurer la puissance générée, le bloc de l'algorithme utilise une mesure du courant moyen et de la tension moyenne à l'entrée du hacheur.

Nous attaquons toujours l'éolienne avec une vitesse de vent de 12 m/s. nous attendons que la vitesse de rotation du rotor et la puissance se stabilisent. Et ensuite on exécute l'algorithme P&O. la P&O consiste à varier le rapport cyclique de $\Delta\alpha$, et de constater la variation de puissance qui en résulte. Si cette variation provoque une augmentation de la puissance, une commande similaire de même ordre de grandeur et de même signe est ré-exécuté. Si par contre la puissance diminue suite à cette variation du rapport cyclique, la nouvelle consigne du rapport cyclique est inversée. L'organigramme de l'algorithme décrit est donné par la Figure 5-10.

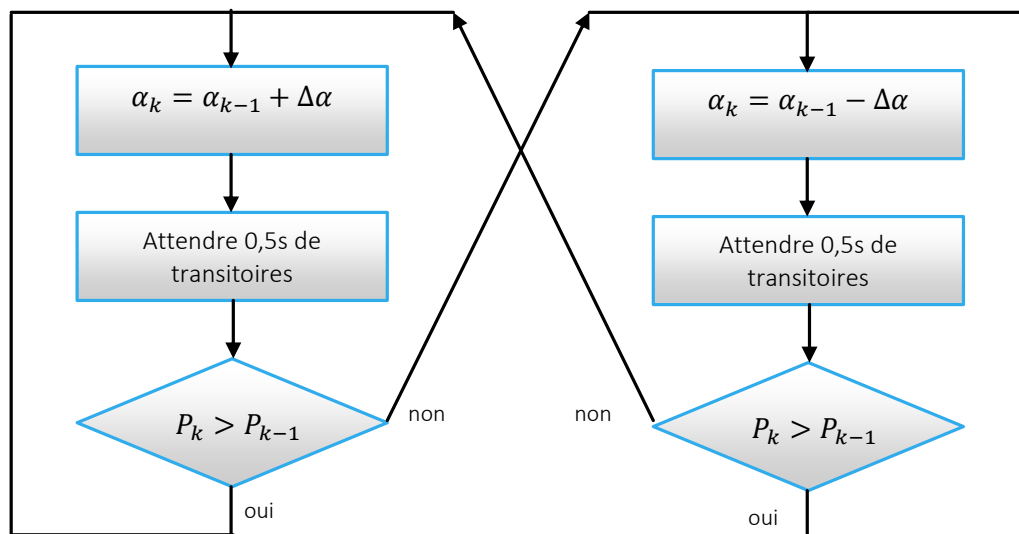


FIGURE 5-10: ORGANIGRAMME DE L'ALGORITHME P&O

5.3.2. Résultat de la simulation

Après exécution de la simulation, nous retrouvons l'évolution des grandeurs suivantes : coefficient de puissance C_p , rapport cyclique α , puissance récupérée P_{dc} , vitesse de rotation du générateur Ω_{gen} . La courbe de puissance est affichée en valeur réduite par rapport à la valeur nominale de 2400W. Avec cet algorithme nous sommes arrivés, en variant le rapport cyclique, à changer l'impédance vue par le générateur, ce qui entraîne une variation respective de la vitesse du rotor, coefficient de puissance, et ainsi nous avons optimisé la puissance capturée de l'éolienne. Cette puissance qui n'atteignait que 70% en fonctionnement libre, peut maintenant atteindre 95% de la puissance nominale.

Etant donné que l'algorithme P&O se base sur des perturbations permanentes, la puissance n'est jamais fixe même en présence d'une vitesse de vent stable. Dans notre cas la puissance oscille entre 87% et 95%. Il faut noter encore un autre inconvénient de l'algorithme P&O, c'est qu'en présence de variations de vent, l'algorithme risque de prendre des décisions de variations erronées (exemple d'une chute de la vitesse du vent alors que C_p optimal n'est pas encore atteint). La performance du système de maximisation de la puissance sera donc de plus en plus réduite en présence des variations de la vitesse du vent.

Afin de remédier à ces inconvénients l'algorithme pour lequel nous optons est divisé en deux parties comme expliqué dans le **CHAPITRE 4**. La première partie de l'algorithme consiste à explorer le système et de trouver la relation optimale entre le courant I_{dc} et le carré de la tension V_{dc} . La deuxième partie de cet algorithme consiste à exploiter cette relation en vue d'utiliser un algorithme qui converge rapidement à trouver le point de fonctionnement maximale de la turbine éolienne.

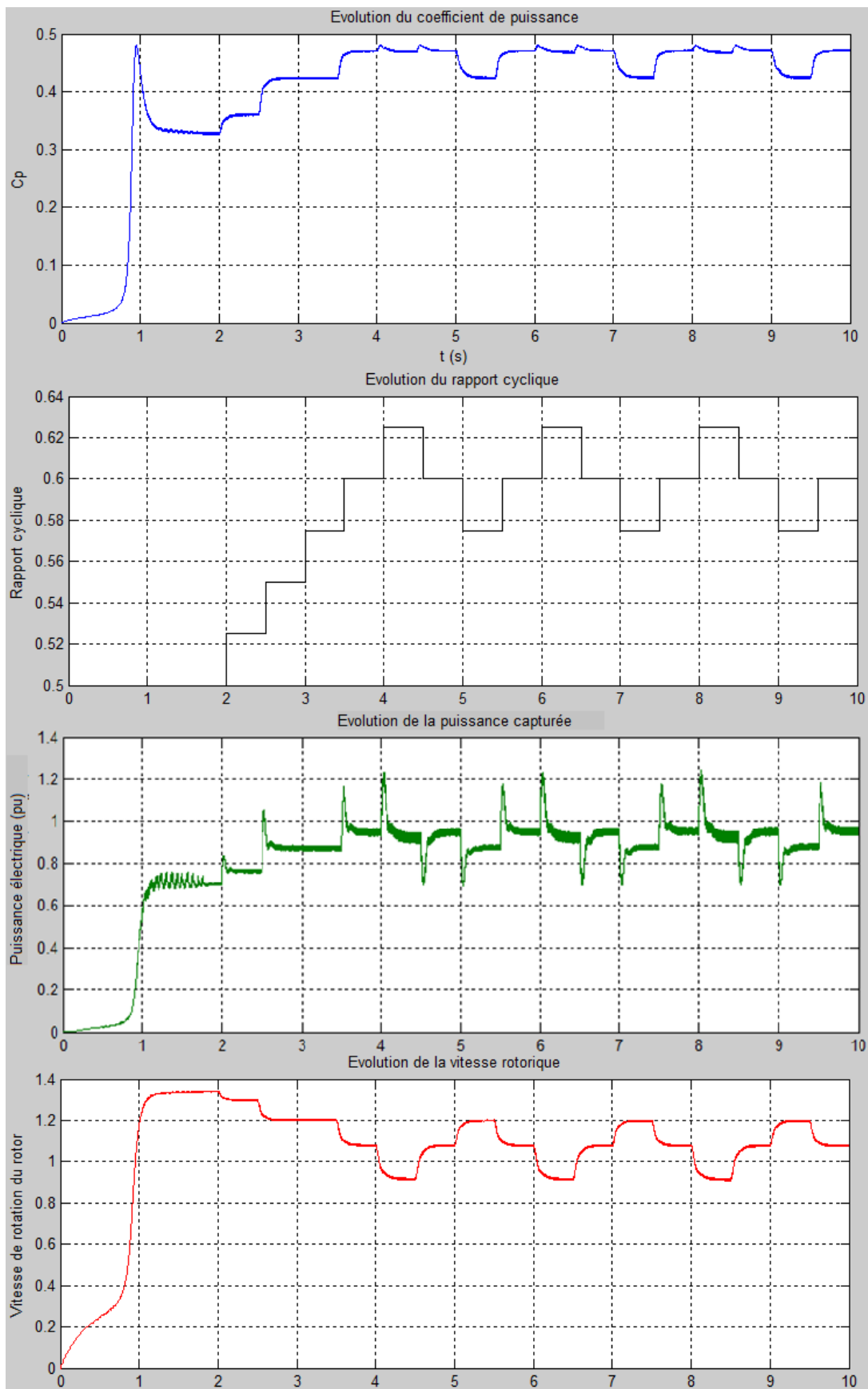


FIGURE 5-11: EVOLUTION DANS LE TEMPS DE C_p , α , PDC, ET WGEN

5.4. Commande avec un Algorithme P&O avancé (Mode de dressage)

5.4.1. Présentation de l'algorithme de dressage

Comme nous l'avons démontré dans le CHAPITRE 4. Un fonctionnement à λ_{opt} , se traduit par un rapport K_{opt} entre le courant continu moyen optimal I_{dc-opt} à l'entrée du hacheur et le carré de la tension continue moyenne optimale V_{dc-opt} , comme montrée dans l'équation ci-dessous.

$$I_{dc-opt} = K_{opt} \cdot V_{dc-opt}^2 = a \cdot \tan\theta_{opt} \cdot V_{dc-opt}^2$$

avec $a = \frac{I_{nominal}}{V_{nominal}^2}$

Le but de notre algorithme est de trouver donc ce rapport K_{opt} (respectivement l'angle θ_{opt}) permettant de traquer par la suite la puissance maximale. Ainsi, cet algorithme ne s'exécute qu'une seule fois au début du fonctionnement de notre système. Puisque ce mode n'est utilisé qu'une seule fois, on se permet d'utiliser l'algorithme basé sur la P&O avancée qui est lent mais permettra de trouver un rapport K_{opt} (respectivement un angle θ_{opt}) précis.

Notre éolienne subit toujours un vent de vitesse de 12m/s, et nous attendons que la puissance se stabilise. Ce qui correspond à un fonctionnement sur une droite d'angle arbitraire se situant autour de la droite de fonctionnement au départ tel que montrée par la Figure 5-12. Nous varions cet angle selon l'algorithme « P&O avancé », présenté par l'organigramme de la Figure 5-13, jusqu'à ce qu'on arrive à un angle optimal. L'angle θ_{opt} correspond à la droite de fonctionnement optimale montrée par la Figure 5-12.

L'avantage d'une régulation par une consigne d'angle $\theta_{consigne}$, réside dans le fait que lorsque la vitesse du vent varie le point de fonctionnement de l'éolienne se translate vers un autre point de la droite d'angle $\theta_{consigne}$. Ainsi on garde le même rapport C_p , même en présence de fluctuation du vent.

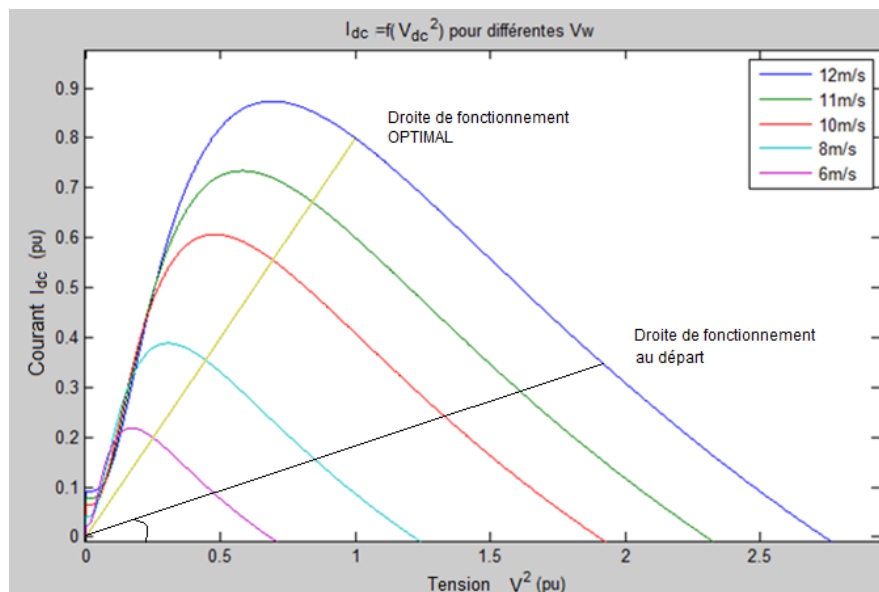


FIGURE 5-12: COURBE DE LA TENSION ET COURANT OPTIMAL

La Figure 5-13 décrit l'algorithme adopté qui sera traduit en script sur le bloque Matlab-fonction

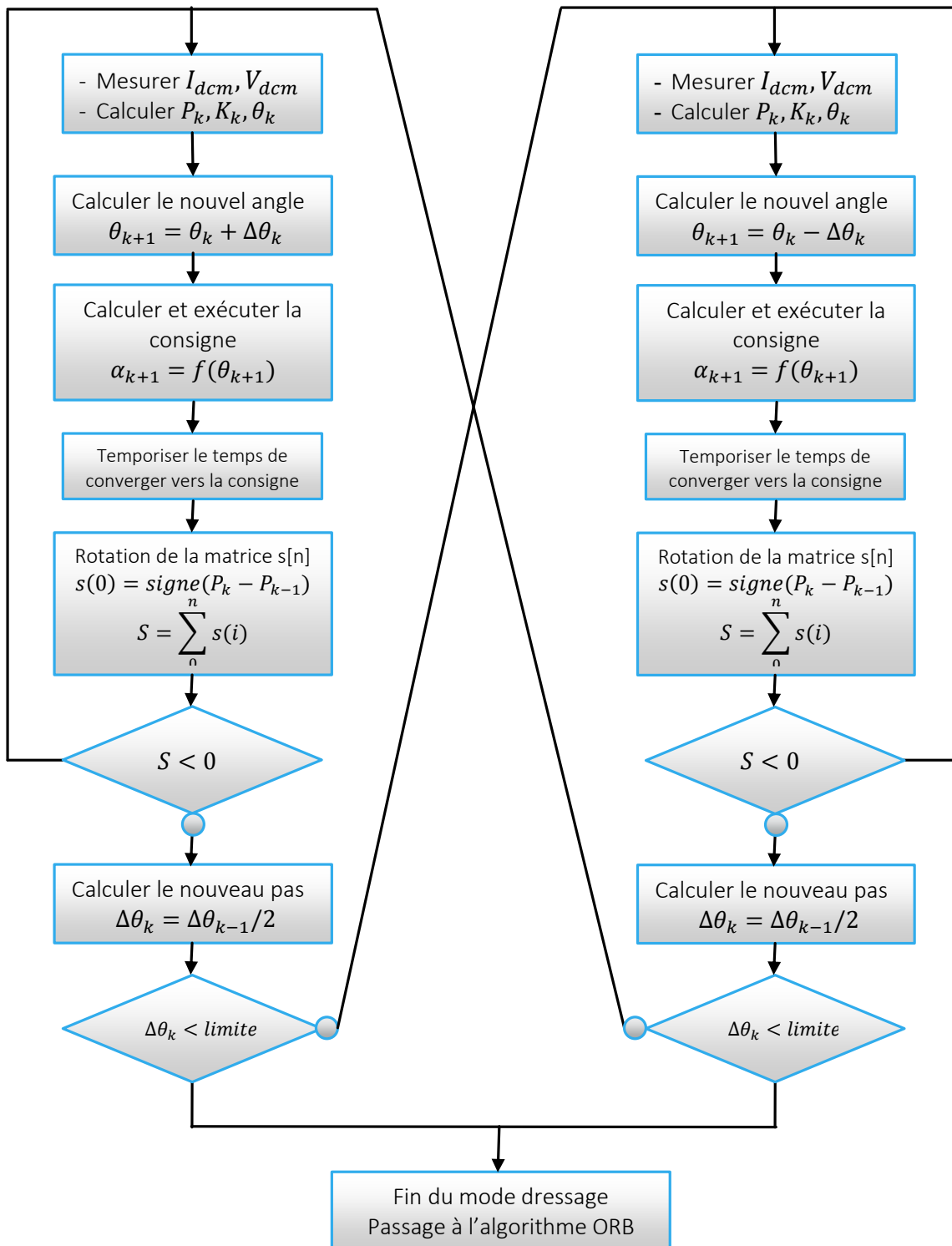


FIGURE 5-13: ORGANIGRAMME DE L'ALGORITHME P&O AVANCE (MODE DE DRESSAGE)

5.4.2. Résultat de la simulation

Après exécution de la simulation nous retrouvons l'évolution des grandeurs suivantes : l'angle θ , rapport cyclique α , coefficient de puissance C_p , et la puissance électrique capturée P_{dc} [Figure 5-14]. La courbe de puissance est affichée en valeur réduite par rapport à la valeur nominale de 2400W. Le tableau ci-dessous donne les paramètres que nous avons choisis pour l'exécution de l'algorithme de dressage.

Paramètres	Valeurs
a	$118,9 \cdot 10^{-6}$
$\Delta\theta$ (initial)	10°
$\Delta\theta$ (limite)	2°
n	2

TABLEAU 8: PARAMETRES DE L'ALGORITHME DE DRESSAGE

Après la stabilisation de la puissance, l'angle de θ mesuré est 35° . Une fois, l'algorithme de dressage s'exécute, l'angle teta évolue, et une fois l'angle optimal est dépassé, il commence à osciller autour de cet angle. L'amplitude de cette oscillation diminue progressivement jusqu'à ce qu'il converge vers teta Optimal $\theta_{opt}=65^\circ$, qui correspond comme le montre la Figure 5-14 à $C_p^{max} = 0,48$. Ainsi la puissance maximale à l'issue du mode de dressage a été atteinte.

Dans le paragraphe qui suit, nous allons tester la performance du système à traquer la puissance maximale en présence de fluctuations de la vitesse du vent, et ce en utilisant la régulation par l'angle θ_{opt} , qu'on vient de trouver.

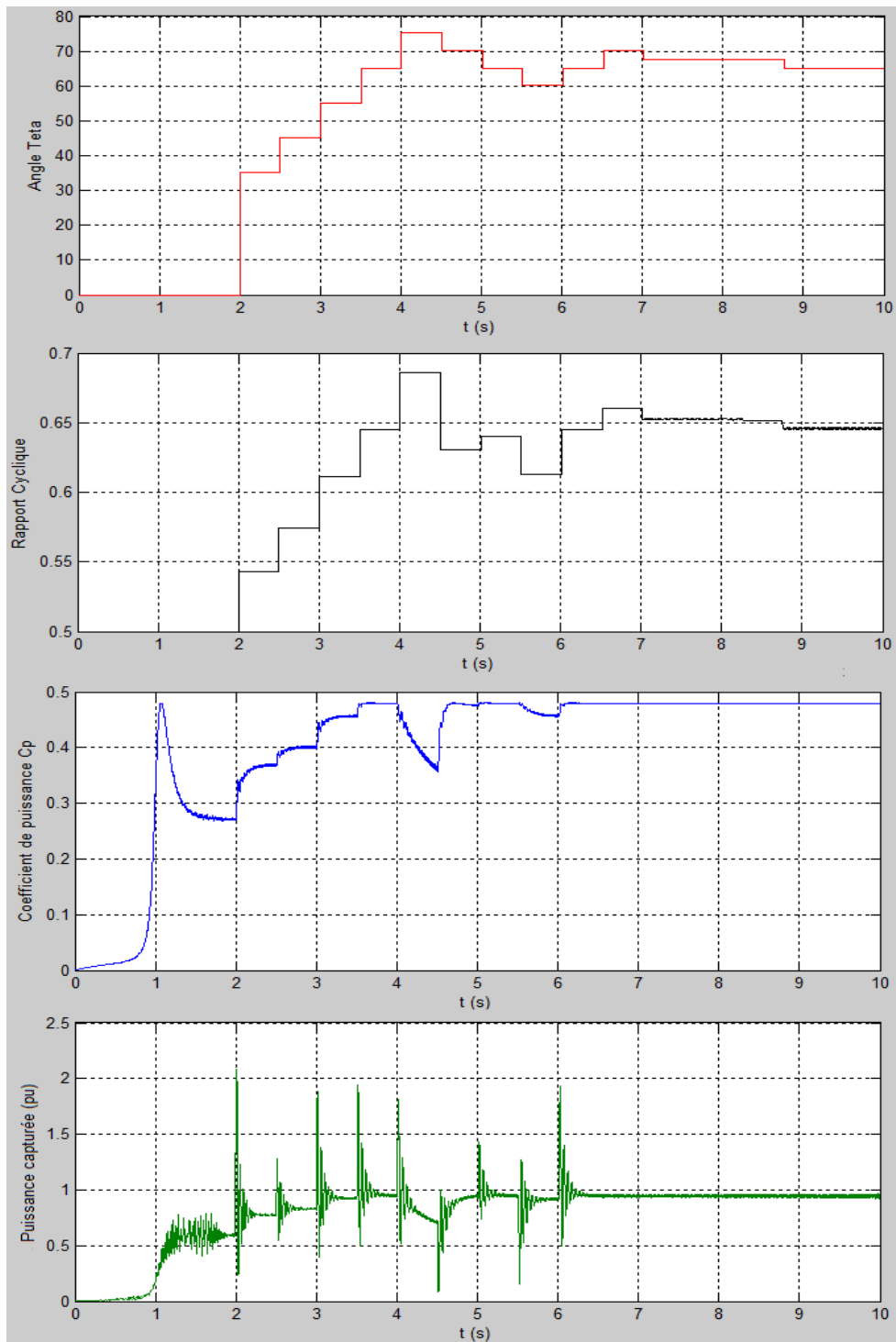


FIGURE 5-14: COURBES D'EVOLUTION DANS LE TEMPS DE TETA, ALPHA, C_p , PDC, EN MODE DRESSAGE

5.5. Commande avec un Algorithme ORB (Mode routine)

5.5.1. Présentation de l'algorithme

L'algorithme de dressage cité précédemment et le contrôle par l'algorithme ORB font partie d'un même ensemble puisque ce dernier dépend de la relation optimale trouvée par l'algorithme de dressage. Ils ont été séparés pour pouvoir constater séparément le fonctionnement de chacun.

L'algorithme ORB (Optimal Relation Based Control) se base sur l'angle θ_{optimal} (respectivement le rapport K_{optimal}) qui relie la tension optimale au courant optimal. Nous utilisons ce rapport afin d'assigner des consignes successives du rapport cyclique α qui vont converger vers α_{optimal} . Avec cette dernière consigne du rapport cyclique, la résistance vue par le générateur est celle qui permet de maximiser la puissance.

La convergence de la recherche du point maximal de puissance est illustrée selon la Figure 5-15. Elle est réalisée selon les étapes suivantes :

- En mesurant le courant I_{dc0} , le rapport K_{opt} nous permet de déterminer une nouvelle tension de référence V_{dc_ref1} par la relation.

$$V_{dc_ref1} = \sqrt{\frac{I_{dc0}}{K_{opt}}}$$

- On détermine ensuite la résistance qui doit être vu par la génératrice à cette tension de référence.

$$R_{dc_ref1} = \frac{V_{dc_ref1}}{I_{dc0}}$$

- En mesurant la résistance de charge R_{ch} à la sortie du hacheur. On calcule ensuite le rapport cyclique permettant de modifier la résistance vu par le générateur selon l'équation suivante.

$$\alpha_{ref1} = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{R_{dc_ref1}}{R_{ch}}}}$$

- Après une période de calcul, l'état de système équivalent à (R1;P1) est atteint et la nouvelle résistance de référence de référence R_{dc_ref2} est calculée.
- Après plusieurs itérations, le point optimal ($R_{\text{opt}}; P_{\text{opt}}$) est atteint.

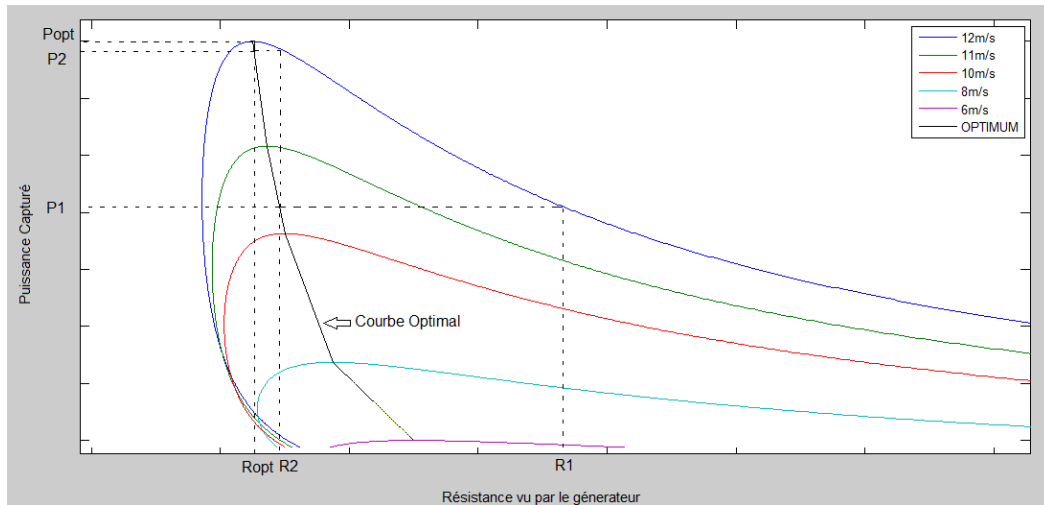


FIGURE 5-15: COURBES D'ADAPTAION DE LA RESISTANCE

5.5.2. Résultat de la simulation

Nous débutons cette simulation en attaquant l'éolienne avec un vent de vitesse de 12m/s. Nous attendons que la vitesse angulaire du rotor et la puissance électrique se stabilise, pour lancer l'algorithme MPPT. Après un certain temps, nous exposerons l'éolienne à des changements subits de la vitesse de vents. A l'instant $t=4s$ la vitesse chute à 8m/s, puis à l'instant $t=7s$ la vitesse du vent augmente de 3m/s. (Figure 5-16)

Les courbes de la Figure 5-16 montrent l'efficacité du contrôle ORB. A chaque fois que la vitesse du vent change, l'algorithme réussit à remettre le système dans son point de fonctionnement optimal et capture l'énergie maximale possible. Nous pouvons constater d'après les courbes, que la valeur du coefficient de puissance regagne sa valeur maximale de 0,48 très rapidement quel que soit l'ampleur de la variation de la vitesse du vent. Cela est dû au fait que le pas du rapport cyclique n'est pas fixe comme pour le contrôle par l'algorithme P&O. l'algorithme calcule le pas de variation du rapport cyclique selon l'écart entre le coefficient de puissance actuelle et le coefficient de puissance maximal. Le plus cet écart est grand, le plus le pas de variation du rapport cyclique sera grand. Le calcul continue jusqu'à ce qu'il converge vers le point de fonctionnement à un C_p maximal.

Ainsi, quelle que soit la vitesse du vent et son amplitude de variation, nous arrivons à capturer le maximum de puissance possible pour cette vitesse du vent. Et par conséquent, nous tirons le maximum de profit énergétique et économique de notre installation.

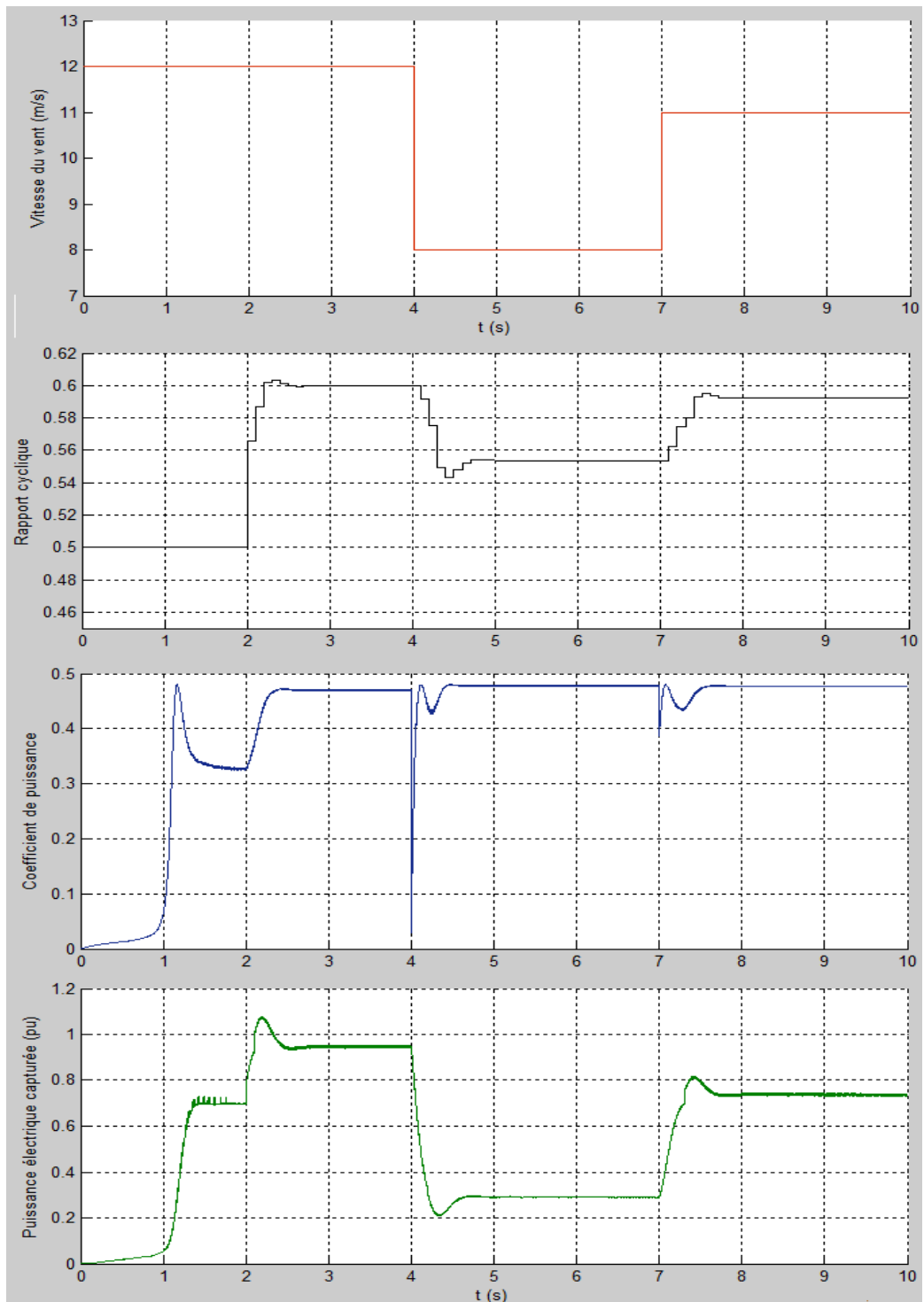


FIGURE 5-16: COURBES D'EVOLUTION DANS LE TEMPS DES GRANDEURS, VITESSE DU VENT, RAPPORT CYCLIQUE, COEFFICIENT DE PUISSANCE, PUISSANCE CAPTUREE. EN MODE DE CONTROLE ORB

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Durant ce travail nous avons pu optimiser la commande d'une éolienne de petite puissance à base de génératrice synchrone à aimants permanents, et ce en concevant un système qui respecte les conditions de simplicité d'architecture, de coût, de performance et plus particulièrement du rendement énergétiques.

En explorant les différentes architectures utilisées dans les chaînes de conversion d'énergie éolienne, nous avons montré que la structure la plus économique est celle basée sur un redresseur à diode parallèle double et un hacheur, vu le nombre réduit des composants et la possibilité de contrôler de système en utilisant un seul interrupteur.

D'habitude, pour poursuivre le point de fonctionnement maximal. On utilise des capteurs mécaniques (un anémomètre, et un tachymètre) et des capteurs électriques de courants et de tensions. Toutefois, dans cette architecture de commande basée sur le pilotage du courant continu, nous avons éliminé les capteurs mécaniques, et nous nous sommes limités à un nombre réduit de capteurs électriques.

La technique de maximisation de la puissance « MPPT » qu'on a adopté se divise en deux sous-algorithmes :

- **Un mode de dressage** : cet algorithme ne s'exécute qu'une seule fois au début du fonctionnement. Il permet de se passer de la caractéristique donnée par le constructeur, car son but est de trouver la relation de commande optimale $K_{opt} = \frac{I_{dc-opt}}{V_{dc-opt}^2}$ permettant d'assurer un fonctionnement à la puissance maximale. Il est basé sur un algorithme P&O avancé qui permet de donner un rapport K_{opt} précis.
- **Un mode routine** : Ce mode utilise le rapport K_{opt} retrouvé dans le mode de dressage et une mesure du courant. Après plusieurs itérations de calcul le système converge vers le point de fonctionnement optimal se caractérisant par la paire $(I_{dc-opt}, V_{dc-opt}^2)$. Ainsi, on capture la puissance maximale d'une manière rapide même en présence de fortes variations de la vitesse du vent.

En cas de vieillissement ou en présence d'autres contraintes qui engendrent un changement de la relation optimal, le mode de dressage peut être réutilisé pour rafraîchir le mode routine.

Les avantages de cet algorithme peuvent être résumés dans ce qui suit :


- L'Absence de capteur mécanique.
- La connaissance de la caractéristique de la voile n'est pas nécessaire.
- La simplicité de l'algorithme.
- Rapidité à capturer la puissance maximale même en présence de fortes fluctuations de la vitesse du vent.
- La sortie en puissance n'oscille pas autour de la puissance maximale
- Possibilité de remettre à jour la relation de contrôle optimal.

Bibliographie

- [1] M. R. Patel, Wind and solar power systems, design analysis and Operation, Taylor and Francis, 2006.
- [2] S. TURBINE, «Sway Turbine | SWAY TURBINE UNVEILS ST10 DETAILS,» October 2012. [En ligne]. Available: <http://www.swayturbine.no/?page=219>.
- [3] The World Wind Energy Association WWAE, «Half year 2012 report,» Octobre 2012.
- [4] The World Wind Energy Association, «2013 Small Wind World Report,» Mars 2013.
- [5] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Distributed Generation Renewable Energy Estimated Costs,» Juillet 2012.
- [6] Adam MIRECKI, «Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance,» INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE, 2005.
- [7] Y. L. N. Z. S. K. Bin Wu, POWER CONVERSION AND CONTROL OF WIND ENERGY SYSTEMS, John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [8] Z. C. H. Li, «Overview of different wind generator systems and their comparisons,» *JET Renewable Power Generation Vol. 2, No. 2,* p. 123– 138, 2008,.
- [9] J. M. G. F. B. Zhe Chen, «A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24,* p. 1859, 8 August 2009.
- [10] ALSTOM, Haliade™ 150-6MW Offshore Wind Turbine, 2012.
- [11] SIEMENS, Siemens 6.0 MW Offshore Wind Turbine, 2011.
- [12] Alstom, «Dernière phase de tests à 6MW pour l'éolienne offshore d'Alstom, URL: <http://www.alstom.com/fr/press-centre/2012/12/derniere-phase-de-tests-a-6mw-pour-leolienne-offshore-dalstom/>,» Décembre 2012.
- [13] VESTAS, «V164-8.0 MW Offshore - Vestas,» 2013. [En ligne]. Available: <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview/v164-8.0-mw-offshore.aspx#/vestas-univers>.
- [14] S. V. G. A.M De Broe, «A PEAK POWER TRACKER FOR SMALL WIND TURBINES IN BATTERY CHARGING APPLICATIONS,» *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4,* December 1999.
- [15] X. R. F. R. Adam Mirecki, «Architecture Complexity and Energy Efficiency of Small Wind Turbines,» *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 54, NO. 1,* , FEBRUARY 2007.
- [16] A. B. P. M. Anderson, «Stability Simulation Of Wind Turbine Systems,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. Vol. PAS-102, No. 12, December 1983.
- [17] S. W. H. d. H. H. P. J. G. Sloopweg, «General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS,* , pp. VOL. 18, NO. 1, FEBRUARY 2003.
- [18] R. G. D. e. J. M. RECHKA S., «Modélisation de systèmes électromécaniques multi-masses à base de machine asynchrone, à l'aide des outils MATLAB et EMTP,» Ecole polytechnique de Montréal, 2004.
- [19] S. Heier, «Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems,» John Wiley & Sons Ltd,, 1998.
- [20] F. F. Jean-Paul Ferrieux, Alimentations à découpage - Convertisseurs à résonance, Principes, Composants, Modélisation, DUNOD, 2006.
- [21] Y. Granjon, AUTOMATIQUE - Systèmes linéaires, non linéaires, à temps continu, à temps discret, représentation d'état, DUNOD, 2010.





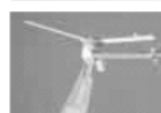





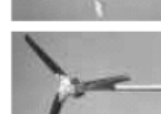

- [22] J. C. Peña, «A COMPARATIVE STUDY OF MPPT STRATEGIES AND A NOVEL SINGLE-PHASE INTEGRATED BUCK-BOOST INVERTER FOR SMALL WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS,» chez *Power Electronics Conference (COBEP)*, Brazilian, 2011.
- [23] K. H. A. a. B. W. W. Yuanye Xia, «A New Maximum Power Point Tracking Technique for Permanent Magnet Synchronous Generator Based Wind Energy Conversion System,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 26, NO. 12, , p. 3609, DECEMBER 2011.
- [24] R. B. F. L. Guy Sérguier, *Electronique de puissance: Structures, fonctions de base, principales applications*, DUNOD, 2004.
- [25] Y.-M. C. Y.-R. C. Kuo-Yuan Lo, «MPPT Battery Charger for Stand-Alone Wind Power System,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 26, NO. 6, p. 1631, JUNE 2011.
- [26] D. W. I. Association., «<http://www.windpower.org>,» [En ligne].

ANNEXE I - Exemples et caractéristique d'éoliennes de petite puissance



Model	Aero2Gen	Windstream	AeroGen-F	FM 910	WC 913	AeroGen	AeroGen-F	AeroGen-F	AIR	AeroGen	Mainger H500	Windseeker 502
Manufacturer	LVM	WPS	LVM	ME	ME	LVM	LVM	LVM	SWWP	LVM	WPT	SWWP
Rated Output	50 watts	120 watts	140 watts	90 watts	90 watts	280 watts	280 watts	280 watts	300 watts	420 watts	500 watts	500 watts
Rated Wind Speed	46 mph	32 mph	46 mph	22 mph	22 mph	70 mph	46 mph	28 mph	28 mph	52 mph	28 mph	30 mph
Rated Rotation Speed	1200 rpm	1900 rpm	600 rpm	600 rpm	600 rpm	950 rpm	600 rpm	600 rpm	2000 rpm	750 rpm	1700 rpm	2000 rpm
Cut-in Wind Speed	5 to 6 mph	7.5 mph	5 to 6 mph	6 mph	6 mph	5 to 6 mph	5 to 6 mph	5 to 6 mph	6 mph	5 to 6 mph	7.5 mph	5 mph
Rotor Diameter	1.9 feet	3.25 feet	2.8 feet	3 feet	3 feet	2.8 feet	4 feet	5 feet	3.75 feet	4 feet	5 feet	5 feet
Number of Blades	5	2	6	6	6	6	6	3	3	6	3	2
Blade Material	Glass reinforced thermoplastic	Epoxy coated basswood	Glass reinforced nylon	Glass reinforced nylon	Glass reinforced nylon	Glass reinforced nylon	Glass reinforced nylon	Laminated wood	Carbon reinforced thermoplastic	Glass reinforced nylon	Injection molded polycarbonate	Basswood
Airfoil	True	True	True	True	True	True	True	True	True	True	True	True
Lateral Thrust	30 pounds	30 pounds	25 pounds	90 pounds	90 pounds	100 pounds	50 pounds	75 pounds	150 pounds	120 pounds	70 pounds	100 pounds
Governor System	Thermal switch	Tilt-up	Side-facing	None	None	None	Side-facing	Side-facing	Aeroelastic Twist	Self-limiting windings	Tilt-up	Tilt-up
Governing Wind Speed	None	33 mph	46 mph	37 mph	None	None	None	None	48 mph	None	28 mph	35 mph
Shut-down Mechanism	None	None	None	None	None	None	None	None	Dynamic brake	None	Dynamic brake	none
Tower Top Weight	11 pounds	18 pounds	24 pounds	36 pounds	23 pounds	19 pounds	35 pounds	40 pounds	13 pounds	28 pounds	29 pounds	20 pounds
Mainie Option Available?	Standard	Standard	No	No	Yes	Standard	No	No	Yes	Standard	Standard	Yes
Generator Type	PM alternator	PM DC generator	PM 3 phase alternator	PM alternator	PM alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM alternator
Cost	\$393	\$497	\$768	\$999	\$760	\$612	\$1,096	\$1,437	\$550	\$864	\$1,390	\$875
Dollars per Rated Watt	\$19.65	\$4.14	\$5.63	\$11.10	\$8.67	\$2.18	\$3.88	\$5.13	\$1.83	\$2.06	\$2.78	\$1.75
Battery Systems (voltagess)	12 or 24	12	12-36	12 or 24	12 or 24	12-36	12-48	12-48	12 or 24 or 48	12-48	12-48	12 or 24 or 48
Utility Internie Available?	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Resistance Heating?	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Water Pumping?	No	Yes	No	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No	DC
Est. Mo. Energy @ 10mph (CF)	4 kWh (3%)	11kWh (13%)	10 kWh (10%)	15 kWh (14%)	15 kWh (14%)	10 kWh (6.9%)	20 kWh (10%)	30 kWh (15%)	35 kWh (18%)	20 kWh (7%)	36 kWh (10%)	60 kWh (17%)
Est. Mo. Energy @ 12mph (CF)	5kWh (4%)	17 kWh (20%)	15 kWh (15%)	22 kWh (20%)	22 kWh (20%)	15 kWh (9%)	30 kWh (15%)	41 kWh (20%)	43 kWh (20%)	30 kWh (10%)	60 kWh (17%)	90 kWh (25%)
Warranty	3 years	2 years	3 years	1 year	1 year	3 years	3 years	3 years	3 years	3 years	2 years	2 years
Years in production (business)	30 years	24 years	30 years	20 years	20 years	30 years	30 years	30 years	13 years	30 years	9 (20) years	13 years
Routine Maintenance	Annual inspection	Annual inspection	Annual inspection	Visual inspection	Visual inspection	Annual inspection	Annual inspection	Annual inspection	None recommended	Annual inspection	Annual inspection	None recommended
Controls	Optional	Optional voltage regulator	Optional	Purchased separately	Purchased separately	Optional	Optional	Optional	Built-In regulator	Optional	Included	Built-in regulator
Notes	Non-governing model			Non-governing model	Non-governing model	Non-governing model				Non-governing model		



											
Model	Whisper 600	WT 600	Wind Baron 750	BWC 850	Whisper H900	Whisper 1000	BWC 1500	Whisper H1500	Jacobus Short	WT2500	Jacobus Long
Manufacturer	WPT	PE	WSW	BWC	WPT	WPT	BWC	WPT	LMW&S	PE	LMW&S
Rated Output	600 watts	600 watts	750 watts	850 watts	900 watts	1000 watts	1500 watts	1500 watts	1500-2400 watts	2500 watts	2400-3600 watts
Rated Wind Speed	25 mph	22 mph	30 mph	28 mph	28 mph	25 mph	28 mph	28 mph	18 mph	26 mph	24 mph
Rated Rotation Speed	1050 rpm	500 rpm	1100 rpm	520 rpm	1150 rpm	850 rpm	480 rpm	900 rpm	225 rpm	300 rpm	275 rpm
Cut-in Wind Speed	7 mph	5 to 6 mph	5 to 7 mph	8 mph	7.5 mph	7 mph	8 mph	7.5 mph	6 mph	5 to 6 mph	6 mph
Rotor Diameter	7 feet	8.4 feet	6.17 feet	8 feet	7 feet	9 feet	10 feet	9 feet	14 feet	11.1 feet	14 feet
Number of Blades	2	3	3	3	3	2	3	3	3	3	3
Blade Material	Injection molded polycarbonate	Fiberglass epoxy	Basswood	Pultruded fiberglass	Injection molded polycarbonate	Fiberglass	Pultruded fiberglass	Fiberglass	Sitka spruce	Polypropylene	Sitka spruce
Airfoil	True	True	True	Single-surface	True	True	Single-surface	True	True	True	True
Lateral Thrust	150 pounds	450 pounds	150 pounds	240 pounds	200 pounds	250 pounds	375 pounds	350 pounds	750 pounds	1124 pounds	800 pounds
Governor System	Angle	Hinged Blades	Tilt-up	Side-facing	Angle	Angle	Side-facing	Angle	Blade-activated	Flexible blades	Blade-activated
Governing Wind Speed	28 mph	22 mph	35 mph	35 mph	28 mph	27 mph	30 mph	28 mph	18 mph	27 mph	24 mph
Shut-down Mechanism	Dynamic brake	None	Dynamic brake	None	Dynamic brake	Dynamic brake	Folding tail	Dynamic brake	Folding tail	Manual caliper brake	Folding tail
Tower Top Weight	40 pounds	165 pounds	38 pounds	86 pounds	55 pounds	65 pounds	168 pounds	77 pounds	450 pounds	440 pounds	550 pounds
Manne Option Available?	Yes	No	Standard	Yes	Yes	Standard	Yes	Yes	Yes	No	Yes
Generator Type	PM alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	DC generator	PM 3 phase alternator	DC generator
Cost	\$1,190	\$3,565	\$1,995	\$2,195-\$2,375	\$1,590	\$1,990	\$4,950-\$5,395	\$2,690	\$6,000	\$6,030	\$7,000
Dollars per Rated Watt	\$1.98	\$5.94	\$2.66	\$2.58-\$2.79	\$1.77	\$1.99	\$3.30-\$3.60	\$1.79	\$2.50-\$4.00	\$2.41	\$1.94-\$2.92
Battery Systems (voltages)	12-240	12 or 24 or 48	12-48	12 or 24 or 48	12-48	12-240	12-120	24-240	24-48	24 or 48 or 120	12-200
Utility Interie Available?	No	Optional	Optional	No	No	Available	Available	Available	Yes	Optional	Yes
Resistance Heating?	No	Yes	Yes	No	No	No	Possible	No	Yes	Yes	Yes
Water Pumping?	DC	DC	DC	No	No	No	AC	No	DC	DC	DC
Est. Mo. Energy @ 10mph (CF)	60 kWh (17%)	62 kWh (14%)	70 kWh (13%)	80 kWh (13%)	65 kWh (10%)	105 kWh (14%)	125 kWh (12%)	108 kWh (10%)	250 kWh (18%)	231 kWh (13%)	340 kWh (16%)
Est. Mo. Energy @ 12mph (CF)	90 kWh (25%)	124 kWh (28%)	108 kWh (20%)	122 kWh (20%)	109 kWh (17%)	161 kWh (22%)	220 kWh (20%)	181 kWh (17%)	440 kWh (30%)	351 kWh (19%)	520 kWh (24%)
Warranty	2 years	2 years	1 year	2 years	2 years	2 years	2 years	2 years	2 years	2 years	2 years
Years in production (business)	13 years	6 (16) years	7 (20) years	19 years	9 (20) years	9 (20) years	19 years	9 (20) years	18 years	6 (16) years	18 years
Routine Maintenance	None recommended	Annual inspection	Visual inspection	Visual inspection	Annual inspection	Annual inspection	Visual inspection	Annual inspection	Tower top inspect & grease	Annual inspection	Tower top inspect & grease
Controls	Built-in regulator	Controls not included	Included	Included	Included	Included	Included	Included	Purchased separately	Controls not included	Purchased separately
Notes		Downwind				HV/LV option available		HV/LV option available	Remanufactured unit	Downwind	Remanufactured unit



Model	Whisper 3000	Whisper H4500	WT6000	BWC Excel	Jacobs 29-20
Manufacturer	WPT	WPT	PE	BWC	WTIC
Rated Output	3000 watts	4500 watts	6000 watts	10000 watts	20000 watts
Rated Wind Speed	25 mph	28 mph	22 mph	27 mph	25.5 mph
Rated Rotation Speed	500 rpm	550 rpm	200 rpm	350 rpm	175 rpm
Cut-in Wind Speed	7 mph	7.5 mph	5 to 6 mph	7 mph	8 mph
Rotor Diameter	14.8 feet	14.8 feet	18 feet	23 feet	29 feet
Number of Blades	2	3	3	3	3
Blade Material	Fiberglass	Fiberglass	Wood	Pultruded fiberglass	Sitka spruce
Airfoil	True	True	True	Single-surface	True
Lateral Thrust	700 pounds	1000 pounds	2248 pounds	2000 pounds	2500 pounds
Governor System	Angle	Angle	Hinged Blades	Side-facing	Blade activated & Side-facing
Governing Wind Speed	27 mph	28 mph	22 mph	33 mph	25.5 mph
Shut-down Mechanism	Dynamic brake	Dynamic brake	Manual caliper brake	Folding tail	Mechanical disc brake
Tower Top Weight	155 pounds	180 pounds	948 pounds	1020 pounds	2300 pounds
Marine Option Available?	Yes	Yes	No	Yes	Standard
Generator Type	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	PM 3 phase alternator	Brushless 3 ph. alternator
Cost	\$4,590-\$5,890	\$5,790-\$7,490	\$13,860	\$17,950-\$20,475	\$18,750
Dollars per Rated Watt	\$1.53-\$1.96	\$1.29-\$1.66	\$2.31	\$1.80-\$2.05	\$0.94
Battery Systems (voltages)	24-240	24-240	48 or 120 or 240	48 or 120	120
Utility Inter tie Available?	Yes	Yes	Optional	Yes	Yes
Resistance Heating?	No	No	Yes	Possible	No
Water Pumping?	No	No	DC	AC	No
Est. Mo. Energy @ 10mph (CF)	316 kWh (15%)	325 kWh (10%)	618 kWh (14%)	925 kWh (13%)	1644 kWh (11%)
Est. Mo. Energy @ 12mph (CF)	507 kWh (23%)	543 kWh (17%)	931 kWh (21%)	1425 kWh (20%)	2691 kWh (18%)
Warranty	2 years	2 years	2 years	2 years	1 year
Years in production (business)	9 (20) years	9 (20) years	6 (16) years	19 years	11 years
Routine Maintenance	Annual inspection	Annual inspection	Annual inspection	Visual inspection	Annual grease & oil change
Controls	Included	Included	Controls not included	Included	Controller included
Notes	HV/LV option available	HV/LV option available	Downwind		Gear box (not direct drive)

M. Sagrillo. Apples & Oranges. Home Power No.65 Juin/Juillet 1998.

ANNEXE II - Chaînes de conversion pour éolienne de faible puissance raccordée sur batterie. Dimensionnement et comparatif de coût

a) Notations :

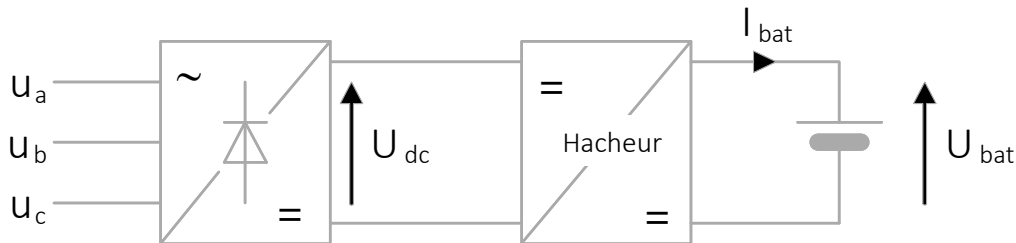


FIGURE II-1: STRUCTURE ET NOTATIONS

b) Hypothèses :

- Les pertes de puissance dans la chaîne de conversion sont négligeables par rapport à la puissance électrique prélevée sur l'aérogénérateur. La puissance électrique fournie à la batterie pourra donc s'identifier à la puissance générée par la turbine.
- La chaîne est supposée fonctionner sur sa courbe de puissance électrique optimale sur toute la plage de variation de vent, c.-à-d. avec une vitesse de rotation proportionnelle à la vitesse du vent, et une puissance électrique évoluant au cube de cette même vitesse :

$$U_{dc} = K \cdot V_v$$

$$P_{bat} = U_{bat} \cdot I_{bat} = K' \cdot V_v^3$$

- Le facteur de surdimensionnement "silicium" d'un interrupteur représente une image simplifiée du "coût silicium" de l'interrupteur, il est donné par le rapport entre la "puissance dimensionnant" de l'interrupteur et la puissance "maximale utile" en sortie de convertisseur. La puissance dimensionnante est donnée par le produit de la tension maximale aux bornes de l'interrupteur par le courant maximal qui le traverse, soit :

$$F_d = U_T^{max} \cdot I_T^{max} / P_{bat}^{max\ utile}$$

L'idéal est d'avoir F_d proche de l'unité, c.-à-d aucun surdimensionnement "silicium" à puissance maximale utile donnée.

- Le critère dimensionnement de l'inductance de lissage du hacheur est donné par le produit $A_e \cdot S_b$, A_e est la section équivalente du noyau magnétique (là où passe la totalité du flux) et S_b est la section de bobinage. La formulation de ce produit $A_e \cdot S_b$ conduit à écrire :

$$\Phi_{max} = L \cdot I_{max}$$

Ou encore :

$$A_e \cdot N \cdot B_{max} = L \cdot I_{max}$$

$$S_b = K_f \cdot N \cdot I_{eff} / J$$

D'où l'on tire :

$$A_e \cdot S_b = \frac{K_f}{J \cdot B_{max}} \cdot L \cdot I_{eff} \cdot I_{max}$$

Avec :

- K_f , facteur de foisonnement du bobinage ;
- N , nombre de spires ;
- B_{max} , champ max admissible dans le noyau ;
- J , densité de courant admissible dans le bobinage ;
- L , inductance ;
- I_{max} et I_{eff} les courants relatifs à l'inductance.

Dans la suite, la quantité " $L \cdot I_{eff} \cdot I_{max}$ " sera désignée par $A_e S_b$ normalisé (en Joules), il s'agit bien en effet de la grandeur dimensionnante.

Par ailleurs, la valeur de l'inductance est calculée de façon à ce que l'ondulation du courant crête "relative" dans le transistor soit inférieure à k_i (typiquement 10%), soit :

$$\frac{\delta i_T}{i_T^{max}} < k_i$$

c) Hacheur dévolteur

- Relation de base :

$$U_{dc} \cdot \alpha = U_{bat}$$

Soit :

$$K \cdot V_v \cdot \alpha = U_{bat}$$

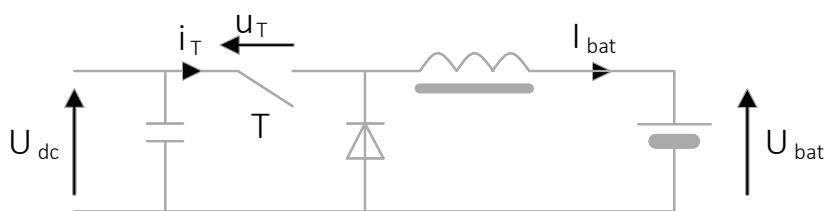


Figure 2 Schéma du hacheur dévolteur

- Plage de fonctionnement : elle est déduite des butées de rapport cyclique, α_{min} et α_{max} , pour une tension batterie donnée, soit :

$$K \cdot V_v > \frac{U_{bat}}{\alpha_{max}}$$

$$K \cdot V_v < \frac{U_{bat}}{\alpha_{min}}$$

D'où

$$\frac{U_{bat}}{K \cdot \alpha_{max}} < V_v < \frac{U_{bat}}{K \cdot \alpha_{min}}$$

- Facteur de surdimensionnement "silicium" :

$$U_T^{max} = U_{dc}^{max} = K \cdot V_v^{max}$$

$$I_T^{max} = I_{bat}^{max}$$

Avec :

$$I_{bat}^{max} = \frac{K' \cdot (V_v^{max})^3}{U_{bat}}$$

D'où :

$$F_d = \frac{K \cdot K' \cdot (V_v^{max})^4}{U_{bat} \cdot K' \cdot (V_v^{max})^3}$$

$$F_d = \frac{K \cdot V_v^{max}}{U_{bat}} \approx \frac{1}{\alpha_{min}}$$

Ce calcul est valable pour le transistor et la diode, soit :

$$F_d^{total} = \frac{2}{\alpha_{min}}$$

- Dimensionnement de l'inductance :

Pour $I_T = I_T^{max}$, $\alpha = \alpha_{min}$

Et l'ondulation de courant dans l'inductance est donnée par :

$$\delta i \approx K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot L \cdot F_{dec})$$

D'où :

$$\frac{\delta i}{I_{max}^T} \approx K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot I_{max}^T)$$

$$\frac{\delta i}{I_{max}^T} \approx K^2 \cdot \alpha_{min}^2 \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

Puisque le critère consiste à prendre $\frac{\delta i_T}{i_T^{max}} < k_i$

Il vient :

$$L > K^2 \cdot \alpha_{min}^2 \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

D'où :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > (I_{bat}^{max})^2 \cdot K^2 \cdot \alpha_{min}^2 \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > K' \cdot (V_v^{max})^3 \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec})$$

Remarque : il reste aussi à vérifier que cette valeur d'inductance permette une conduction continue sur la plage de fonctionnement.

d) Hacheur survolteur

- Relation de base :

$$U_{bat} \cdot (1 - \alpha) = U_{dc}$$

Soit :

$$K \cdot V_v = U_{bat} \cdot (1 - \alpha)$$

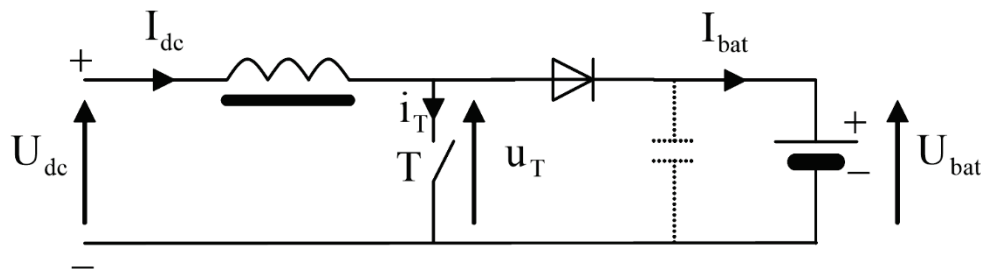


Figure 3 Schéma de hacheur survolteur

- Plage de fonctionnement : elle est déduite des butées de rapport cyclique, α_{min} et α_{max} , pour une tension batterie donnée, soit :

$$K \cdot V_v > U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{max})$$

$$K \cdot V_v < U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{min})$$

D'où

$$U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{max}) / K < V_v < U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{min}) / K$$

- Facteur de surdimensionnement "silicium":

$$U_T^{max} = U_{bat} \approx K \cdot V_v^{max} / (1 - \alpha_{min})$$

$$I_T^{max} = I_{dc}^{max}$$

Avec :

$$I_{dc}^{max} = K' \cdot (V_v^{max})^2 / K$$

On retrouve le résultat classique :

$$F_d = 1 / (1 - \alpha_{min})$$

Ce calcul est valable pour le transistor et la diode, soit :

$$F_d^{total} \approx 2 / (1 - \alpha_{min})$$

- Dimensionnement de l'inductance :

Pour $I_T = I_T^{max}$, $\alpha = \alpha_{min}$

Et l'ondulation de courant dans l'inductance est donnée par :

$$\delta i \approx K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot L \cdot F_{dec})$$

D'où :

$$\frac{\delta i}{I_{max}^T} \approx K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min}) / (2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot I_{max}^T)$$

$$\frac{\delta i}{I_{max}^T} \approx K^2 \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

Puisque le critère consiste à prendre $\frac{\delta i_T}{i_T^{max}} < k_i$

Il vient :

$$L > K^2 \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

D'où :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > (I_{bat}^{max})^2 \cdot K^2 \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > K' \cdot (V_v^{max})^3 \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec})$$

Remarque 1 : il reste aussi à vérifier que cette valeur d'inductance permette une conduction continue sur la plage de fonctionnement.

Remarque 2 : le rapport des quantités "A_e.S_b" entre le hacheur survolteur et le hacheur dévolteur est simplement égal à α_{min} sans compter que les selfs cycliques synchrones de l'aérogénérateur participent au filtrage du courant I_{dc}. Il est donc possible que ces selfs soient de valeur nettement supérieure à la self de lissage précédemment calculée, ce qui la rendrait du même coup inutile. Auquel cas, la supériorité du hacheur survolteur par rapport au dévolteur est encore plus nette.

e) Hacheur dévolteur – survolteur (inverseur)

- Relation de base :

$$U_{bat} \cdot (1 - \alpha) = \alpha \cdot U_{dc}$$

Soit :

$$K \cdot V_v = U_{bat} \cdot \frac{1 - \alpha}{\alpha}$$

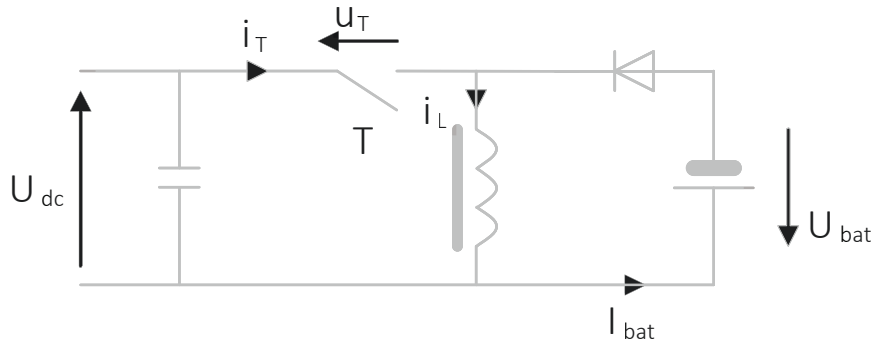


Figure 4 Schéma de hacheur inverseur dévolteur – survolteur

- Plage de fonctionnement : elle est déduite des butées de rapport cyclique, α_{min} et α_{max} , pour une tension batterie donnée, soit :

$$K \cdot V_v > U_{bat} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{max}} - 1 \right)$$

$$K \cdot V_v < U_{bat} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{min}} - 1 \right)$$

D'où

$$U_{bat} \cdot \frac{\frac{1}{\alpha_{max}} - 1}{K} < V_v < U_{bat} \cdot \frac{\frac{1}{\alpha_{min}} - 1}{K}$$

Le hacheur sera survolteur à faible vent ($\alpha < 1/2$) et dévolteur à fort vent ($\alpha > 1/2$).

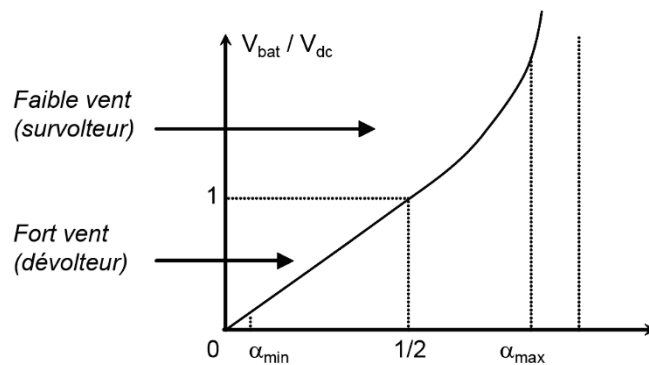


Figure 5 : Rapports des tensions en fonction du rapport cyclique

- Facteur de surdimensionnement "silicium":

$$U_T^{max} = U_{dc}^{max} + U_{bat} \approx K \cdot V_v^{max} \cdot (1 + \beta)$$

Avec :

$$\beta = U_{bat} / (K \cdot V_v^{max})$$

Par ailleurs nous pouvons écrire que :

$$I_T^{max} = I_L = I_T / \alpha_{min}$$

Or :

$$I_T = \frac{P_{max}}{U_{dc}} = K' \cdot \frac{(V_v^{max})^2}{K}$$

D'où :

$$I_T^{max} = K' \cdot (V_v^{max})^2 / (K \cdot \alpha_{min})$$

Puisque :

$$F_d = U_T^{max} \cdot I_T^{max} / P_{max}$$

Le calcul donne :

$$F_d = (1 + \beta) / \alpha_{min}$$

Sachant aussi que :

$$(1 + \beta) = 1 / (1 - \alpha_{min})$$

Alors :

$$F_d = 1 / (\alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min}))$$

Ce calcul est valable pour le transistor et la diode, soit :

$$F_d^{total} \approx \frac{2}{\alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min})}$$

- Dimensionnement de l'inductance :

Pour $I_T = I_T^{max}$, $\alpha = \alpha_{min}$

Et l'ondulation de courant dans l'inductance est donnée par :

$$\delta i \approx K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot L \cdot F_{dec})$$

D'où :

$$\frac{\delta i}{I_{max}^T} \approx K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} / (2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot I_{max}^T)$$

Avec

$$I_{max}^T \approx K' \cdot (V_v^{max})^2 / (K \cdot \alpha_{min})$$

Puisque le critère consiste à prendre $\frac{\delta i_T}{i_T^{max}} < k_i$

Il vient :

$$L > K^2 \cdot \alpha_{min}^2 / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

D'où :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > (I_L)^2 \cdot K^2 \cdot \alpha_{min}^2 / (2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max})$$

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > K' \cdot (V_v^{max})^3 \cdot \frac{1}{(2 \cdot k_i \cdot F_{dec})}$$

Remarque : on voit donc que ce dimensionnement est, de loin, le plus contraignant des trois structures.

Le tableau ci-dessous récapitule les contraintes de dimensionnement précédemment calculé

Type Hacheur	Buck	Boost	Buck-Boost
Intervalle V_v	$\left[\frac{U_{bat}}{K \cdot \alpha_{max}} ; \frac{U_{bat}}{K \cdot \alpha_{min}} \right]$	$\left[U_{bat} \cdot \frac{1 - \alpha_{max}}{K} ; U_{bat} \cdot \frac{1 - \alpha_{min}}{K} \right]$	$\left[U_{bat} \cdot \frac{\frac{1}{\alpha_{max}} - 1}{K} ; U_{bat} \cdot \frac{\frac{1}{\alpha_{min}} - 1}{K} \right]$
$F_d^{total} \approx$	$\frac{2}{\alpha_{min}}$	$\frac{2}{1 - \alpha_{min}}$	$\frac{2}{\alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min})}$
$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} >$	$K' \cdot (V_v^{max})^3 \cdot \frac{1 - \alpha_{min}}{2 \cdot k_i \cdot F_{dec}}$	$K' \cdot (V_v^{max})^3 \cdot \frac{\alpha_{min}}{2 \cdot k_i \cdot F_{dec}}$	$K' \cdot (V_v^{max})^3 \cdot \frac{1}{2 \cdot k_i \cdot F_{dec}}$

Après avoir passé en revue les trois structures de base sous un angle théorique, voici une rapide synthèse quantifiée.

Synthèse comparative

A titre d'exemple, Nous prendrons les valeurs numériques suivantes : Plage de fonctionnement nominale : au moins une vitesse du vent $V_v^{min}=3\text{m/s}$, et au plus $V_v^{max}=15\text{m/s}$, $U_{dc}^{max}=180\text{V}$ à $P_{max}=600\text{W}$, soit : $K=12$; $K'=0,178$. $\alpha_{max}(\text{butée})=0,95$; $\alpha_{max}(\text{régulation à faible vent})=0,85$; $\alpha_{min}(\text{butée})=0,05$; $\alpha_{min}(\text{régulation à fort vent})=0,15$; $F_{dec}=10\text{ kHz}$

Pour le hacheur dévolteur, la tension batterie doit être suffisamment basse de façon à démarrer le fonctionnement à faible vent sans solliciter la butée maximale, et inversement, elle doit être suffisamment élevée pour permettre un fonctionnement à fort vent sans tomber dans la butée minimale. Il y a donc un compromis à faire : pour les sites peu ventés mais à fort gisement, il faudra plutôt privilégier une tension batterie basse, et l'inverse pour les sites fortement ventés. Le surdimensionnement silicium et le dimensionnement de la self sera d'autant meilleur que la tension batterie sera élevée, donc pour le fonctionnement optimisé uniquement à fort vent et donc à faible plage de fonctionnement.

Pour $V_{bat}=24\text{ V}$, on obtient :

- $V_v^{\min}=2,35$ m/s (ok)
- $V_v^{\max}=13,4$ m/s (hors cahier des charges)
- $F_d=13,4$
- $A_e.S_b$ normalisé=0,182

Pour $V_{bat}=36$ V, on obtient :

- $V_v^{\min}=3,52$ m/s (hors cahier des charges)
- V_v^{\max} (théorique)=20 m/s (ok) En se limitant en pratique à 15m/s :
- $F_d=10$
- $A_e.S_b$ normalisé=0,24

On note ici la difficulté d'optimiser la tension batterie et le très mauvais F_d , l'avantage est de pouvoir utiliser une tension batterie normalisée de faible valeur (12V, 24V).

En hacheur survolteur, en calculant la tension batterie pour satisfaire le fonctionnement à vent max on obtient : $V_{bat}=215$ V pour α_{\min} (régulation à fort vent)=0,15.

Dans ces conditions, pour α_{\max} (régulation à faible vent)=0,85 le vent min est de 2,6ms ce qui est dans le cahier des charges. La plage est donc respectée ici mais le compromis est, sur le fond, le même que pour le hacheur dévolteur : une tension batterie élevée permettra un fonctionnement à fort vent mais sera pénalisante à faible vent.

De même :

- $F_d=2,35$
- $A_e.S_b$ normalisé=0,045

La supériorité du hacheur survolteur se situe incontestablement au niveau du très bon " F_d " et du " $A_e.S_b$ " 5 fois plus faible qu'en hacheur dévolteur.

Enfin, en hacheur dévolteur survolteur inverseur, en calculant la tension batterie pour satisfaire le fonctionnement à vent maximal on obtient : $V_{bat}=30$ V pour α_{\min} (régulation à fort vent)=0,15.

Dans ces conditions, pour α_{\max} (régulation à faible vent)=0,85 le vent minimal est de 0,44m/s seulement ce qui est bien sûr dans le cahier des charges.

De même :

- $F_d=7,8$
- $A_e.S_b$ normalisé=0,3

La plage de fonctionnement est donc très largement majorée par rapport aux deux structures précédentes, en particulier à faible vent, c'est à nos yeux le seul point fort de la structure dévolteur survolteur. De ce point de vue, ce type de hacheur combine l'avantage de l'effet dévolteur (tension batterie basse et donc sécurisée) avec l'avantage de l'effet survolteur (fonctionnement à faible vent). Toutefois, le prix à payer se situe au niveau d'un fort " F_d " et un " $A_e.S_b$ " médiane, ce qui pénalise un peu l'intérêt global de cette structure.

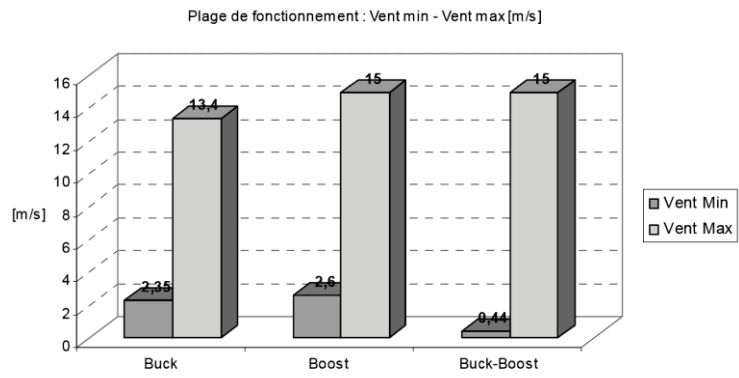


Figure 6 : Plage de fonctionnement V_V^{\min} , V_V^{\max}

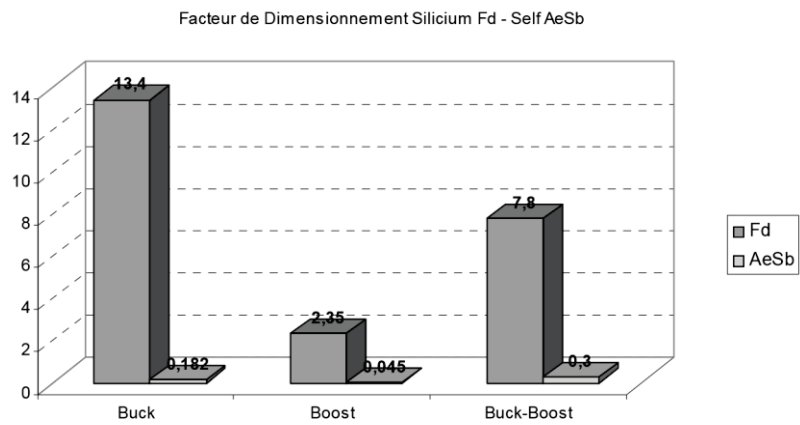
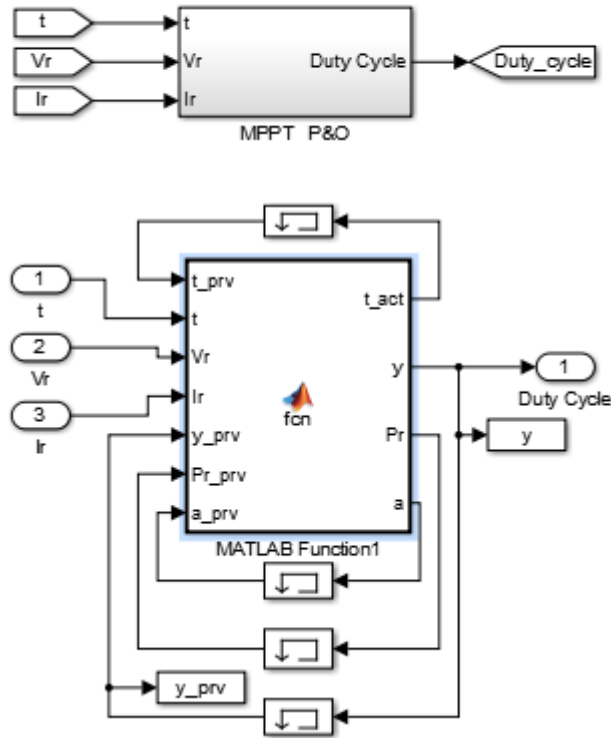


Figure 7 : Facteur de dimensionnement en silicium F_d , de la self $A_e.S_b$

ANNEXE III - Script des différents programmes MPPT sur SIMULINK

a) Script du programme de l'algorithme P&O (Perturb and Observe)



Le bloc MATLAB_Function1

```
function [t_act,y,Pr,a] = fcn(t_prv,t,Vr,Ir,y_prv,Pr_prv,a_prv)
y_step=0.05;           %Pas du rapport cyclique
Pr_now=Vr*Ir;         %Puissance actuelle
diff=Pr_now-Pr_prv;   %Différence entre la puissance actuelle et
précédente
tolerance=Pr_prv/100; %Valeur de diff au dessous de laquelle il n'y
aura pas de changement de signe du rapport cyclique
y=y_prv;
a=a_prv;

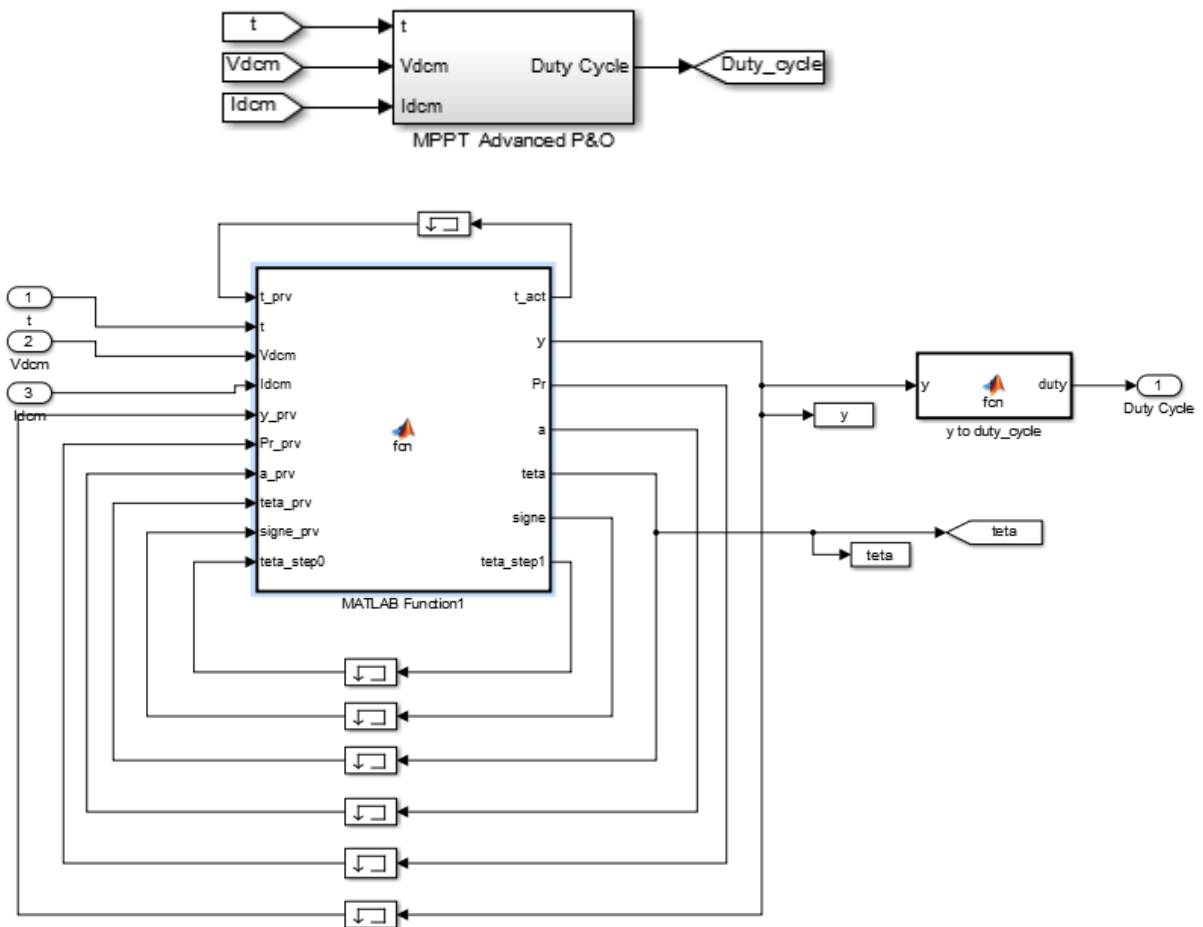
if (t<2)
    y=0;
    a=0;
    t_act=t;
    Pr=Pr_now;
elseif (t<10)
    y=y_prv; a=0; t_act=t_prv;Pr=Pr_prv;
    if(Pr_now<3000)
        if(a_prv==0)
            y=y_prv+y_step; a=1;    t_act=t; Pr=Vr*Ir;
        elseif (a_prv==1)
            if (t-t_prv)<0.5
                y=y_prv;    a=1;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
            else
```

```

        y=y_prv;    a=2;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
    end
elseif (a_prv==2)
    if (diff>tolerance)
        y=y_prv+y_step; a=1;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
    elseif (diff<-tolerance)
        y=y_prv-y_step; a=3;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
    end
elseif (a_prv==3)
    if (t-t_prv)<0.5
        y=y_prv;    a=3;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
    else
        y=y_prv;    a=4;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
    end
elseif (a_prv==4)
    if (diff>tolerance)
        y=y_prv-y_step; a=3;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
    elseif (diff<-tolerance)
        y=y_prv+y_step; a=1;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
    end
end
else
    y=y_prv;    a=a_prv;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
end
else
    y=y_prv; a=0; t_act=t_prv;Pr=Pr_prv;
    if(Pr_now<3000)
        if(a_prv==0)
            y=y_prv+y_step; a=1;    t_act=t; Pr=Vr*Ir;
        elseif (a_prv==1)
            if (t-t_prv)<0.5
                y=y_prv;    a=1;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
            else
                y=y_prv;    a=2;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
            end
        elseif (a_prv==2)
            if (diff>tolerance)
                y=y_prv+y_step; a=1;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
            elseif (diff<-tolerance)
                y=y_prv-y_step; a=3;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
            end
        elseif (a_prv==3)
            if (t-t_prv)<0.5
                y=y_prv;    a=3;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
            else
                y=y_prv;    a=4;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
            end
        elseif (a_prv==4)
            if (diff>tolerance)
                y=y_prv-y_step; a=3;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
            elseif (diff<-tolerance)
                y=y_prv+y_step; a=1;    t_act=t;    Pr=Vr*Ir;
            end
        end
    end
else
    y=y_prv;    a=a_prv;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
end
end
end

```

b) Script du programme de l'algorithme de dressage (Advanced P&O)



Le bloc Matlab_Function 1

```
function [t_act,y,Pr,a,teta,signe,teta_step1] =
fcn(t_prv,t,Vdcm,Idcm,y_prv,Pr_prv,a_prv,teta_prv,signe_prv,teta_step0)
teta_step=10; %valeur en degré du pas de l'angle teta
delta_teta=2; %Valeur limite du pas de l'angle teta
Pr_now=Vdcm*Idcm; %Puissance actuelle mesurée
diff=Pr_now-Pr_prv; %Différence entre la puissance actuelle et
précédente
tolerance=Pr_prv/1000;
Rl=60; %25*18/pi^2;
tempo=0.5;
VIN=10/290^2;

y=y_prv; a=a_prv; t_act=t_prv;Pr=Pr_prv; teta=teta_prv; signe=signe_prv;
teta_step1=teta_step0;

if (t<2)
    y=0;
    a=0;
    t_act=t;
    Pr=Pr_now;
```

```

teta=0;
elseif (t<10)

%Etape d'initialisation
if(a_prv==0)
    signe=[0;0];
    teta_step1=teta_step;
    y=y_prv; a=10; t_act=t_prv;Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;

    %Mesure
    Pr=Pr_now;
    k0=Idcm/Vdcm^2;
    teta0=atand(k0/VIn);
    %Changement de consigne
    tetal=teta0+teta_step0;
    teta=tetal;

%Etape de Mesure
elseif (a_prv==10)
    tetal=teta_prv+teta_step0;
    %Sortie "nouvelle teta"
    y=y_prv; a=11; t_act=t_prv;Pr=Pr_now; teta=tetal;

elseif (a_prv==11)
    %Action
    k1=(10/290^2)*tand(teta_prv);
    Vdc1=sqrt(Idcm/k1);
    Rdc1=Vdc1/Idcm;
    d=1/(1+sqrt(Rdc1/Rl));
    %Sortie "nouveau y"
    y=(d*2)-1; a=12; t_act=t; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;

elseif(a_prv==12)
    %Verifier teta actuelle
    km=Idcm/Vdcm^2;
    tetam=atand(km/10*290^2);
    if(abs(tetam-teta_prv)>delta_teta)
        %Sortie "répétition d'étape 11"
        y=y_prv; a=11; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
    else
        %Sortie "étape 120 tempo 0.5s"
        y=y_prv; a=120; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
    end

elseif (a_prv==120) %Temporisation
    if (t-t_prv)<tempo
        y=y_prv; a=120; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv;
teta=teta_prv;
    else
        y=y_prv; a=13; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv;
teta=teta_prv;
    end

elseif (a_prv==13)
    %Vérification de Delta P
    % signe=circshift(signe,1);

```

```

%       signe(1)=sign(diff);
%       S=sum(signe);
%       if (S>=0)
%           %Sortie " passage étape 10"
%           y=y_prv; a=10; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
%       elseif (S<0)
%           %Sortie " passage étape 20"
%           y=y_prv; a=20; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
%       end

    if (diff>tolerence)
        %Sortie " passage étape 10"
        y=y_prv; a=10; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
    elseif (diff<-tolerence)
        %Sortie " passage étape 20"
        y=y_prv; a=14; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
    end

elseif (a_prv==14)
    teta_step1=teta_step0/2;
    y=y_prv; a=20; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;

%-----
%*****                               *****
%-----

elseif (a_prv==20)

    tetal=teta_prv-teta_step0;
    %Sortie "affectation de nouvelle teta"
    y=y_prv; a=21; t_act=t_prv;Pr=Pr_now; teta=tetal;

elseif (a_prv==21)
    %Action
    k1=(10/290^2)*tand(teta_prv);
    Vdc1=sqrt(Idcm/k1);
    Rdc1=Vdc1/Idcm;
    d=1/(1+sqrt(Rdc1/Rl));
    %Sortie "Affectation nouveau y"
    y=(d*2)-1; a=22; t_act=t; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;

elseif(a_prv==22)
    %Verifier teta actuelle
    km=Idcm/Vdcm^2;
    tetam=atand(km/10*290^2);
    if(abs(tetam-teta_prv)>delta_teta)
        %Sortie "répétition d'étape 21"
        y=y_prv; a=21; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
    else
        %Sortie "étape 23 tempo 0.5 seconde"
        y=y_prv; a=220; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
    end

elseif (a_prv==220) %Temporisation
    if (t-t_prv)<tempo
        y=y_prv; a=220; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv;
teta=teta_prv;

```



```

        else
            y=y_prv;    a=23;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv;
teta=teta_prv;
        end

        elseif (a_prv==23)
            %Vérification de Delta P
            %    signe=circshift(signe,1);
            %    signe(1)=sign(diff);
            %    S=sum(signe);
            %    if (S>=0)
            %        %Sortie " passage étape 10"
            %        y=y_prv; a=20; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
            %    elseif (S<0)
            %        %Sortie " passage étape 20"
            %        y=y_prv; a=10; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
            %    end

            if (diff>tolerance)
                %Sortie " passage étape 10"
                y=y_prv; a=20; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
            elseif (diff<-tolerance)
                %Sortie " passage étape 20"
                y=y_prv; a=10; t_act=t_prv; Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;
            end

        end
    else
        y=y_prv;    a=a_prv;    t_act=t_prv;    Pr=Pr_prv; teta=teta_prv;

    end
end
end

```

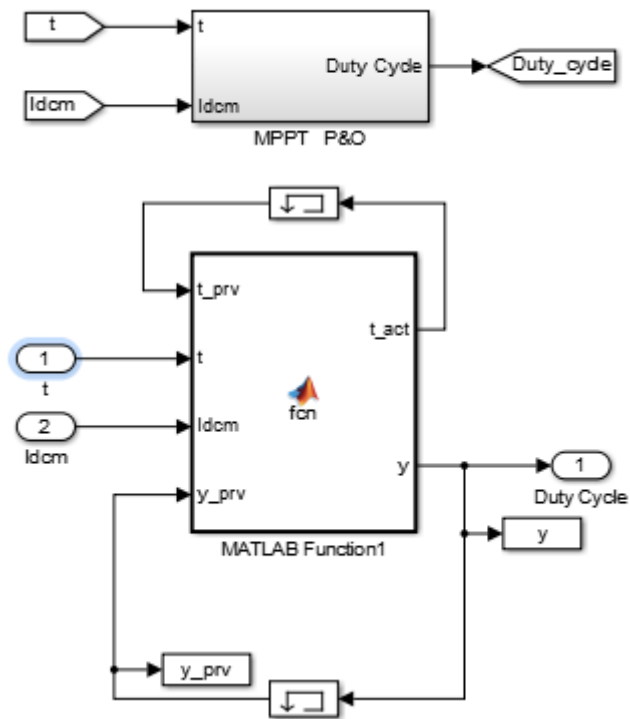
Le bloc y_to_dutycycle

```

function duty = fcn(y)
duty=(y+1)/2;
end

```

c) Script du programme de l'algorithme Routine (ORB control)



Le bloc MATLAB_Function1

```
function [t_act,y] = fcn(t_prv,t,ldcm,y_prv)
Rl=25*18/pi^2;
Kopt=2.2926e-4;
if (t<2)
    y=0;
    a=0;
    t_act=0;
else
    if (t-t_prv)<0.1
        y=y_prv;    a=0;    t_act=t_prv;
    else
        Vdc1=sqrt(ldcm/Kopt);
        Rdc1=Vdc1/ldcm;
        d=1/(1+sqrt(Rdc1/Rl));
        y=(d*2)-1;  t_act=t; a=0;
    end
end
end
end
```