



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Amar Telidji- Laghouat

FACULTE : Technologie

DEPARTEMENT : Electrotechnique

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Med Belkacem CHOUCHA

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Electromécanique

OPTION : Electromécanique

Thème

**Etude et Contrôle d'une Eolienne
à base d'une Machine Synchrones à
Aimants Permanents.**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	qualité
HADJADJ Chafik	Prof	Président
BOUCHIBA OUMELKHEIR	M.A.A	Examineur
CHAIB Lakhdar	M.C.B	Rapporteur
CHOUCHA Abdelghani	Prof	Co-Rapporteur

Promotion : 2019-2020

ملخص

يمثل تطوير عنفات الرياح استثمارًا كبيرًا في المجال الصناعي. ومع ذلك، تعمل أحدث أجيال عنفات الرياح بسرعات متغيرة بدون مضاعف سرعة، مما يزيد من كفاءة الطاقة ويقلل الأحمال الميكانيكية ويحسن جودة الطاقة الكهربائية المنتجة. وبالتالي، من الممكن تعديل سرعة دوران التوربين، مما يجعل من الممكن تعظيم القدرة المستخرجة عند كل سرعة رياح. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو دراسة تقنيات التحكم الحديثة والفعالة المطبقة على عنفات الرياح المتغيرة السرعة القائمة على مولدة تزامنية ذات مغناطيس دائم (GSAP). للقيام بذلك، تم إعطاء الفكرة العامة لطاقة الرياح، التي تتكون من تعريفات مكونات الأجزاء المختلفة التي تشكل عنفات الرياح، أولاً، وثانيًا، نمذجة النظام الحركي والكهربائي (الرياح والعنفات) أيضًا ببقية العناصر التي تشكل نظام الرياح. ثانيًا، سنقدم اقتراحًا وشرحًا شاملاً لنظام التنظيم تناسبى + تكاملي + تفاضلي (PID) و تناسبى + تكاملي + تفاضلي الكسري (FOPID) و للسماح لنا بتحديد المعلمات للتحكم، وأخيرًا سنقدم تطبيق خوارزمية الخفاش (Bat algorithm) لتحسين معلمات وحدة التحكم المقترحة في النهاية تعظيم الطاقة لنظام الرياح المدروس مع تفسير نتائج المحاكاة.

الكلمات المفتاحية: عنفاتالرياح، GSAP، PID، FOPID، التحسين، خوارزمية الخفاش

Résumé

Le développement des éoliennes représente un grand investissement dans le domaine industriel. Cependant, les dernières générations d'éoliennes fonctionnent à une vitesse variable sans multiplicateur de vitesse, ce qui permet d'augmenter le rendement énergétique, baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite. Il est ainsi possible de modifier la vitesse de rotation de la turbine, permettant alors de maximiser la puissance extraite à chaque vitesse de vent. L'objectif principal de ce travail est d'étudier les techniques de commande modernes et efficaces appliqués aux éoliennes à vitesse variable à base de GSAP. Pour se faire, la notion générale sur les énergies éoliennes, qui se compose de définitions des composants des différentes parties qui composent les éoliennes a été donnée au premier lieu, en second lieu la modélisation du système cinétique et électrique (vent et turbine) aussi sur le reste des éléments constituant le système éolien, en deuxième lieu, on donnera une proposition et l'explication exhaustive du système de régulation qui se compose de proportionnel - intégrateur - dérivateur (PID) et PID fractionner (FOPID) (fractionnel order proportional - integrator-derivative) pour nous permettre de définir les paramètres à contrôler, en dernier lieu nous présenterons l'application de l'algorithme chauve-souris (Bat algorithm) pour optimiser les paramètres du contrôleur proposé en fin La maximisation de puissance du système éolien étudié avec l'interprétation des résultats de simulation.

Mots clés: Eolienne, GSAP, Turbine, PID, FOPID, optimisation, bat algorithm

Dédicaces

Je Dédie ce modeste travail :

Aux personnes les plus chers de ma vie, ma mère et mon père pour le dévouement tout ou long de mes études, sachant que je ne les remercierais jamais assez.

A ma chère sœur Fatima Zohra, mes frères Mohammed et Abdelaziz sans oublier mes oncles DADI, Nouredine, Tarik et Boubakeur ainsi que mes tantes.

A tous mes amis que j'ai rencontrés tout au long de ma vie.

Une dédicace particulière est offerte à mes grand mères Khedidja et Rabioui ont contribué à mon éducation.

A la mémoire de mes grands parents Abdelaziz et Belkacem que dieu leur accorde sa miséricorde.

Remerciements

Je remercie dieu tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il m'a accordé durant toutes ces longues années d'études qui m'ont permis d'arriver là où je suis.

*Je tiens à remercier mes encadreurs **Mrs Dr CHAIB Lakhdar et Pr CHOUCHA Abdelghani** pour l'aide précieuse qu'ils m'ont apporté, pour leurs patientes et leurs encouragements.*

*Mes remerciements vont également **Mrs Pr HADJADJ. Chafik** d'avoir accepté de présider ma soutenance et **Mme BOUCHIBA Oumelkheir** pour juger ce travail.*

*Je tiens à remercier aussi **Mrs NOUAR Allal, et LAHDEB Mohamed** pour les facilités qui m'ont offert pour arriver à bout de ce travail sans oublier tous les enseignants du département d'électrotechnique.*

*Enfin, je tiens à exprimer toute ma reconnaissance et ma gratitude à Toutes les personnes qui m'ont aidé et encouragé dans les moments pénibles et qui m'ont donnée la force et la volonté de continuer et réaliser ce travail sans oublier mes amis. **Morseli.I, Lahdeb.A, Benali.S, Abedlbaki.S, Benbey.I, Begag.M, Kazouai.A, Soufari.A, Djamet.H,** et tout mes collègues du département électromécanique*

.

Liste des figures

Figure 1.1	Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)	04
Figure 1.2	composition d'une éolienne	05
Figure 1.3	turbine a axe horizontal	06
Figure 1.4	turbine a axe vertical	08
Figure 1.5	principe de fonctionnement	09
Figure 1.6	les pales	10
Figure 1.7	msap	12
Figure 1.8	Transformation triphasée- diphasée	13
Figure 2.1	un tube de courant	18
Figure 2.2	Efforts sur un élément d'une pale	23
Figure 2.3	Evolution des coefficients de portance C_L et de trainée C_D	24
Figure 2.4	classification des convertisseurs statiques pour entrainements électriques	25
Figure 2.5	La chaîne de conversion d'énergie éolienne	26
Figure 2.6	Système éolien conventionnel	28
Figure 2.7	Système éolien à redresseur à diodes et hacheur dévolteur	29
Figure 2.8	Système éolienglobale	29
Figure 2.9	Algorithme de commande	30
Figure 2.10	courbe de puissance d'une éolienne pour différents vitesses de vent	31
Figure 2.11	Schéma fonctionnel d'un processus réglé par un PID classique	33

Figure 2.12	plan FOPID	34
Figure 2.13	Schéma du contrôleur FOPID	36
Figure 2.14	bat algorithme	39
Figure 3.1	Schéma de commande vectorielle de la GSAP d'un système éolien.	42
Figure 3.2	Caractéristique mécanique $C = f(\lambda)$	43
Figure 3.3	Profile de vitesse du vent.	44
Figure 3.4	Schéma bloc de la turbine avec maximisation de la puissance extraite à l'aide d'une régulation de la vitesse.	44
Figure 3.5	Schéma de processus de contrôle	45
Figure 3.6	Courbe de convergence pour BA avec différents contrôleurs	46
Figure 3.7	Courbe de convergence pour BA avec différents contrôleurs	46
Figure 3.8	Vitesse spécifique de la turbine (TSR :tip speed ratio)	47
Figure 3.9	Allure de vitesse de rotation avec différents contrôleurs.	47
Figure 3.10	Allure de la puissance active P et sa puissance de référence.	48
Figure 3.11	Allure des courants i_d avec différents contrôleurs.	49
Figure 3.12	Allure des courants i_q avec différents contrôleurs.	49
Figure 3.13	Allure de la puissance active P et sa puissance de référence.	50
Figure 3.14	Allure de la puissance active P et sa puissance de référence.	50
Figure 3.15	Allure de vitesse de rotation avec différents contrôleurs.	51

Liste des tableaux

Tableau 3.1	Paramètre de la turbine éolienne	41
Tableau 3.2	Paramètre de la GSAP	41
Tableau 3.3	Paramètre des régulateurs PI	41
Tableau 3.4	Paramètre optimisés des régulateurs	45

Liste des symboles

GWEC	Global Wind Énergy Council
GSAP	génératrice synchrone à aimant permanent
$P(\theta)$	définie le passage du repère a, b, c vers d, q, o
$P^{-1}(\theta)$	définie le passage du repère d, q, o vers a, b, c
V_d	tension dans l'axe direct
V_q	tension dans l'axe quadrature
$V_{a,b,c}$	tension de phases statorique
$I_{a,b,c}$	Courant de phases statorique
$\Psi_{\alpha,\beta,\gamma}$	Flux de phases statorique
R_s	résistance des phases statoriques
V_f	tension rotorique
R_f	résistance rotorique
I_f	courant d'excitation
Ψ_ϕ	Flux induit par les aimants
L_s	inductance de stator
L_d	Représentent respectivement les inductance statoriques d'axes d
L_q	Représentent respectivement les inductance statoriques d'axes q
ω_p	vitesse du rotor
C_{em}	couple électromagnétique
C_{mec}	couple mécanique
J	moment d'inertie
Ω	vitesse de rotation
M_s	inductance mutuelle entre les enroulements statoriques
V_1	vitesse du vent en amont de
V_2	vitesse du vent en aval
m	masse d'air en mouvement
ρ	Densité de l'air
P_m	puissance mécanique extraite du vent
P_{mt}	Puissance théorique
V_{12}	Vitesse du vent traversant le rotor
C_p	Coefficient de puissance de l'éolienne
E_{vent}	énergie cinétique stockée dans le vent
v_w	vitesse du vent
A	surface
R	rayon de la zone circulaire balayée par les aubes de turbine
t	Temps

P_{vent}	puissance du flux du vent
TSR	Type speed ratio
λ	Vitesse spécifique de la turbine
MPPT	maximum power point tracker
ω_{μ}	vitesse angulaire
F	frottement de coefficient de viscosité
$J_{t,tueine,g}$	Inertie de la turbine; de la machine,
$\Omega_{\mu\epsilon\chi}$	Vitesse de rotation mécanique
C_{vis}	couple des frottements visqueux
C_g	couple issu du multiplicateur
f	coefficient de frottements visqueux
Ω_T	vitesse de rotation de la turbine
r	distance entre l'axe de rotation de la turbine et le tronçon de la pale
V_{rel}	vitesse du vent réel
f_L	portance
f_D	trainée
C_D	coefficient de trainée
C_L	coefficient de portance
GTO	Gateturn-off
P	nombre de paires de pôles
ORB	Optimum Relationship-Based Control
K'	Gain statique
K_i	Gain intégrale
K_p	Gain proportionnel
K_d	Gain dérivée
FOPID	Fractionnaire ordre correcteur, régulateur, contrôleur
x_j	position dans un espace de recherche en d dimensionnelle
ϵ	nombre aléatoire
A^t, A_j^t	volume moyen de toutes les chauves-souris
Γ	fonction gamma d'Euler qui spécifie la factorielle

Table des matières

Liste des figures	/
Liste des tableaux	/
Liste des symboles	/
Introduction générale	1
Chapitre1 : Généralité sur les éoliennes	/
1.1.Introduction	3
1.2.Données sur la production d'énergie éolienne mondiale et nationale	3
1.3.Carte de vent d'Algérie	4
1.4.Définition de l'énergie éolienne	4
1.4.1. Les pales	5
1.4.2. Le Rotor	6
1.4.3. La Nacelle	6
1.4.3.1. Le multiplicateur de vitesse	6
1.4.3.2. L'arbre secondaire	6
1.4.3.3. La génératrice	7
1.4.3.4. Un contrôleur électronique	7
1.4.3.5. Divers dispositifs de refroidissement	7
1.4.3.6. Le dispositif d'orientation de la nacelle	7
1.5. Les types d'éolienne	7
1.5.1. Turbines à axe horizontal	8
1.5.2. Turbines à axe vertical	8
1.6. Principe de fonctionnement	9
1.6.1. Fonctionnement a vitesse fixe	10
1.6.2. Fonctionnement a vitesse variable	10
1.7. Constitution d'une éolienne	10
1.8. Avantages et inconvénient de l'énergie éolienne	11
1.8.1. Les avantage	11
1.8.2- Les inconvénients	11
1.9. Machine synchrone a aiment permanent	11
1.10. Equation initiale de la machine	12
1.10.1. Equation des tensions	12
1.10.2. Les équations électriques	13
1.10.3. Modèle de la MSAP dans le repère de Park	14
1.10.4. Les équations électriques	14
1.10.5. Equation mécanique	15
1.10.6. Equations des flux magnétiques	15
1.11. Conclusion	16
Chapitre 2 Régulation de la commande du système éolien et optimisation	/
2.1. Introduction	17

2.2. Caractéristique du vent	17
2.2.1. La densité de l'air	17
2.2.2. La surface balayée par le rotor	17
2.2.3. La vitesse du vent	18
2.3. Modélisation du vent	18
2.4. Modelé de la turbine	19
2.5. Modelé de l'arbre	22
2.6. Système d'orientation des pales	22
2.7. Modelé du convertisseur	25
2.8. Modélisation de la chaîne de conversion de puissance	26
2.9. Principe de commande du système éolienne	28
2.9.1. Algorithme	30
2.10. Stratégie de commande de MPPT	30
2.10.1. Différent type de commande	30
2.10.1.1. Stratégie MPPT avec connaissance de courbe caractéristique	30
2.10.1.2. Commande en vitesse	31
2.10.1.3. Commande en couple	31
2.11. Commande par contrôleur intelligent	32
2.11.1. Contrôleur PID d'ordre fractionnaire	34
2.12. Optimisation	37
2.12.1. Bat algorithme	37
2.13. Conclusion	40
Chapitre 3 : Résultats de simulation et discussions	/
3.1. Introduction	41
3.2. Données de système à étudier	41
3.3. Mode opératoire du système et simulation	42
3.4. Conclusion	51
Conclusion générale	52
Référence	53

Introduction générale

L'électricité a connu un développement relativement récent puisqu'il remonte, pour l'essentiel, au milieu du 19^e siècle. Toute fois de nos jours, ce développement est devenu extrêmement rapide et conditionné de nombreux secteurs de l'activité humaine [1]. Peu de domaines ont été aussi fertiles en réalisations ayant autant d'influence sur l'économie des pays et le comportement social des individus que l'électricité et ceci grâce au développement des centrales électriques combustibles fossiles. Nous dépendons aujourd'hui de l'électricité pour nos besoins quotidiens dans tous les domaines et pour bien d'autres applications encore dont nous ne savons plus nous en passer. Malheureusement cette technologie engendre des émissions de produits polluants et de gaz à effet de serre et d'autres choses néfastes pour l'environnement.

Pour bannir la gêne de l'environnement, l'énergie renouvelable a pu résoudre ce problème est que l'énergie produite à partir de sources qui ne s'épuisent pas ou peuvent être reconstituées au cours de la vie d'un être humain. Les exemples les plus courants sont l'éolien, le solaire, géothermie et biomasse [2].

Parmi ces sources d'énergie renouvelable, qui contribuent à la production mondiale avec des pourcentages relativement faible, l'énergie éolienne qui capture le vent naturel de notre environnement et convertit le mouvement de l'air en énergie mécanique.

Aujourd'hui, du fait du développement important et toujours croissant en termes de puissance installée des parcs éoliens, ils sont assujettis à des exigences techniques de plus en plus sévères imposées dans des règles de raccordement aux réseaux définies à l'initiative des gestionnaires de réseaux. La faisabilité et la qualité des réponses à ces nouvelles exigences dépend fortement de la structure et de la technologie des systèmes générateurs éoliens.

Le développement des éoliennes représente un grand investissement dans le domaine industriel ainsi que dans la recherche scientifique. Cependant, les dernières générations d'éoliennes fonctionnent à une vitesse variable sans multiplicateur de vitesse, ce qui permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite. Il est ainsi possible de modifier la vitesse de rotation de la turbine, permettant alors de maximiser la puissance extraite à chaque vitesse de vent. Néanmoins, il reste encore à introduire techniques moderne dans contrôle des aérogénérateurs utilisant les (PID fractionnaire, logique flou, etc..). Pour cela, on sera amené à utiliser de plus en plus les techniques avancées aboutissant à des méthodes simple, performante et robuste [3].

L'objectif principal de ce travail est d'étudier les techniques de commande modernes et efficaces appliquées aux éoliennes à vitesse variable à base de GSAP, pour atteindre plusieurs objectifs, ce mémoire sera organisé en trois chapitres comme suit:

Le premier chapitre, présentera la notion générale sur les énergies éoliennes, qui se compose de définitions des composants des différentes parties qui composent les éoliennes à savoir, les parties mécaniques et électriques, le principe de fonctionnement ainsi que le rappelle des différentes structures des éoliennes.

Dans le deuxième chapitre, en premier lieu, portera sur la modélisation du système cinétique et électrique (vent et turbine) aussi sur le reste des éléments constituant le système éolien, en deuxième lieu, on donnera une proposition et l'explication exhaustive du système de régulation qui se compose de proportionnel – intégrateur - dérivateur (PID) et PID fractionner (FOPID) (fractionel order proportional - integrator – derivative) pour nous permettre de définir les paramètres à contrôler, en dernier lieu nous présenterons l'application de l'algorithme chauve-souris (Bat alghritm) pour optimiser les paramètres du contrôleur proposé.

La maximisation de puissance du système éolien étudié avec l'interprétation des résultats de simulation, notamment la comparaison des résultats des contrôleurs PID et FOPID sera présentée dans le troisième chapitre.

Enfin, ce travail sera clôturé par une conclusion générale avec des propositions de perspectives.

Chapitre 1 :
Généralité sur les éoliennes

1.1. Introduction

L'énergie éolienne est l'énergie du vent. C'est une énergie plus respectueuse de l'environnement que les énergies classiques telles que les combustibles fossiles ou l'énergie nucléaire, car elle cause moins de pollution. Quoique le vent soit une source d'énergie gratuite, sa puissance varie considérablement en fonction du lieu et du moment ainsi que du climat et des saisons. Le vent ne peut assurer un apport énergétique régulier et il est difficile à contrôler. Toutefois, il est possible de prévoir la vitesse moyenne du vent, sa direction et son intensité dans certains lieux [1].

Dans ce chapitre, qui évoque notion générale sur les énergies éoliennes, on va donner des grandeurs sur l'énergie éolienne mondiale ainsi qu'en Algérie ensuite des définitions des composants des différentes parties qui composent les éoliennes à savoir, les parties mécaniques et électriques, le principe de fonctionnement ainsi que le rappelle des différentes structures des éoliennes.

1.2. Données sur la production d'énergie éolienne mondiale et nationale

Durant ces deux dernières décennies, la capacité de production électrique par voie éolienne a connu une importante augmentation dans le monde. Selon le Global Wind Energy Council (GWEC), la capacité installée qui était de 487GW en 2016, est passée à 534 GW en 2017. L'Allemagne, le Danemark et l'Espagne étaient les leaders dans l'installation de l'énergie éolienne avec une capacité totale de 153,7 GW. Plus récemment, la Chine a mobilisé plus du quart de la puissance mondiale avec un total de 188. 232GW installée jusqu'à fin 2017. Elle est devenue de ce fait, le moteur de l'éolien, suivi par les États-Unis d'Amérique qui comptent 89 GW et l'Inde avec 32.85 GW enregistrés fin 2017. En Afrique, le développement de l'énergie éolienne reste faible avec 4.53GW, principalement installés en Afrique du Sud, en Égypte, au Maroc, en Tunisie et en Ethiopie. [4]

L'Algérie par contre, accuse un retard important dans la course aux énergies renouvelables, bien qu'un programme gouvernemental ait été élaboré dans le plan d'action '2011-2030', dans l'objectif d'installation d'une puissance de 5.1 GW de source éolienne [5].

1.3. Carte de vent d'Algérie

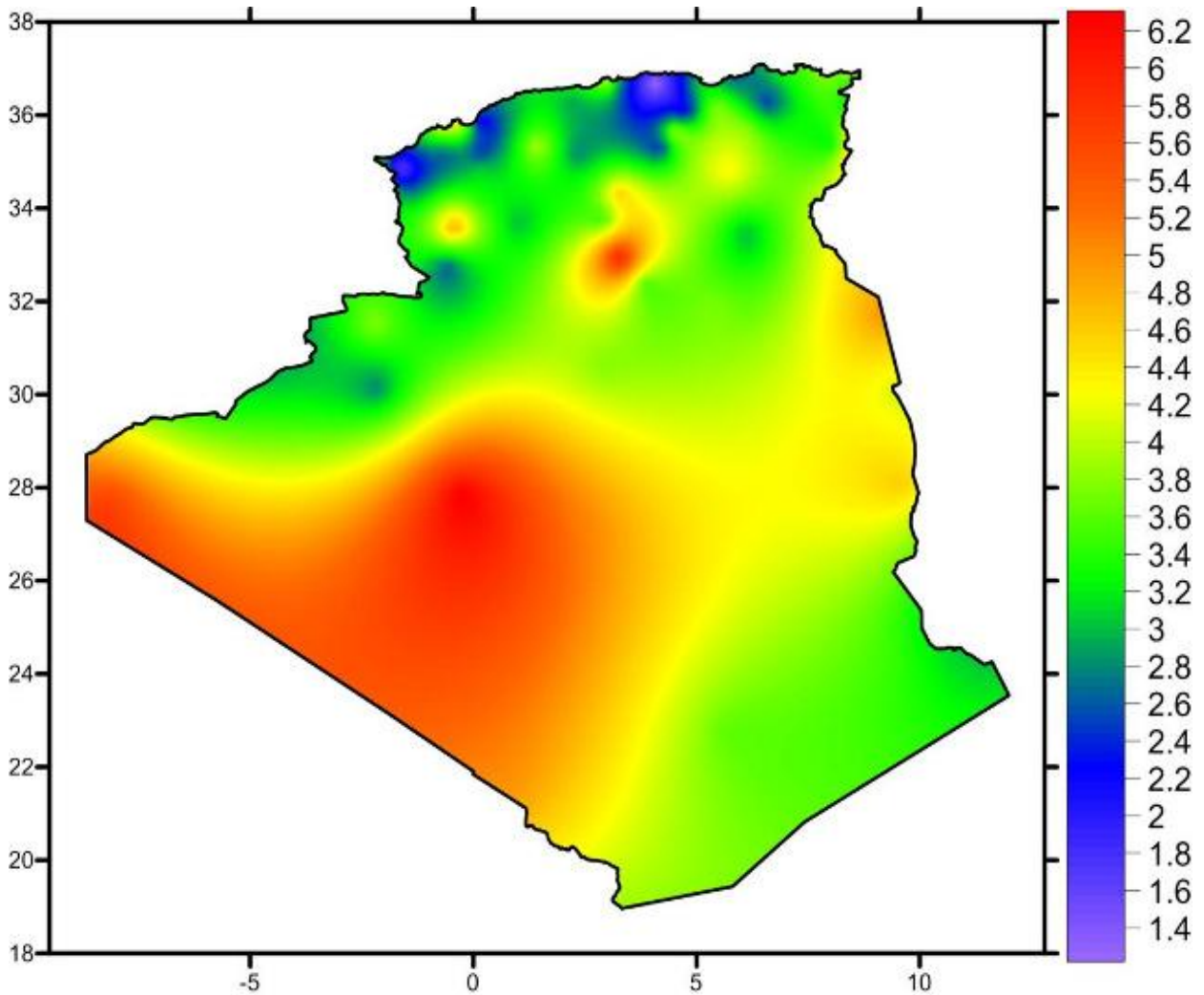


Figure 1.1 : Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s) [6]

D'après la cartographie représentée à la figure 1.1. Le gisement éolien en Algérie est varié d'une zone à une autre, mais on peut dire que le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans le sud du pays et particulièrement dans la région du sud-ouest où la vitesse du vent est plus grande que 6 m/s.

1.4. Définition de l'énergie éolienne

Le mécanisme utilisé pour convertir le mouvement de l'air en électricité est appelé une turbine. Une turbine est une grande structure avec plusieurs pales en rotation. Ces pales sont

connectées à un générateur électromagnétique qui génère de l'électricité lorsque le vent fait tourner les pales [7] .

On peut considérer trois composantes essentielles dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour.

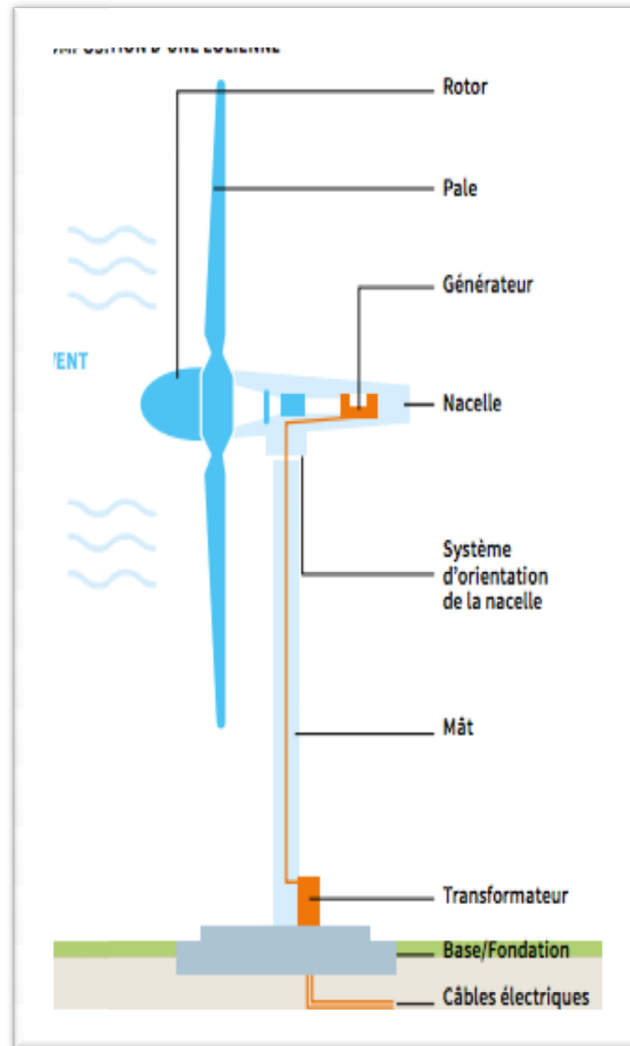


Figure 1.2 : composition d'une éolienne [8]

4.1. Les pales

Elles sont directement exposées aux variations du vent ce qui provoque leur rotation.

Le contrôle de la puissance éolienne captée se fait de deux façons :

- ✓ Le contrôle de la surface exposée au vent par la méthode du PITCH, qui consiste en le réglage de l'angle d'exposition des pales à la vitesse du vent.
- ✓ Le contrôle de cette surface par la méthode du STALL, qui consiste en la variation de l'angle de calage de la pale ce qui mène à un décrochage aérodynamique et un freinage des pales.

4.2.Le Rotor

C'est la partie tournante dans une éolienne. Il capte et transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Il est constitué des pales (d'un nombre variable) et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle et le moyeu. Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variable, freinage du rotor...).

4.3.La Nacelle

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine.

Elle est constituée des composantes suivantes:

4.3.1. Le multiplicateur de vitesse

Il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire mu par le vent, et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques ;

4.3.2.L'arbre secondaire

Comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine ;

4.3.3. La génératrice

C'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique.

4.3.4. Un contrôleur électronique

Chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble (rotor + nacelle) face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie.

Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir ;

4.3.5. Divers dispositifs de refroidissement

Le refroidissement des composantes situées à l'intérieur de la nacelle est assurée par des ventilateurs ou bien par des radiateurs d'eau ou d'huile ;

4.3.6. Le dispositif d'orientation de la nacelle

Il permet la rotation de la nacelle autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée. Cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance. Le dispositif d'orientation comprend un compteur de tours de la nacelle, de manière à éviter de tordre inconsidérément le câble acheminant l'énergie électrique provenant de la génératrice jusqu'au pied de la tour.

2. Les types d'éolienne

L'énergie produite par une éolienne dépend de la longueur des pales, la vitesse du vent et la densité de l'air. Une particularité l'éolienne est que la puissance produite par une éolienne augmente avec le carré de la longueur des pales [7]

Il existe deux types de base d'éoliennes:

- Turbines à axe horizontal
- Turbines à axe vertical

5.1. Turbines à axe horizontal

Les turbines à axe horizontal ont des pales comme les hélices de l'avion, et ils ont généralement trois. Les turbines Lames Taller à pales plus longues produisent plus d'électricité. Presque toutes les éoliennes actuellement utilisées sont des éoliennes à axe horizontal.



Figure 1.3 : turbine à axe horizontal [9]

5.2. Turbines à axe vertical

Les turbines à axe vertical ont des pales qui sont fixées en haut et en bas d'un rotor vertical. Le type le plus courant d'éolienne à axe vertical - l'éolienne Darrieus, du nom de l'ingénieur français Georges Darrieus qui a breveté la conception en 1931 - ressemble à un géant,. Très peu d'éoliennes à axe vertical sont utilisées aujourd'hui car elles ne fonctionnent pas aussi bien que les éoliennes à axe horizontal. [10]



Figure 1.4 : turbine a axe vertical [9]

3. Principe de fonctionnement

Pour fonctionner correctement, la turbine à axe horizontal a besoin que le vent coule à angle droit par rapport aux pales. S'il souffle dans une direction différente de celle des lames, la turbine tire beaucoup moins d'énergie du vent. Pour accueillir.

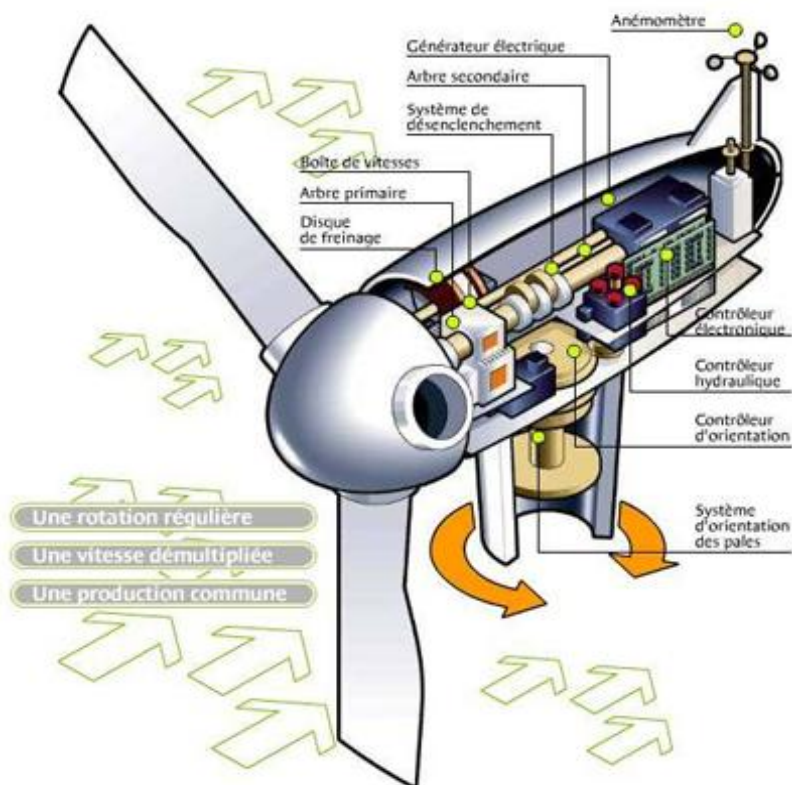


Figure1.5 : principe de fonctionnement[11]

6.1. Fonctionnement à vitesse fixe

Dans cette technologie La génératrice asynchrone est directement couplée au réseau, alors la vitesse est imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice, et le couple mécanique entraînant tend à accélérer la vitesse de la génératrice, alors Le système fonctionnée en hyper synchrone, la nécessité d'adjonction d'un multiplicateur pour adapter la génératrice à celle du rotor de l'éolienne pour avoir une vitesse de rotation supérieure à la vitesse du synchronisme

6.2. Fonctionnement à vitesse variable

Pour optimiser la puissance débitée en fonction du vent, il est souhaitable de pouvoir régler la vitesse de rotation de l'éolienne. L'idée est de réaliser un générateur à fréquence fixe et vitesse variable. Le générateur à vitesse variable permet de fonctionner pour une large gamme de vents donc de récupérer un maximum de puissance tout en réduisant les nuisances sonores lors d'un fonctionnement à faible vitesse de vent. En vitesse variable, on régule le système de façon à ce que pour chaque vitesse de vent, l'éolienne fonctionne à puissance maximale.[10]

4. Conception d'une éolienne

Les turbines à axe horizontal convertissent une plus grande partie de l'énergie du vent en mouvements mécaniques utiles car les pales sont perpendiculaires à la direction du vent et les lames captent l'énergie dans toute leur amplitude de mouvement. Par comparaison, les pales d'une turbine à axe vertical souffrent d'un inconvénient d'efficacité, capter l'énergie du vent uniquement sur la face avant; à l'arrière de leur rotation, ils traînent sur le système. [12]



Figure 1.6 : les pales [13]

5. Avantages et inconvénient de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a des plusieurs des avantages et des inconvénients, et parmi c'est deux

8.1. Les avantages

- ✓ un parc éolien prend peu de temps à construire ;
- ✓ L'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste ;
- ✓ une énergie propre et renouvelable qui ne produit ni pollution, ni déchets. De plus ;
- ✓ les activités agricoles et industrielles peuvent continuer autour d'un parc éolien.

8.2. Les inconvénients

- ✓ Le vent est une source intermittente, la production d'énergie est donc variable ;
- ✓ L'installation d'une éolienne nécessite différents critères (vents fréquents, surface suffisante) ;
- ✓ La pollution visuelle et sonore, et la perturbation des ondes électromagnétiques ;
- ✓ Bien que cette énergie soit propre, le coût énergétique de fabrication est très important;[14]

6. Machine synchrone a aiment permanent

Le générateur électrique est le principal dispositif qui transforme l'énergie éolienne en énergie électrique. Cependant, Les machines synchrones à aimants permanents (GSAP) sont généralement fabriquées pour des puissances nominales d'environ de 8 MWs jusqu'à 10 MW, ce qui donne un nouveau développement dans la production d'énergie éolienne. Ces caractéristiques (GSAP) montrent plus efficacement que la machine synchrone conventionnelle en raison d'un équipement mécanique moindre de la boîte de vitesses et réduction des pertes électriques dues au fonctionnement sans circuit d'excitation. Mais le coût d'un générateur synchrone est plus cher pour une même taille de générateur à induction.[15]

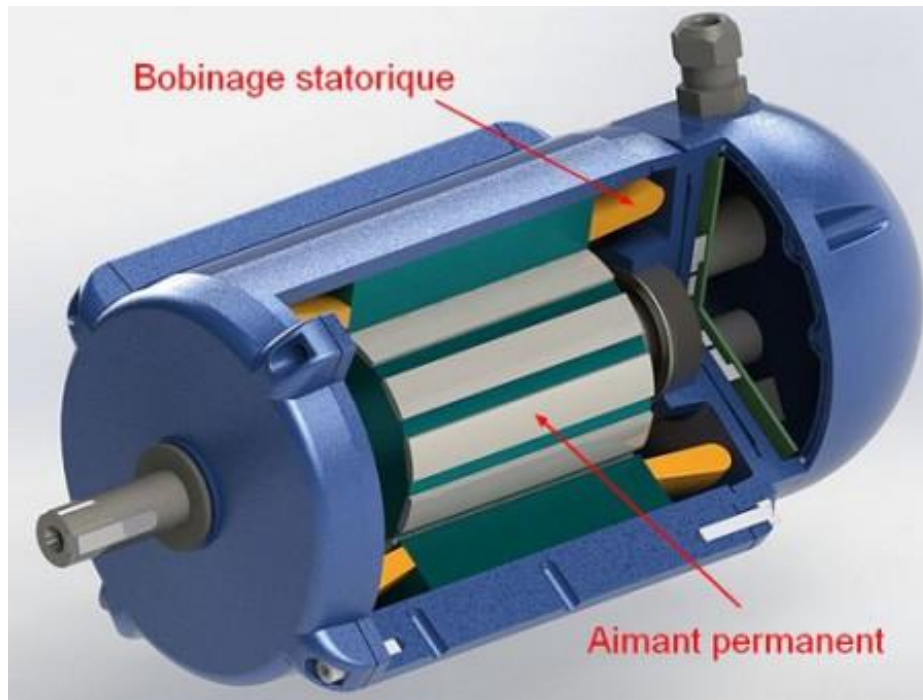


Figure 1.7 : machine synchrone a aiment permanent [16]

7. Equation initiale de la machine

Considérons une machine synchrone à $2p$ pôles sans amortisseurs .L'ensemble d'équations (électriques, magnétiques et mécanique) régissant le fonctionnement de la machine est donnée dans les sections suivantes.

10.1.Equation des tensions

Sous forme matricielle, les tensions statoriques s'expriment par :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

$[V_a V_b V_c]$: vecteur tensionde phases statorique

$[i_a i_b i_c]$: Vecteur courantde phases statorique

$[\Psi_a \Psi_b \Psi_c]$: Vecteur Fluxde phases statorique

R_s : la résistance des phases statoriques

La tension d'excitation est donnée par l'équation :

$$V_f = R_f I_f + \frac{d}{dt} \Psi_f \quad (1.2)$$

V_f : la tension rotorique

R_f : résistance rotorique

I_f : courant rotorique

Ψ_f : Flux induit par les aimants

10.2. Passage au repère de Park

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

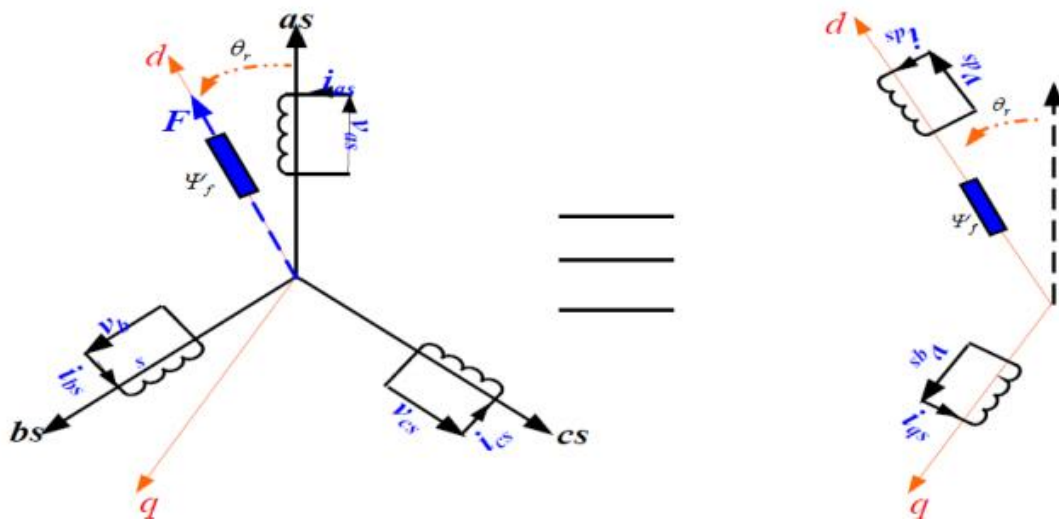


Figure1.8 : Transformation triphasée- diphasée [15]

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

$$P^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

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

$$P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

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

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

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (1.5)$$

10.3.Modèle de la MSAP dans le repère de Park

Le schéma simplifié du GSAP dans le repère de Park est représenté sur la figure 1.8, le modèle de la MSAP est défini par les différentes équations électriques, magnétiques et mécaniques suivantes :

10.4.Les équations électriques

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

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r L_q i_q \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r L_d i_d + \omega_r \psi_f \end{cases} \quad (1.6)$$

V_d : La tension dans l'axe direct

V_q : La tension dans l'axe quadrature

L_s : L'inductance de stator

L_d : L'inductance dans l'axe direct

L_q : L'inductance de l'axe quadrature

ω_r : La vitesse du rotor

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

$$\begin{cases} V_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r L_q i_q \\ V_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r L_d i_d + \omega_r \psi_f \end{cases} \quad (1.7)$$

10.5. Equation mécanique

L'équation mécanique dépende de la charge. Son expression la plus simple est :

$$C_{em} = J \frac{d}{dt} \Omega + C_{mec} \quad (1.8)$$

C_{em} : couple électromagnétique

C_{mec} : couple mécanique

J : moment d'inertie de la machine

Ω : vitesse mécanique

10.6. Equations des flux magnétiques

Les équations des flux s'écrivent :

$$[\Psi]_{abc} = [L_s][i]_{abc} + [M_{sf}]i_f \quad (1.9)$$

$$\Psi_f = [M_{fs}][i]_{abc} + L_f i_f \quad (1.10)$$

Dans une machine à pôles saillants, la matrice des inductances propres statoriques est une fonction de la position θ du rotor, elle est de la forme :

$$[L_s] = [L_{s0}] + [L_{s2}(\theta)] \quad (1.11)$$

La matrice $[L_{s0}]$ (à coefficients constants) a pour expression :

$$[L] = \begin{bmatrix} L_{s0} & M_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & L_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & M_{s0} & L_{s0} \end{bmatrix} \quad (1.12)$$

M_s : l'inductance mutuelle entre les enroulements statoriques

Les termes de la matrice $[L_{s2}(\theta)]$ sont fonction de l'angle $2p\theta$, elle est donnée par :

$$[L_{s2}](\theta) = L_{s2} \begin{bmatrix} \cos(2p\theta) & \cos\left(2p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(2p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(2p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(2p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(2p\theta) \\ \cos\left(2p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(2p\theta) & \cos\left(2p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (1.13)$$

Le terme L_{s2} est constant.

La matrice de couplage stator- rotor a pour expression[15] :

$$[M_{fs}] = [M_{sf}]^t = M_0 \begin{bmatrix} \cos(p\theta) & \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

8. Conclusion

On peut conclure que la production de l'électricité par les éoliennes peut constituer une solution au problème de l'énergie électrique, cependant l'étude de la transformation électroénergétique par l'utilisation des éoliennes dans ce chapitre nous mène d'un côté que la cartographie du vent est indispensable pour leur l'emplacement est d'une autre côté leur forme (verticale, horizontale) jouent un rôle dans la production. La composition et le mode de fonctionnement a été traité succinctement ainsi que les équations qui régissent ce mode.

Chapitre 2 :
Régulation de la commande
du système éolien et optimisation

2.1. Introduction

Une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de génératrice électrique est indispensable. L'intéressement de l'analyse de l'impact des éoliennes sur la production de l'énergie électrique commence à prendre de l'ampleur. Dans ce chapitre, on s'intéresse en premier lieu à la modélisation des éléments essentiels du système cinétique-électrique qui sont le vent et la turbine ainsi le reste des différents éléments qui compose l'éolienne, en deuxième lieu on va voir la régulation et l'optimisation des caractéristiques de la turbine de l'éolienne.

2.2. Caractéristique du vent

Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor : la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent.

2.2.1. La densité de l'air

L'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement est proportionnelle à sa masse volumique (ou son poids). Elle dépend donc de la densité de l'air, la masse de l'air par unité de volume. Où autrement dit, plus l'air est dense, plus la partie de l'énergie récupérable par l'éolienne est importante. A une pression atmosphérique normale et à une température de 15 degrés Celsius, l'air pèse environ 1,225 kg par mètre cube. Cependant, la densité augmente un peu lorsque l'humidité de l'air augmente. De même, l'air froid est plus dense que l'air chaud, tout comme la densité de l'air est plus faible à des altitudes élevées (dans les montagnes) à cause de la pression atmosphérique plus basse qui y règne.

2.2.2. La surface balayée par le rotor

La surface balayée par le rotor d'une éolienne typique de 600 kW est de quelque 1.500 m², le diamètre du rotor étant d'environ 43 à 44 m. L'énergie récupérable par une éolienne dépend en effet de la surface balayée par son rotor. Etant donné que la surface balayée par le rotor s'accroît avec le carré du diamètre du rotor, un doublement de celui-ci entraînera une

récolte de $2 \times 2 =$ quatre fois plus d'énergie. En réalité, une éolienne dévie le vent même avant que celui-ci atteigne la surface balayée par le rotor. Il en résulte qu'une éolienne ne pourra jamais récupérer l'énergie totale transportée par le vent. Le freinage idéal serait de $1/3$ selon la loi de Betz. La loi de Betz détermine qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de $16/27$ (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent.

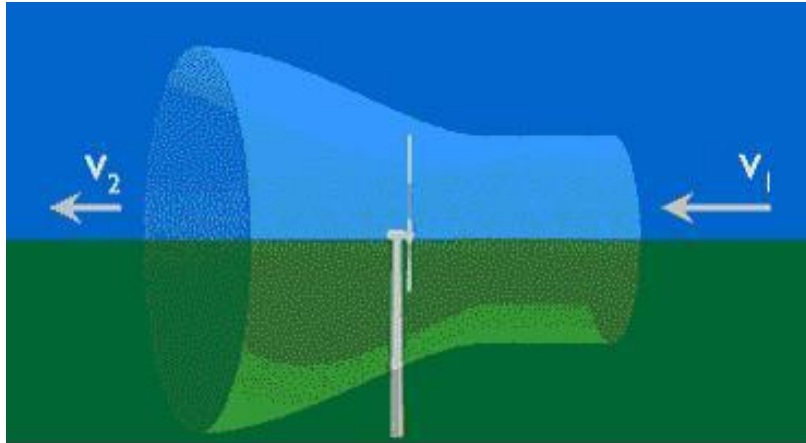


Figure 2.1 : un tube de vent. [17]

2.2.3. La vitesse du vent

La quantité d'énergie susceptible d'être convertie en électricité par une éolienne dépend avant tout de la vitesse du vent. L'énergie transportée par le vent varie avec le cube de la vitesse moyenne du vent. Ainsi, un doublement de la vitesse du vent correspond à une augmentation de sa capacité énergétique.

En effet, une éolienne capte l'énergie en freinant le vent. Un doublement de la vitesse du vent entraînera donc le passage de deux fois plus de disques d'air à travers le rotor par seconde, chaque disque transportant quatre fois plus d'énergie [17].

2.3. Modélisation du vent

La théorie globale de la machine éolienne à axe horizontal a été établie par le savant allemand « Albert Betz » [18-20]. Betz modélise le passage de l'air avant et après les pales de l'éolienne par un tube de courant (figure. 2.1) [19], sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non

perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor soit : [21,22]

$$V_{12} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.1)$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en un second est:

$$m = \rho \cdot S \cdot \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.2)$$

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

$$P_m = m \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (2.3)$$

Soit en remplaçant m par son expression (Eq.2.1) :

$$P_m = m \frac{\rho \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (2.4)$$

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

$$P_{mt} = \frac{\rho \cdot S \cdot V_1^3}{2} \quad (2.5)$$

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

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right) \right)}{2} = C_p \quad (2.6)$$

2.4. Modelé de la turbine

L'énergie éolienne est convertie en énergie mécanique par une éolienne, puis en énergie électrique par un générateur électrique. L'énergie cinétique qui a été stockée par l'air est

proportionnelle à l'unité de surface perpendiculaire à la direction de la vitesse du vent par unité de masse est convertie en énergie mécanique. En supposant que l'extrémité avant du flux de vent est uniforme, qui est d'autant les particules ont la même vitesse au moment. D'après la loi de Newton, l'énergie cinétique existe dans le flux de vent peut être exprimé comme suit [23]:

$$E_{vent} = \frac{1}{2} m v_w^2 \quad (2.7)$$

Où E_{vent} est l'énergie cinétique stockée dans le vent, m masse de l'air et v_w est la vitesse du vent (m/s). Par substitution de la masse par les temps de densité du volume, et le volume est la vitesse fois la surface et le temps. Par conséquent, la détermination de la masse dans une zone circulaire entoilage entre le courant de vent et des pales de turbine avec une surface A , peut être dérivée:

$$m = \rho v = \rho v_w A t = \rho v_w \pi R^2 t \quad (2.8)$$

Où ρ sont les valeurs de densité de l'air, t c'est le temps. R est le rayon de la zone circulaire balayée par les aubes de turbine. En substituant Eq.2.8 Dans les rendements de l'éq.2.7:

$$E_{vent} = \frac{1}{2} \rho v_w^3 \pi R^2 t \quad (2.9)$$

Ensuite, la puissance du flux du vent (P_m) peut être exprimée comme [24] :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 \quad (2.10)$$

La puissance captée par une turbine éolienne à partir d'un courant d'air circulant à travers une zone A est égale à:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p v_w^3 \quad (2.11)$$

Où P_m est la puissance du vent (watts ou J/s), et A est la zone balayée par les pales de turbine (m^2). Où R est le rayon de la zone balayée par la turbine pales et ω_m est la vitesse mécanique du générateur en rad/s. Alors le coefficient de puissance C_p peut être exprimée en fonction de le rapport de vitesse de pointe (TSR) dénoté par (λ) et angle de calage β dans cette équation [25] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\gamma} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{\frac{-C_5}{\gamma}} + C_6 \lambda \quad (2.12)$$

Et

$$\gamma = \frac{1}{(\lambda + n_1 \beta) - (n_2 \beta^2 + 1)} \quad (2.13)$$

Où β est l'angle de pas de la pale en degrés. Les paramètres de coefficients de l'équation sont des constantes empiriques et peuvent être estimées comme C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 sont des constants. Le rapport de vitesse de pointe (TSR) peut être défini comme suit:

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{v_w} \quad (2.14)$$

Dans le cas idéal, le coefficient de puissance C_p atteint une valeur maximale qui sera dans l'intervalle 59.26% selon la limite de Betz. Cela signifie que la puissance est pratiquement extraite du vent est toujours inférieure à cette valeur. En d'autres termes, la puissance extraite du vent est toujours inférieure à 50%. La valeur inférieure à la limite théorique est provoquée par la conversion inefficace de puissance entraînant différents types de pertes, qui dépendent de la construction du rotor du générateur en ce qui concerne le poids, la rigidité, le nombre et la structure des pales de la turbine [26].

La relation du coefficient de puissance de performance, C_p , d'une turbine éolienne et le TSR montre que les valeurs maximales de C_p dans toutes les situations opérationnelles se produisent à optimales valeurs de TSR. En ajustant ces valeurs dans le circuit de commande, il est possible d'obtenir le Suivi du point d'alimentation maximum MPPT pour toute variation de la vitesse du vent. Figure. 2.2 montre la relation entre le coefficient de puissance C_p et des valeurs optimales de TSR pour différentes valeurs de l'angle de calage β . La sortie de puissance mécanique varie en fonction de la vitesse angulaire ω_m , pour des valeurs variables de la vitesse du vent en fonction des caractéristiques de la machine synchrone. Un objectif important de cette recherche est d'atteindre des valeurs optimales de ω_m qui satisfait le maximum puissance de sortie mécanique du vent. Par conséquent, les relations importantes ci-dessus de C_p et λ doivent être pris en compte afin d'obtenir une conception optimale, L'équation de la dynamique de la turbine éolienne est donnée dans l'équation :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = C_{em} - C_{mec} - f\omega_m \quad (2.15)$$

Où J est le moment d'inertie total de l'éolienne et le générateur, f est le frottement de coefficient de viscosité et C_{mec} est le couple mécanique d'entrée de la turbine [27].

2.5. Modelé de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie $J_{turbine}$ et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine.

$$J_t = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (2.16)$$

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

$$J_t \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (2.17)$$

Où J est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice. Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issu du multiplicateur C_g .

$$C_{mec} = C_g + C_{em} - C_{vis} \quad (2.18)$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f [28]:

$$C_{vis} = f\Omega_{mec} \quad (2.19)$$

2.6. Système d'orientation des pales

La figure. 2.2 illustre une coupe transversale d'une pale, vue du bout de la pale, qui se déplace dans un vent incident de vitesse V . Du fait de la rotation, la pale est soumise en plus du vent incident de vitesse V , à un vent relatif U dirigé dans le sens contraire de rotation de la turbine. La vitesse de ce vent relatif est donnée par :

$$U = r \cdot \Omega_T \quad (2.20)$$

Où : r est la distance entre l'axe de rotation de la turbine et le tronçon de la pale en m .

Ω_T est la vitesse de rotation de la turbine en rad/s.

La composition de vitesses de ces deux vents, incident V et relatif U donne la vitesse du vent réel V_{rel} au quel est soumise la pale.

$$\vec{V}_{rel} = \vec{V} + \vec{U} \quad (2.21)$$

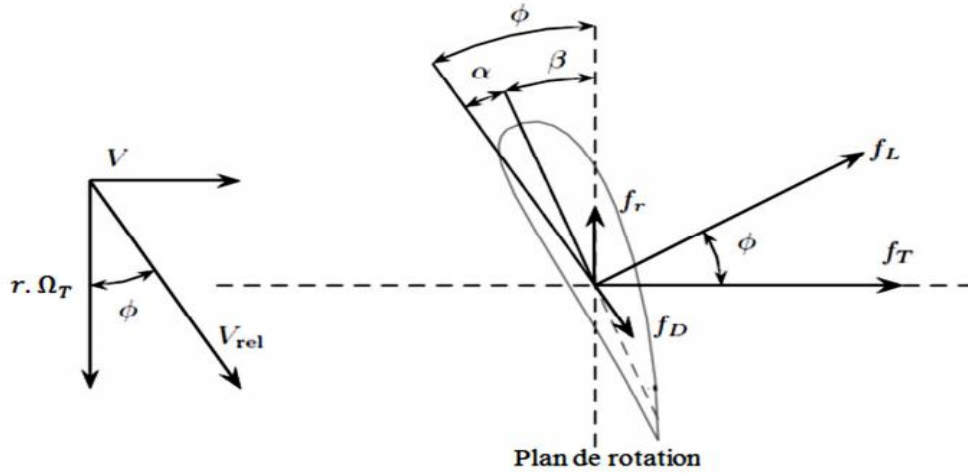


Figure 2.2: Efforts sur un élément d'une pale [29]

L'écoulement d'air crée une différence de pression en dessus et en dessous de la pale qui aura comme conséquence deux forces, l'une perpendiculaire à la direction du vent réel appelée la portance f_L et l'autre dans le même sens que V_{rel} appelée la traînée f_D . Ces deux forces sont généralement exprimées en fonction du coefficient de portance C_p et du coefficient de traînée C_D , [29] [30] :

$$f_L = \frac{\rho \cdot dS}{2} \cdot V_{rel}^2 C_L(\alpha) \quad (2.22)$$

$$f_D = \frac{\rho \cdot dS}{2} \cdot V_{rel}^2 C_D(\alpha) \quad (2.23)$$

Où : ρ : Densité de l'air.

S: Surface balayée par les pales.

$C_D(\alpha)$, $C_L(\alpha)$ Coefficient de trainée et coefficient de portance respectivement. La résultante de ces deux forces peut être décomposée en une composante axiale et une autre tangentielle. La composante axiale par unité de longueur est donnée par :

$$f_T = \frac{\rho \cdot dS}{2} \cdot V_{rel}^2 [C_L(\alpha) \cdot \cos(\phi) + C_D(\alpha) \sin(\phi)] \quad (2.24)$$

Seule la portance contribue à la génération du couple utile, la trainée crée plutôt un couple dans le sens inverse. Par conséquent, un rapport élevé entre la portance et la trainée C_L/C_D est fortement conseillé pour avoir un bon rendement de la turbine [30].

Ces coefficients C_D et C_L dépendent fortement de l'angle de calage α (figure. 2.4). Pour des angles α faibles, l'écoulement de l'air le long de la pale est laminaire et est plus rapide sur l'extrados que sur l'intrados. La dépression qui en résulte à l'extrados crée la portance. C'est cette force qui soulève un avion et qui lui permet de voler. Ici, elle « aspire » la pale vers l'avant. Si α augmente, la portance augmente jusqu'à un certain point puis l'écoulement devient turbulent. Du coup, la portance résultant de la dépression sur l'extrados disparaît. Ce phénomène s'appelle le décrochage aérodynamique. Cependant, les concepteurs de pales ne se préoccupent pas uniquement de la portance et du décrochage. Ils prêtent également beaucoup d'attention à la résistance de l'air, appelée aussi dans le langage technique de l'aérodynamique, la trainée. La trainée augmente en général si la surface exposée à la direction de l'écoulement de l'air augmente. Ce phénomène apparaîtra ici pour des angles α importants [31].

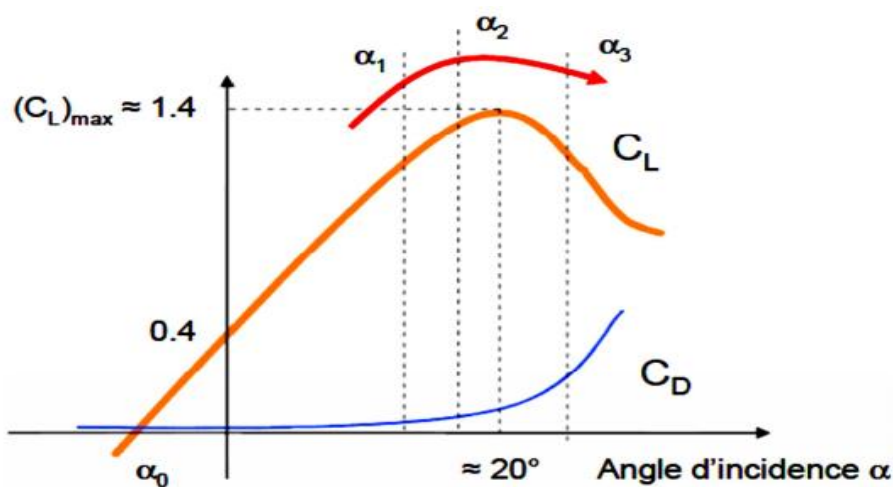


Figure 2.3: Evolution des coefficients de portance C_L et de trainée C_D [32]

2.7. Modelé du convertisseur

La gamme de convertisseurs statiques disponible pour les machines électriques que ce soit en courant continu ou alternatif, est caractérisée par une grande diversité de montages et de versions (figure. 2.5) [31]. Cette section présente ceux qui sont d'utilisation courante dans le domaine des énergies éoliennes.

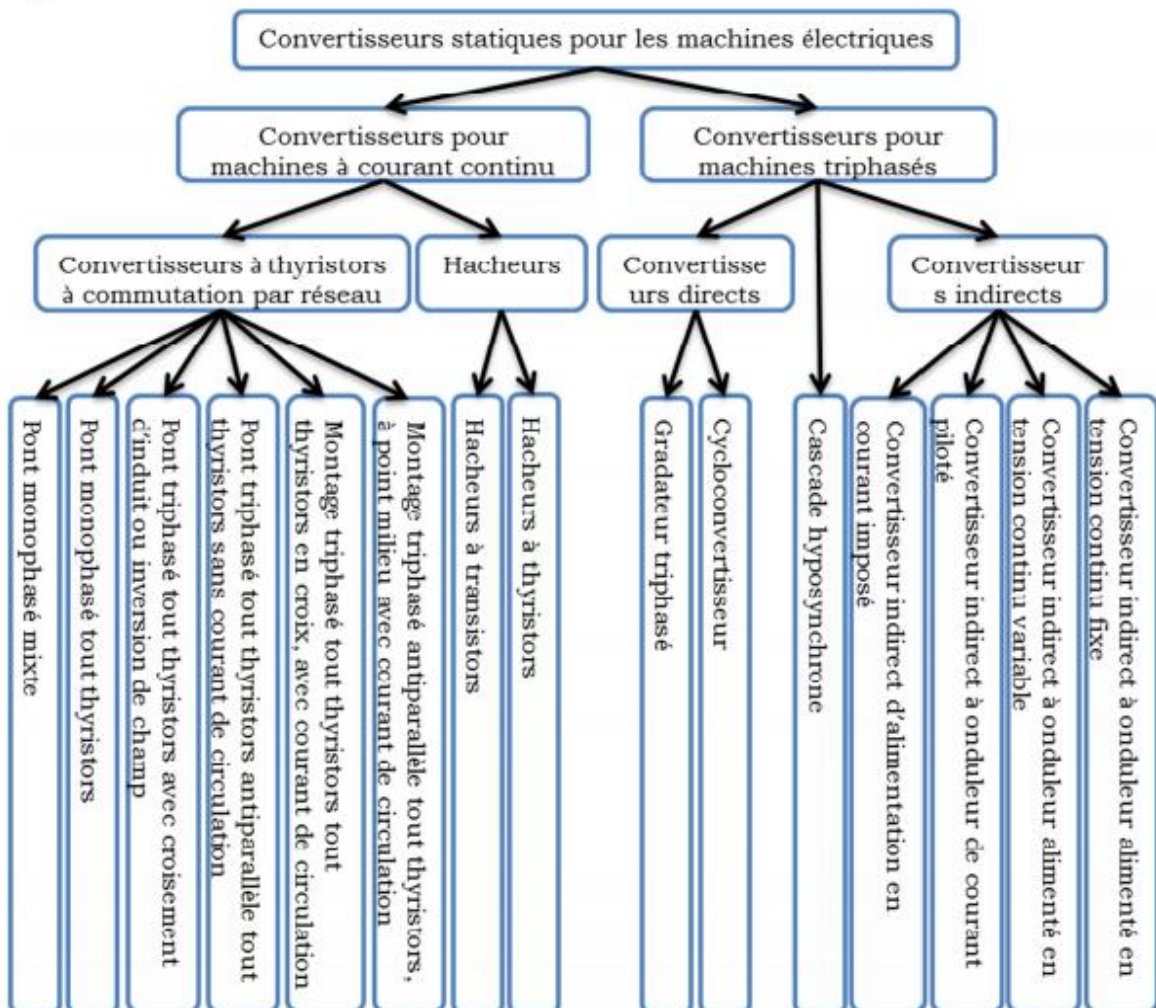


Figure 2.4: classification des convertisseurs statiques pour entraînements électriques [31]

L'onduleur de tension est un convertisseur statique constitué de cellules de commutation généralement à transistors ou des thyristors GTO pour les grandes puissances, le séquençage imposé aux interrupteurs statiques permet de réaliser un choix précis du vecteur de tension à appliquées aux enroulements statoriques de la machine. Il est constitué de trois bras, de deux interrupteurs pour chacun. Pour assurer la continuité en courants chaque interrupteur est monté en antiparallèle avec une diode de récupération. Les interrupteurs (K1,

K4), (K2, K5), (K3, K6) sont contrôlés de manière complémentaire pour éviter le court-circuit de la source[33, 34].

2.8. Modélisation de la chaîne de conversion de puissance

La chaîne de conversion d'énergie éolienne est donnée par la figure suivante:

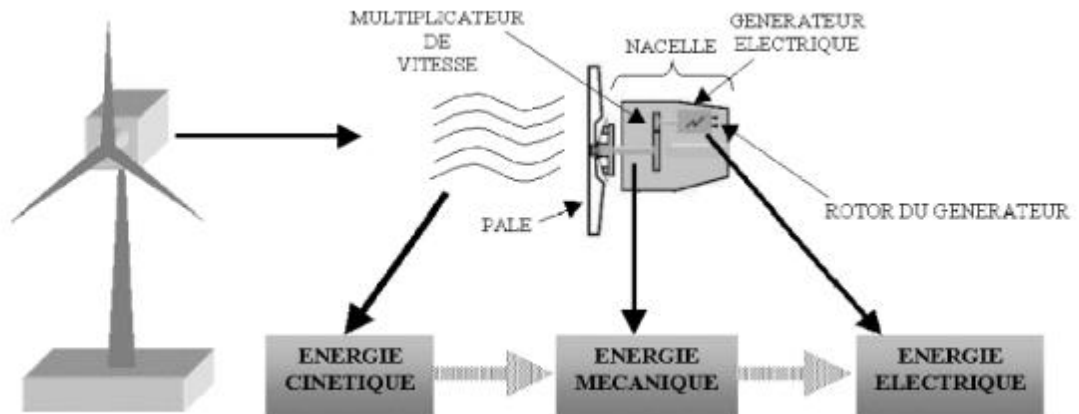


Figure2.5 : La chaîne de conversion d'énergie éolienne [35]

La puissance mécanique de l'éolienne peut s'écrire [36, 37]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A C_p v^3 \quad (2.25)$$

v : Vitesse du vent (m / s).

ρ : Densité de l'air (kg / m³).

C_p : Coefficient de puissance.

A : Surface balayée par les pales du rotor (m²)

Le C_p est un paramètre sans dimension exprimant l'efficacité de l'aile dans la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ce coefficient dépend de la vitesse du vent, le nombre de pales, leur rayon de leur angle d'inclinaison et de la vitesse de rotation; il est généralement donnée en termes de vitesse réduite λ défini par:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v} \quad (2.26)$$

Où:

Ω : Vitesse de rotation (rad / s).

R: Rayon de pale (m).

L'équation électromécanique de la turbine et du générateur est donnée par le l'équation suivante [38,39]:

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{mec} - C_{em} - f\Omega \quad (2.27)$$

Où:

J: Inertie de la turbine et du générateur (Kg.m²).

Ω : Vitesse de rotation (rad / s).

f: coefficient de frottement (N.m.s.rad⁻¹).

C_{em}: Couple électromagnétique (N.m).

C_{mec}: Couple mécanique (N.m).

La théorie du vecteur spatial donne l'équation de dynamique des courants de stator [39,40]:

$$\frac{dI_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_d} (V_{sd} - R_s I_{sd} + p\Omega\Omega_q I_{sq}) \quad (2.28)$$

$$\frac{dI_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_q} (V_{sq} - R_s I_{sq} + p\Omega\Omega_d I_{sd}) \quad (2.29)$$

Où:

R_s: résistance du stator (Ω).

L_d et L_q: inductances du stator (H).

Ψ_f : Flux de l'aimant permanent (wb).

V_{sd}, V_{sq}: tensions statoriques (V).

I_{sd}, I_{sq}: les courants de stator (A).

P: nombre de paires de pôles.

Ω : vitesse de rotation (rad / s)

Le couple électromagnétique est donné par l'équation suivante:

$$C_{em} = \left(\Psi_m I_{sd} + (L_d - L_q) I_{sd} I_{sq} \right) \quad (2.30)$$

2.9. Principe de commande du système éolienne

Le raccordement indirect du générateur au réseau électrique offre, outre l'avantage d'optimiser la puissance soutirée au vent, la possibilité d'économiser des temps importants de démarrage et de synchronisation avant couplage avec le réseau. Un schéma conventionnel d'une GSAP raccordée au réseau à travers un convertisseur complet, consiste à l'utilisation de deux dispositifs, alternatif/continu et continu/alternatif

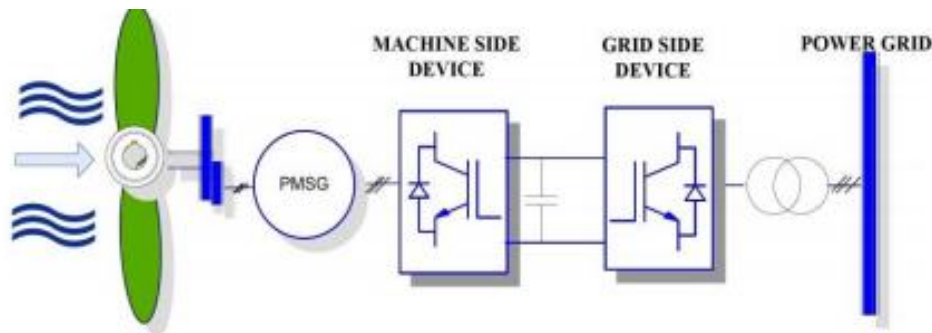


Figure .2.6: système éolien conventionnel [41]

L'interface électronique de puissance, placée entre le générateur et le réseau, aura pour rôle de commander le générateur afin d'extraire le maximum de puissance du vent [42]. Le schéma conventionnel du système éolien utilise un redresseur commandé (figure.2.7). En effet, Li et al. [43] a proposé un schéma de commande de la génératrice synchrone par redresseur commandé à MLI. Ce dispositif demande une logistique importante en composants de puissance (06 interrupteurs commandables en fermeture et en ouverture). Mais les auteurs n'ont pas été au-delà d'une modélisation par représentation d'état du système de puissance.

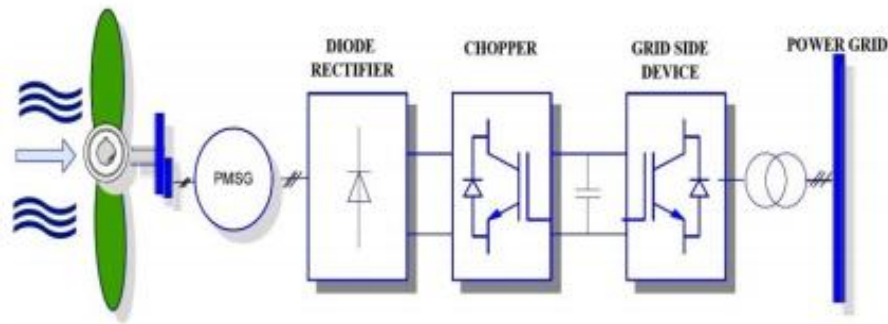


Figure 2.7: système éolien à redresseur à diodes et hacheur dévolteur[41].

Le schéma de commande de la machine synchrone à aimant permanent que nous proposons (figure. 2.8), est un convertisseur complet qui relie la GSAP au réseau de puissance. Côté machine, ce convertisseur comporte un redresseur à diodes suivi d'un hacheur dévolteur [44]. Par rapport à la solution du redresseur à MLI comportant 03 bras d'interrupteurs commandés, cette variante de commande utilise un dispositif de matériels ralliant performance, fiabilité et coût minimum. Par contre, le dispositif de conversion côté réseau, comporte un hacheur boost. Le schéma complet du convertisseur est donné à la figure.2.3.

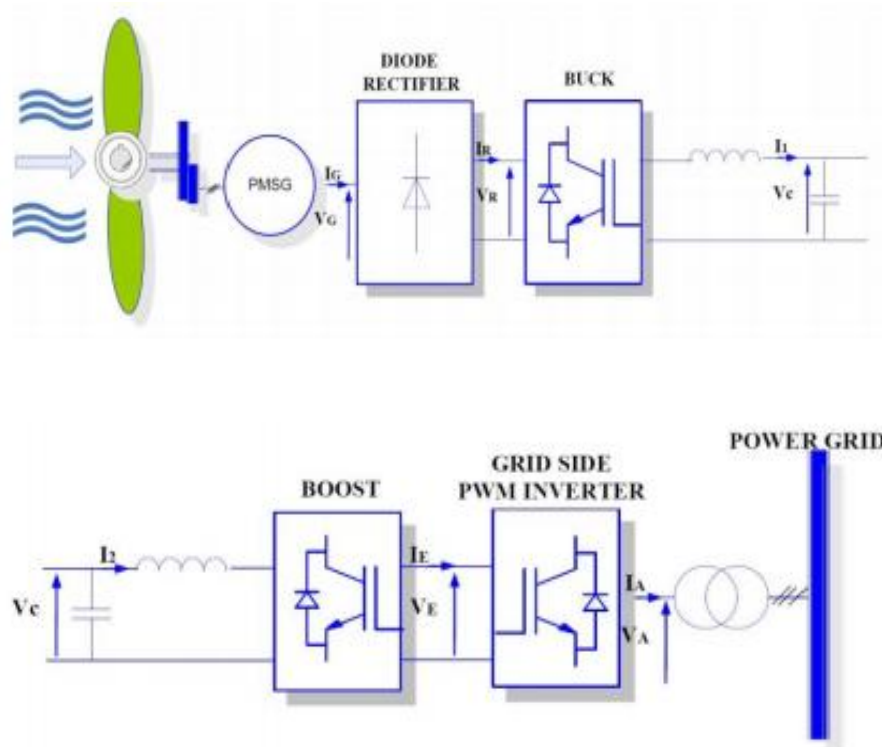


Figure 2.8:système éolien globale [41].

Il s'agit d'une récupération instantanée de l'énergie dans le réseau de puissance. Elle permet de réaliser l'économie d'une batterie ou d'un accumulateur. La méthode proposée de

recherche MPPT requiert la lecture en temps réel de la vitesse du vent, ainsi que la connaissance préalable des caractéristiques de la turbine. Elle présente les avantages par rapport à la méthode, dite Hill ClimbSearch, de la rapidité de convergence et d'une meilleure stabilité autour du point de régime permanent. La régulation du courant de la génératrice est effectuée en commande linéaire par retour d'état. [45]

2.9.1. Algorithme

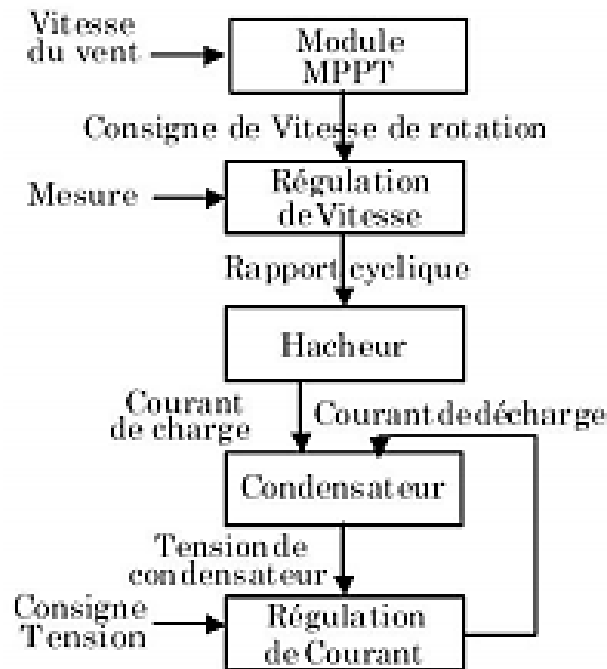


Figure 2.9: Algorithme de commande[41].

2.10. Stratégie de commande de MPPT

On peut distinguer entre deux grandes catégories de stratégies MPPT : des stratégies ne nécessitant pas la connaissance de courbe caractéristique et des stratégies nécessitant la connaissance préalable de la caractéristique $C_p(\lambda)$ de l'éolienne, point de vue rapidité du système facilite de commande et simplicité de mettre en œuvre [46]

2.10.1. Différent type de commande

2.10.1.1. 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.

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil de pales, Pour déterminer les caractéristiques de l'éolienne afin de simplifier l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux.

2.10.1.2. Commande en vitesse

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.

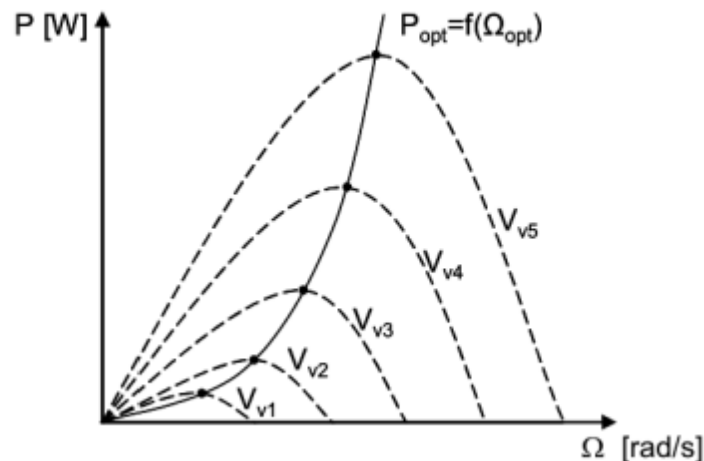


Figure 2.10: courbe de puissance d'une éolienne pour différents vitesses de vent [16].

2.10.1.3. 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[16].

2.11. Commande par contrôleur intelligent

Le command PID est dite aussi (correcteur, régulateur, contrôleur), se compose de trois terme P, I et D d'où le 'p' correspond au terme proportionnel, 'I' pour terme intégral et 'D' pour terme dérivé de la commande. Les régulateur PID sont probablement les plus largement utilisés dans le contrôle industriel. Même les pulls complexe système de contrôle est industriel put un réseau de contrôle dont le principal élément de contrôle est un module de contrôle PID. Le régulateur PID est une simple implémentation de retour d'information (feedback). Il a la capacité d'éliminer la compensation de l'état d'équilibre grâce à l'action intégral, et il peut anticiper le futur grâce à une action dérivée. Un régulateur PID remplit essentiellement trois fonctions :

- ✓ Fournir un signal de commande $u(t)$ en tenant compte de l'évolution du signal de sortie $y(t)$ par rapport à la consigne $y^*(t)$.
- ✓ Éliminer l'erreur statique grâce au terme intégrateur.
- ✓ Anticiper les variations de la sortie grâce au terme dérivateur.

Le régulateur PID classique relie directement le signal de commande $u(t)$ au signal d'écart $e(t)$. Sa description temporelle est la suivante :

$$u(t) = \left(K(p)e(t) + K_i \int e(t) + K_d \frac{d}{dt} e(t) \right) \quad (2.31)$$

L'écart se définit par:

$$e(t) = y^*(t) - y(t) \quad (2.32)$$

Où $y^*(t)$ est la consigne et $y(t)$ est la sortie mesurée par le capteur. En prenant la transformée de Laplace de l'équation, on obtient la fonction de transfert du correcteur

$$C(p) = K_p + K_i \frac{1}{p} + K_d P \quad (2.33)$$

Cette combinaison des termes P, I et D est aussi désignée sous le nom de forme parallèle ou non inter active. Le schéma fonctionnel d'un processus réglé à l'aide d'un tel régulateur est donné à la figure 2.11.

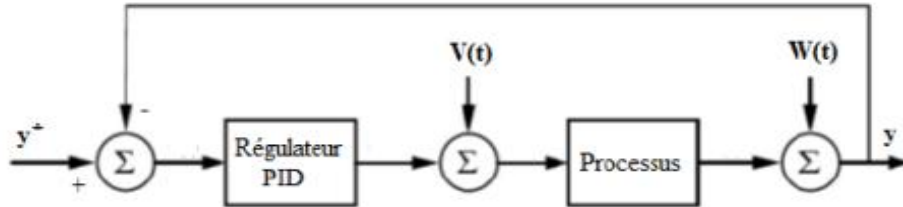


Figure 2.11: Schéma fonctionnel d'un processus réglé par un PID classique[16].

La figure 2.11 illustre le principe général d'un processus réglé par PID où on y trouve les perturbations $V(t)$ et $W(t)$. Ces bruits sont généralement issus des capteurs et des actionneurs du système. Pour atteindre les performances souhaitées d'un régulateur on tend à apporter les modifications suivantes : On réduit l'effet de la consigne sur le terme proportionnel pour minimiser les dépassements en conservant un faible temps de réglage. L'écart est alors défini par :

$$e_p(t) = K_p (y^*(t) - y(t)) \quad (2.34)$$

Suivant le dépassement souhaité, le paramètre K_p de pondération est choisi entre 0 et 1. Afin d'éviter de fortes amplitudes du signal de commande lors de brusques variations de la consigne, on diminue ou on annule l'effet de la consigne sur le terme dérivé :

$$e_d(t) = K_d (y^*(t) - y(t)) \quad (2.35)$$

La description temporelle du régulateur PID modifié est alors la suivante: Tenant compte des définitions des trois écarts, le signal de commande $u(t)$ s'écrit:

$$u(t) = \left(K_p y^*(t) + K_i \int y^*(t) + K_d \frac{d}{dt} y^*(t) \right) - \left(K_p y + K_i \int y + K_d \frac{d}{dt} y \right) \quad (2.36)$$

Dont la transformée de La place vaut:

$$u(p) = \left(K_p + K_i \frac{1}{p} + K_d p \right) Y^*(p) - \left(K_p y + K_i \int y + K_d \frac{d}{dt} y \right) \quad (2.37)$$

D'un point de vue pratique, deux autres modifications sont fréquemment apportées au régulateur PID. Afin de diminuer l'influence du bruit haut fréquences, on limite le gain du dérivateur en remplaçant le terme K_d par la fonction de transfert suivante, avec τ très petit:

$$G(p) = K_d \frac{p}{1 + \tau p} \quad (2.38)$$

En présence du terme intégral et dans le cas où l'écart tarde à s'annuler, la composante intégrale peut croître sans cesse et entraîner la saturation du convertisseur ou de l'actuateur commandant le processus. Puis lors du changement de signe de l'écart, il faudra attendre que la composante intégrale décroisse suffisamment pour ne plus saturer les éléments qui se trouvent en aval. Pour éviter ce temps perdu, on introduit une limitation sur la valeur maximum que peut atteindre le terme intégral. On notera qu'avec cette modification, le régulateur ne peut plus être considéré comme linéaire[16].

2.11.1. Contrôleur PID d'ordre fractionnaire [47]

Podlubny, a proposé une nouvelle extension du contrôleur PID linéaire appelée ordre fractionnaire Régulateur PID. En mathématiques, le calcul fractionnaire permet de convertir le différentiel ou opérateur intégral avec ordre entier à l'ordre fractionnaire. De la figure. 2.12, le FOPID contrôleur a plus de degrés de liberté que le contrôleur conventionnel. Cette propriété est dérivée en impliquant à la fois l'intégrateur et le différenciateur dans les commandes et, respectivement,[48]. Pratiquement, on peut dériver l'opérateur fractionnaire par diverses notions. Le plus fréquent les méthodes utilisées sont Riemann-Liouville définition (RL) Eq. 2.38, Définition de Braun Wald -Itincov (GL) Eq. 2.39 et définition de Caputo Eq. 2.40. Cependant, la notion RL a des performances plus adaptées en ingénierie de contrôle, pour cette raison, elle a adopté dans cet article et est donnée par l'équation suivante:

$${}_0 D_t^\alpha f(t) = \frac{1}{\Gamma(m-\alpha)} \int_0^t \frac{f^m(\tau)}{(1-\tau)^{\alpha-m+1}} d\tau \quad (2.39)$$

$${}_0 D_t^\alpha f(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{1}{\Gamma(m-\alpha)} \sum_{k=0}^{\lfloor (t-\alpha)/h \rfloor} \frac{\Gamma(\alpha-1)}{\Gamma(\alpha+k)} f(t-kh) \quad (2.40)$$

$${}_0D_t^\alpha f(t) = \frac{1}{\Gamma(m-\alpha)} \int_0^t \frac{f^m(\tau)}{(1-\tau)^{\alpha-m+1}} d\tau \quad (2.41)$$

(Γ) Est la fonction gamma d'Euler qui spécifie la factorielle, et alloue l'opérateur, pour obtenir des valeurs non entières. Afin de mettre en œuvre le contrôleur d'ordre fractionnaire dans le numérique les simulations et les études pratiques, il fallait une technique d'approximation avec des fonctions de transfert d'ordre entier [49, 50]. En général, il y a cinq approximations sont proposées pour cette procédure, ceux-ci sont; Crone, Carlson, Fraction continue haute fréquence et Fraction continue basse fréquence. Dans cet article, l'approximation de Crone est utilisée. Cette technique utilise une distribution récursive de N pôles et N zéros.

$$C(s) = k' \prod_{n=1}^N \frac{(1 + \omega_{zn})}{(1 + \omega_{pn})} \quad (2.42)$$

où K' est le gain statique. les pôles et les zéros sont calculés à l'intérieur d'une plage de fréquences et sont écrits comme suit :

$$\alpha = (\omega_h / \omega_l)^{v/n} \quad (2.43)$$

$$\eta = (\omega_h / \omega_l)^{1-v/N} \quad (2.44)$$

$$\omega_h = \omega_l \sqrt{\eta} \quad (2.45)$$

$$\omega_{pn} = \omega_{z,n-1} \alpha, n = 1 \dots N \quad (2.46)$$

$$\omega_{zn} = \omega_{p,n-1} \eta, n = 2 \dots N \quad (2.47)$$

Dans cette étude, la fréquence est choisie dans la plage [0:001 40], le nombre de pôles et de zéros est pris $N=3$.

L'expression mathématique contrôleur $PI^\lambda D^\mu$ est présentée par l'équation différentielle suivante:

$$u(t) = k_p e(t) + k_i D_t^{-\lambda} e(t) + k_d D^\mu e(t) \quad (2.48)$$

La conception du contrôleur FOPID implique la conception des paramètres suivants; $K_i, K_d, K_p, \lambda, \mu$, qui sont l'intégrale, différentielle, les constantes proportionnelles, dérivée d'ordre fractionnaire et des éléments solidaires respectivement. $PI^\lambda D^\mu$ le contrôleur est très flexible et donne la possibilité de régler plus soigneusement les propriétés dynamiques d'un système de contrôle robuste.

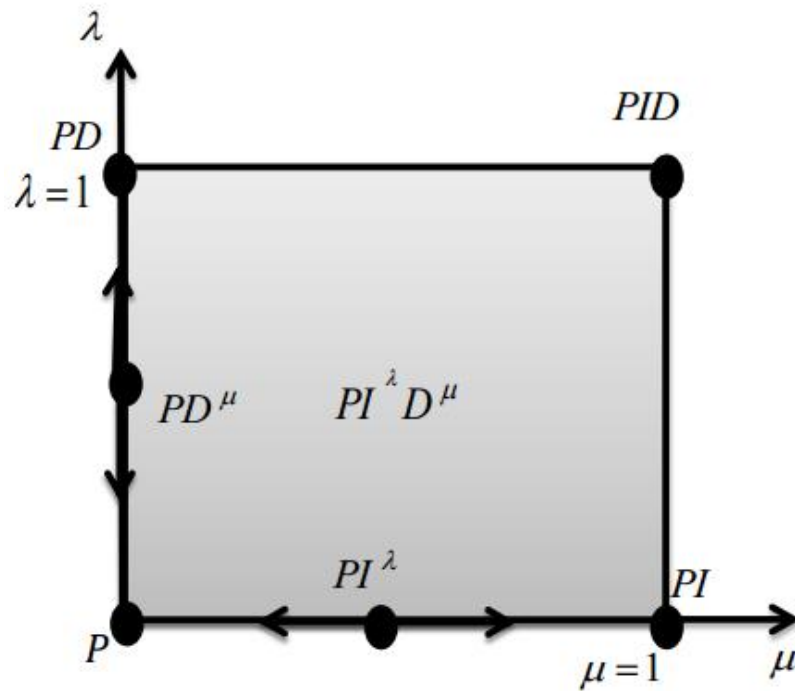


Figure 2.12: plan FOPID [47]

Tous les contrôleurs PID classiques sont des cas particuliers du contrôleur fractionnaire, où λ et μ sont égales à une (se référer à la figure. 2.12) [20]. En ce qui concerne le plan PID, cela signifie qu'au lieu de sauter entre quatre points fixes dans le plan, il est possible de se déplacer ce plan en continu. En général, la plage d'ordre fractionnaire considéré est comprise entre 0 à 1. Dans ce plan;

- ✓ Si $\lambda=1$ et $\mu=1$, il est alors régulateur PID classique
- ✓ Si $\lambda=0$ et $\mu=1$, il est alors régulateur PD classique

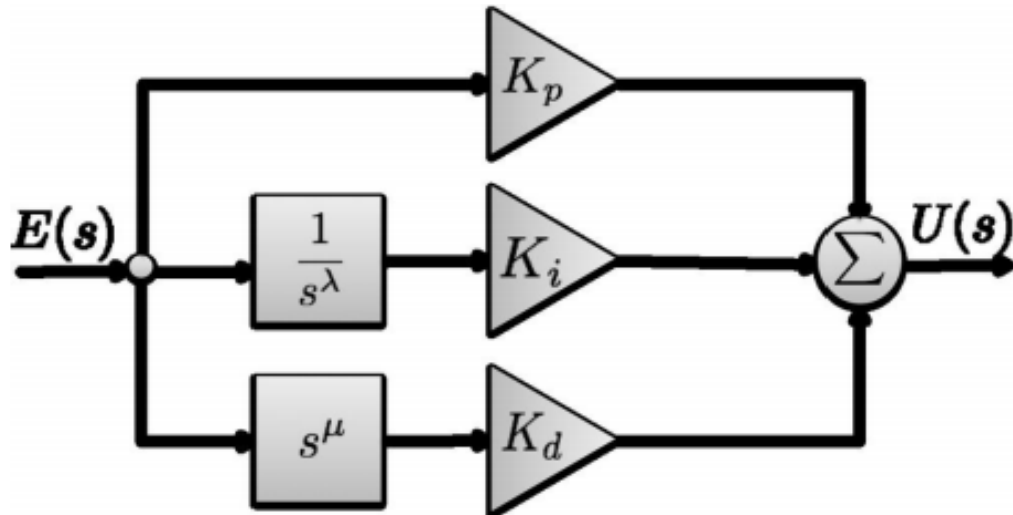


Figure 2.13: Schéma du contrôleur FOPID [47]

- ✓ Si $\lambda=1$ et $\mu=0$, il est alors régulateur PI classique
- ✓ Si $\lambda=0$ et $\mu=0$, il est alors régulateur P classique

Dans la dérivée intégrale proportionnelle d'ordre fractionnaire,(FOPID),contrôleur, les opérations I et D sont généralement d'ordre fractionnaire.Par conséquent, en plus de définir les constantes proportionnelles, dérivées et intégrales K_p,K_i,K_D ,nous devons également définir deux autres paramètres à savoir l'ordre d'intégration fractionnaire λ ainsi que le dérivé fractionnaire μ .Recherche d'un ensemble optimal de valeurs pour K_P,K_I,K_D,λ et μ afin de répondre aux spécifications de l'utilisateur pour un processus, il a besoin d'optimisation des paramètres hyperespace à cinq dimensions .

Figure. 2.13 montre la structure générale de FOPID.Les contrôleurs fractionnaires ont deux paramètres de plus que le régulateur PID classique,ainsi, deux autres spécifications peuvent être respectées, ce qui améliore les performances du système global. On peut s'attendre à ce que $PI^\lambda D^\mu$ le contrôleur peut améliorer les performances du système. Donc réglage du PID fractionnairecontrôleur est l'une des principales préoccupations dans la conception du régulateur.

2.12. Optimisation

2.12.1 Bat algorithm [49]

L'algorithme métaheuristique inspiré de chauve-souris, appelé l'algorithme Bat (BA), a été récemment mis en œuvre par Yang,inspiré par la écholocation de microchiroptères.Dans la nature, l'écholocation peut avoir seulement quelques millièmes de seconde (jusqu'à environ 8–

10 ms) avec un changement de fréquence dans le domaine de 25-150 kHz ,correspondant aux longueurs d'onde de 2 à 14 mm dans l'air.Microchiroptères utilisent habituellement écholocation pour la recherche de proie.Au cours de l'itinérance, microchiroptères produisent des impulsions courtes, mais, leurs taux d'impulsions émises augmentent et la fréquence est réglée en haut,lorsqu'une proie potentielle est à proximité. L'augmentation de la fréquence, dite réglage de fréquence,avec l'accélération d'émission d'impulsions raccourcira la longueur d'onde des écholocations et donc augmenter la précision de la détection .Les caractéristiques d'écholocation de microchiroptères peuvent être idéalisés comme les règles suivantes:

- ✓ Toutes les chauves-souris utilisent l'écholocation pour détecter la distance, ainsi que ils reconnaissent aussi la différence entre les proies / nourriture et barrières de fond de manière magique;
- ✓ Les chauves-souris volent au hasard avec la vitesse v_j à la position x_j avec un f_{min} de fréquence ne change pas, l'intensité sonore variable A_0 et longueur d'onde λ pour rechercher des proies. Ils peuvent régler régulièrement le taux d'émission d'impulsions $r \in [0; 1]$ et ajuster la longueur d'onde (ou fréquence) de leurs impulsions émises, en fonction sur la proximité de leur objectif;
- ✓ Et alors que le volume peut changer de nombreuses manières, nous supposons que le volume varie d'un grand (positif) A_0 à une valeur la moins constante A_{Min} .

Il faut identifier pour chaque chauve-souris (j),sa vitesse v_j et sa position x_j dans un espace de recherche en d dimensionnelle, les nouvelles solutions vitesses v_j^t et x_j^t au pas de temps peut s'écrire comme suit :

$$f_j = f_{min} + (f_{max} - f_{min})^x \quad (2.49)$$

$$v_j^t = v_j^{t-1} + (x_j^{t-1} - x^*) f_j \quad (2.50)$$

$$x_j^t = x_j^{t-1} + v_j^t \quad (2.51)$$

où dans la plage de $[0,1]$ est un vecteur aléatoire tiré d'un distribution uniforme et est le meilleur emplacement global actuel,après avoir comparé toutes les solutions parmi toutes les n chauves-souris au itération actuelle x^* est localiser . Comme le produit $\lambda_j \cdot f_j$ est l'incrément de vitesse,on peut utiliser soit f_j (ou λ_j) tout en fixant l'autre facteur,pour régler le

changement de vitesse. Pour la mise en œuvre, chaque chauve-souris est assignée au aléatoire une fréquence qui est tirée uniformément de (f_{min}, f_{max}) . La recherche locale est principalement une marche aléatoire autour des meilleures solutions actuelles, et une nouvelle solution pour chaque chauve-souris peut être générée localement par

$$x_{new} = x_{old} + \varepsilon A^t \quad (2.52)$$

Où $\varepsilon \in [0,1]$ est un nombre aléatoire, tandis que $A^t = (A_j^t)$ est le volume moyen de toutes les chauves-souris à ce pas de temps. Comme l'intensité sonore diminue généralement une fois qu'une chauve-souris a trouvé sa proie, le taux de impulsion augmente d'émission, comme toute valeur de commodité; le volume peut être sélectionné. L'intensité sonore est typiquement choisi parmi $[A^0, A_{min}] = [1, 0]$ Supposant $A_{min} = 0$ signifie qu'une chauve-souris vient de trouver la proie pour le moment arrêtez d'émettre du bruit. Le taux d'émission d'impulsions et le volume sonore sont donnés par

$$r_j^{t+1} = r_j^0 1 - \exp(-\gamma), A_j^{t+1} = \beta^y A_j^t \quad (2.53)$$

où β^y et γ sont des constantes. Dans le recuit simulé, β est comme le facteur de refroidissement d'un programme de refroidissement. Pour un $\gamma > 0$ et $0 < \beta < 1$

$$A_j^t \rightarrow 0, r_j^t \rightarrow r_j^0, t \rightarrow \infty$$

Dans le cas le plus simple, nous pouvons choisir $\beta = \gamma$. Dans le BA standard, nous pouvons choisir $\beta = \gamma = 0.9 - 0.975$ dans la plupart des cas.

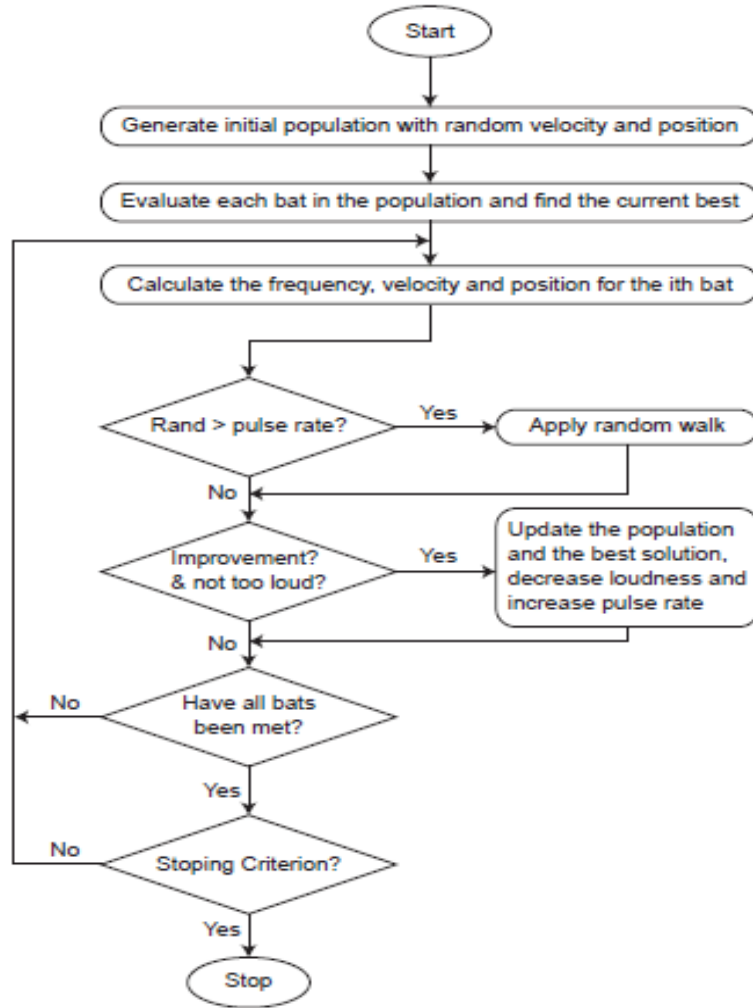


Figure 2.14 : bat algorithm

2.13. Conclusion

La modélisation des parties mécanique et électrique de l'éolienne a été nécessaire pour déblayer la route à la simulation, l'établissement du système de régulation dans ce mémoire est une conséquence d'une récente recherche dans le domaine de contrôle/commande pour propulser ce travail vers la nouveauté scientifique, selon la simplicité, la performance ainsi que la robustesse du choix des paramètres à optimiser des contrôleurs proportionnel – intégrateur - dérivateur (PID) et PID fractionnaire (FOPID) par l'algorithme chauve souris (bat algorithm) favorise le choix de la méthode

Chapitre 3
Résultats de simulation et discussions

3.1.Introduction

Dans ce chapitre, nous avons établi une stratégie de commande qui nous permet de suivre la puissance fournie par l'éolienne grâce à une régulation de la vitesse. L'aérogénérateur est relié à une charge de type courant continu pour le but de l'exploiter dans une activité de pompage

3.2. Données de système à étudier:

Pour mettre en évidence la stratégie de commande qui sera appliqué pour notre travail on a choisi les données de système de puissance qui sont tabulées dans les tableaux suivants ;

Tableau. 3.1. Paramètre de la turbine éolienne

Paramètre	Valeur numérique
Rayon de la turbine	0.5 m
Masse volumique de l'air ρ	1.225 kg/m ³
Inertie J_t	16 N.m
Vitesse relative optimale λ_{opt}	0.78
Coefficient de puissance maximale $C_{p \max}$	0.1495

Tableau. 3.2. Paramètre de la GSAP

Paramètre	Valeur numérique
Puissance nominale P_n	600 W
Résistance statoriques R_s	1.137 Ω
Inductance direct L_d	0.0027 H
Inductance transversale L_q	0.0027 H
Inertie J_m	0.1N.m
Frottement visqueux f_m	0.06 N.m.s/rad
Flux statorique Ψ_f	0.15
Nombre de paires de pôles	17

Tableau. 3.3. Paramètre des régulateurs PI

Gains	Grandeurs	
	Courant i_d	Courant i_q
K_p	5	5
K_i	500	500

La puissance produite par l'éolienne varie fortement tout au long de la journée, car la puissance produite suit la puissance disponible dans le vent et tient compte des mêmes changements que celui-ci. Avec le convertisseur à côté de la charge, il est possible de contrôler les puissances active et réactive qui fournissent à la charge. Le système complet est donné dans la figure 3.1 :

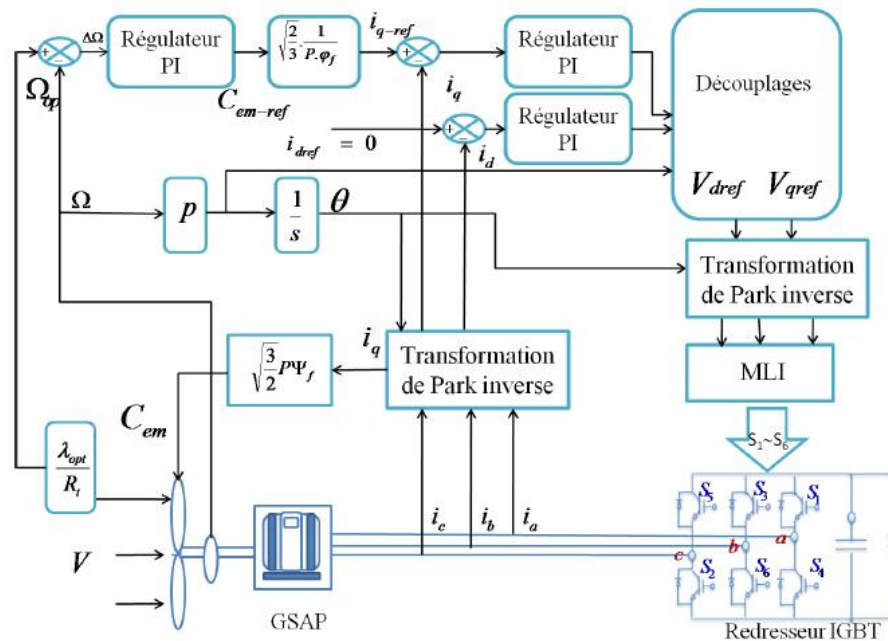


Figure. 3.1 Schéma de commande vectorielle de la GSAP d'un système éolien.

3.3. Mode opératoire du système et simulation

Le suivi de system est un problème de contrôle actuel. En fait, la majorité des travaux existants portent sur la stabilité des systèmes éoliens sous différents points de fonctionnement. Cependant, ceux-ci ne permettent d'assurer que l'arrivée du système non linéaire à un point d'équilibre à partir de conditions initiales non nulles. Les paramètres de la chaîne de conversion éolienne sont donnés dans les tableaux suivants :

Afin d'extraire la puissance maximale sous l'effet des variations fréquentes du profil de vitesse du vent, un contrôle par asservissement de la vitesse de rotation maintient le rapport entre la puissance extraite et celle du vent à sa valeur maximale. En d'autres termes, maintenez le coefficient de puissance C_p à sa valeur maximale. Ce contrôle nécessite l'utilisation du régulateur de vitesse.

Nous avons élaboré l'ensemble du système pour simuler la turbine en utilisant les équations données précédemment. Les conditions de simulation sont données comme suit et montrées dans la figure. 3.2:

- $C_{pmax} = 0.1495$: c'est le coefficient de puissance maximum.
- λ : c'est la vitesse relative maximale.

Le bloc de simulation doit permettre de contrôler la vitesse de rotation de manière à conserver les valeurs maximales de C_{pmax} et λ quelle que soit la vitesse du vent. Pour cette raison, nous utiliserons le système en utilisant les contrôleurs de vitesse conçus.

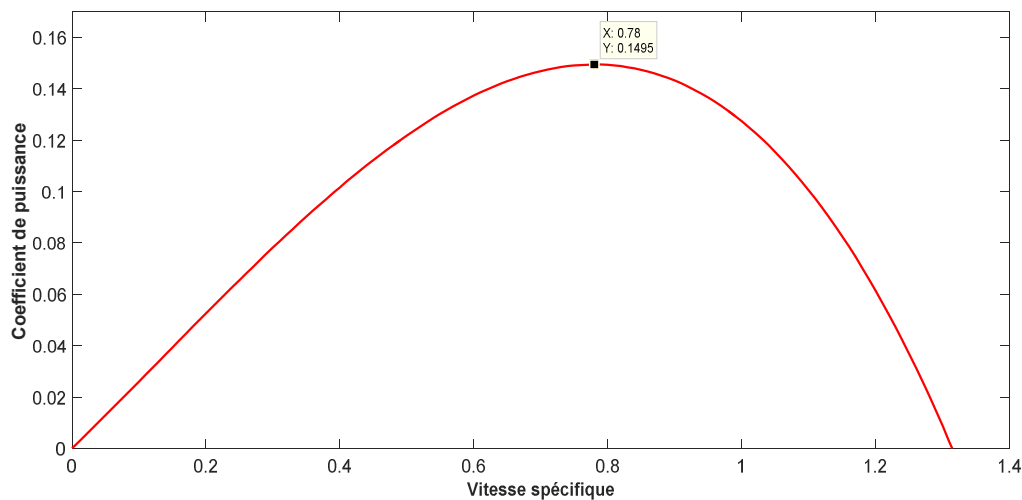


Figure. 3.2 Caractéristique mécanique $C = f(\lambda)$

Le vent considère la principale source d'énergie pour le fonctionnement du système éolien, il fournit le couple aérodynamique (C_{eol}) d'où le couple électromagnétique créé dans le générateur nous atteignons le couple mécanique qui nous permet de suivre la vitesse de rotation. Le potentiel éolien se caractérise par une vitesse moyenne des vents modérée entre 14 à 21 m/s. Le profile de vitesse du vent est exposé dans la figure. 3.3.

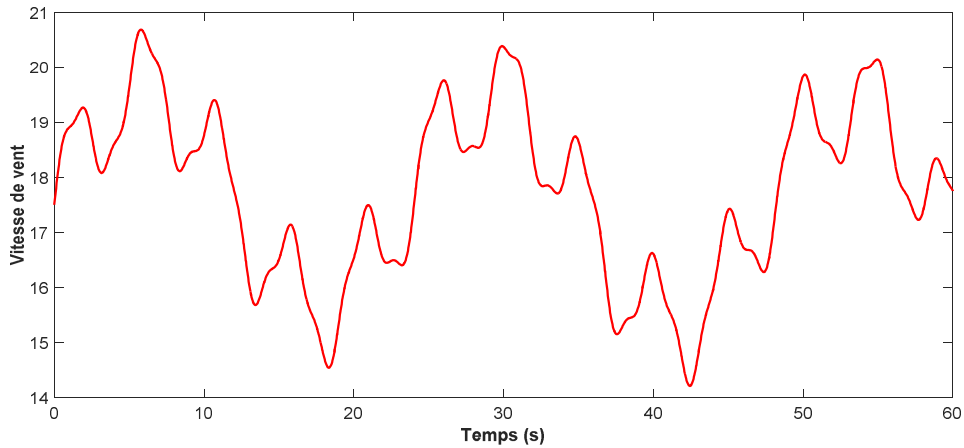


Figure. 3.3 Profile de vitesse du vent.

Le schéma de contrôle pris en compte dans la simulation est illustré à la figure 3.4. Le couple électromagnétique de référence est obtenu par la réalisation d'un contrôleur basé sur MPPT conçu sur la différence entre la vitesse de rotation et la vitesse de référence.

La fonction de transfert qui illustre cette action est présentée par ;

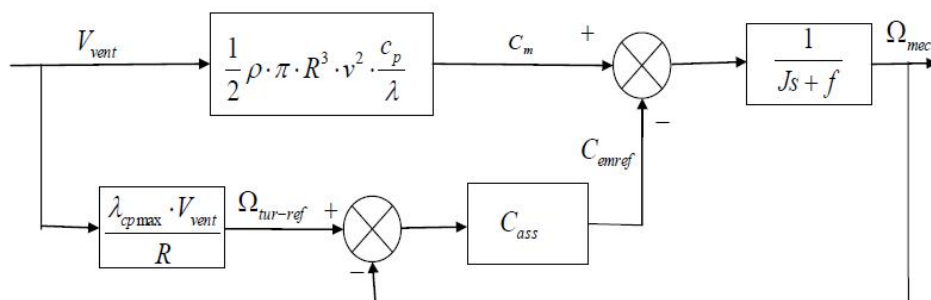


Figure. 3.4 Schéma bloc de la turbine avec maximisation de la puissance extraite à l'aide d'une régulation de la vitesse.

La fonction objective a une tâche importante dans les problèmes d'optimisation en approchant l'algorithme de la meilleure solution. En d'autres termes, il évalue les performances de sortie du système éolien et décide de la distance entre une solution donnée et le point de consigne. Par conséquent, la fonction objective prend en considération tous les critères de performance préférés, y compris le temps de montée, le temps de stabilisation et le dépassement. Afin d'évaluer les performances, une fonction objective efficace est suggérée pour optimiser le contrôleur FOPID. Nous avons proposé l'Intégrale du Carré de l'Erreur (Integral Square Error ISE) qui mesure les performances du système formées en intégrant le carré de l'erreur système sur un intervalle de temps fixe. Nous utiliserons la fonction de façon

distincte. Ensuite, nous établirons Bat algorithme sous une fonction objective pour améliorer les gains de FOPID contrôleur et calculer l'impact des performances du système fermé. Le procédé de l'optimisation de l'ensemble du système de contrôle est donné à la figure. 3.5.

Tableau. 3.4 Les paramètres optimisés des contrôleurs

Gains	Contrôleurs	
	PID	FOPID
K_p	99	100
K_i	100	100
K_d	100	99,09
μ	----	0,9
λ	-----	0,1

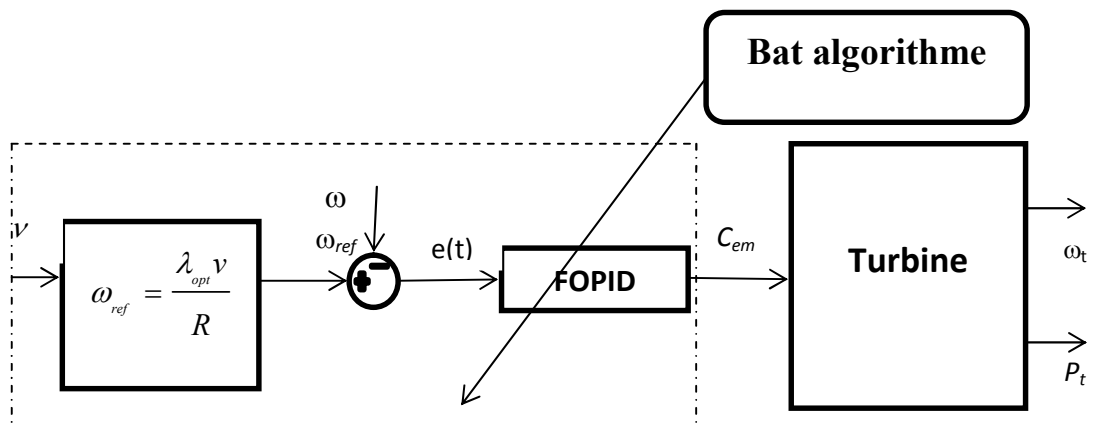


Figure. 3.5 Schéma de processus de contrôle

3.4. Interprétation des résultats

La courbe de convergence de BA sous la fonction objective proposée, avec différents contrôleurs, est représentée sur la figure. 3.6. Les courbes caractéristiques de convergence pour BA varient avec tous les contrôleurs après un certain temps. Le coût de la convergence est faible pour le MPPT basé sur FOPID par rapport au MPPT basé sur PID et en outre son tracé de convergence converge rapidement par rapport au PID classique. Dans l'ensemble, BA avec MPPT à base de FOPID a fourni de meilleurs résultats par rapport à BA avec MPPT à base de PID pour cette application.

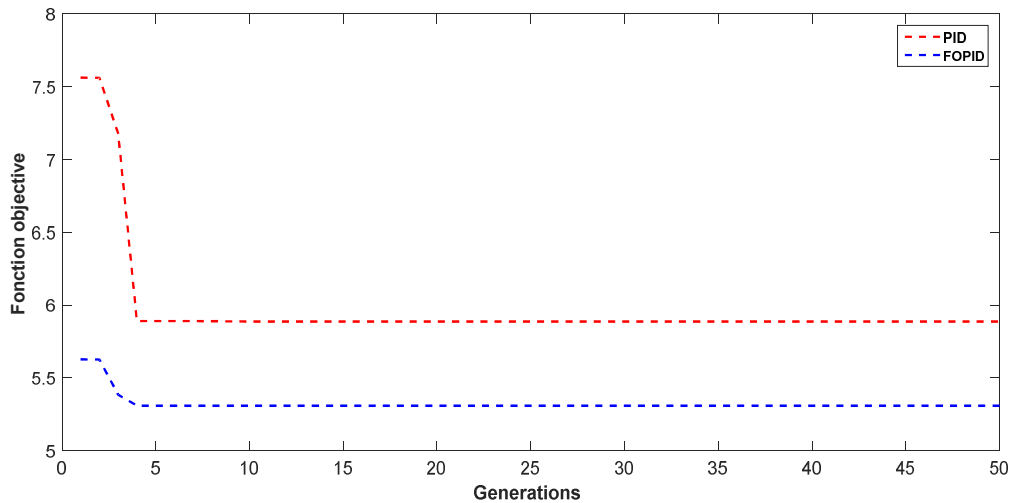


Figure. 3.6 Courbe de convergence pour BA avec différents contrôleurs

Le système peut extraire l'énergie éolienne maximale en cas de vitesse de rotation mécanique ω_m peut suivre sa référence optimale ω_{ref} . Pour cette raison, cette stratégie de contrôle vise à forcer le système de conversion d'énergie éolienne à s'asseoir à cette étape. Le processus est utilisé pour comparer ω_{ref} à la valeur réelle ω_m et fournir cette différence au contrôleur conçu. Le schéma fonctionnel du contrôleur FOPID basé sur le contrôle TSR est présenté précédemment.

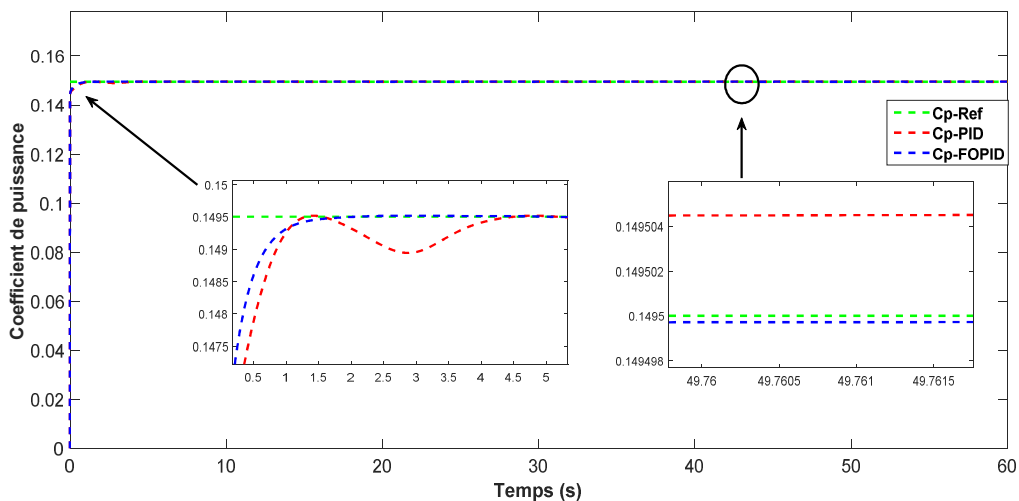


Figure. 3.7 Courbe de convergence pour BA avec différents contrôleurs

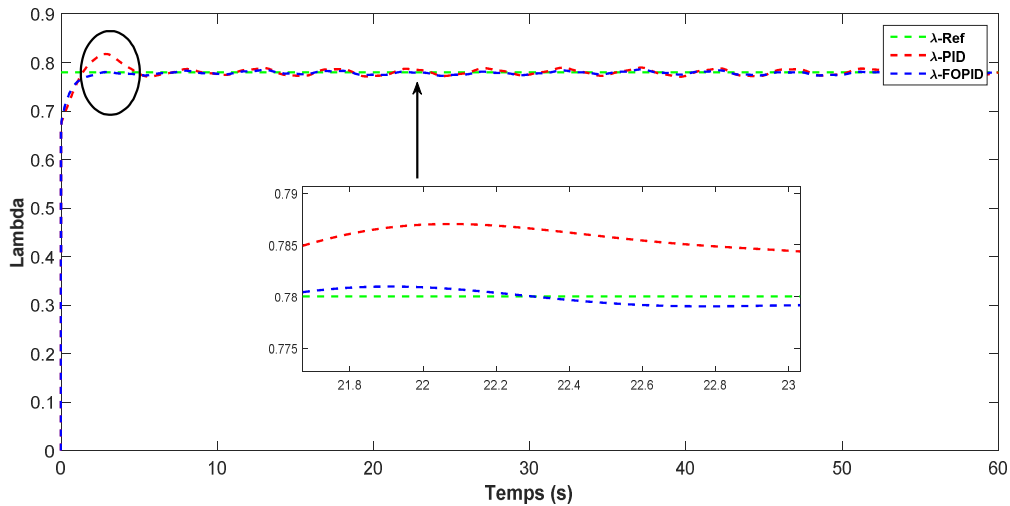


Figure. 3.8 Vitesse spécifique de la turbine (TSR: tip speed ratio)

Un tel écart important conduit apparemment à une diminution du coefficient de puissance C_p , comme cela est évidemment présenté sur la figure. 3.7. De plus, il est clair que le C_p pour le MPPT-FOPID est toujours bien resté à sa valeur maximale et il se rapproche des valeurs optimales de $C_p = 0.1495$ tandis que celui pour le MPPT-PID est quelque peu supérieur à la valeur maximale pendant la période de changement de vitesse du vent. On peut voir la même remarque en cas de λ et MPPT-FOPID se rapproche des valeurs optimales de $\lambda = 0.1495$ comme représenté sur la figure. 3.8. En conséquence, la puissance extraite par le GSAP équipé de MPPT-FOPID a un décrétement significatif et approximatif de la puissance maximale extraite par celui équipé de MPPT-PID, comme indiqué sur la figure. 3.10.

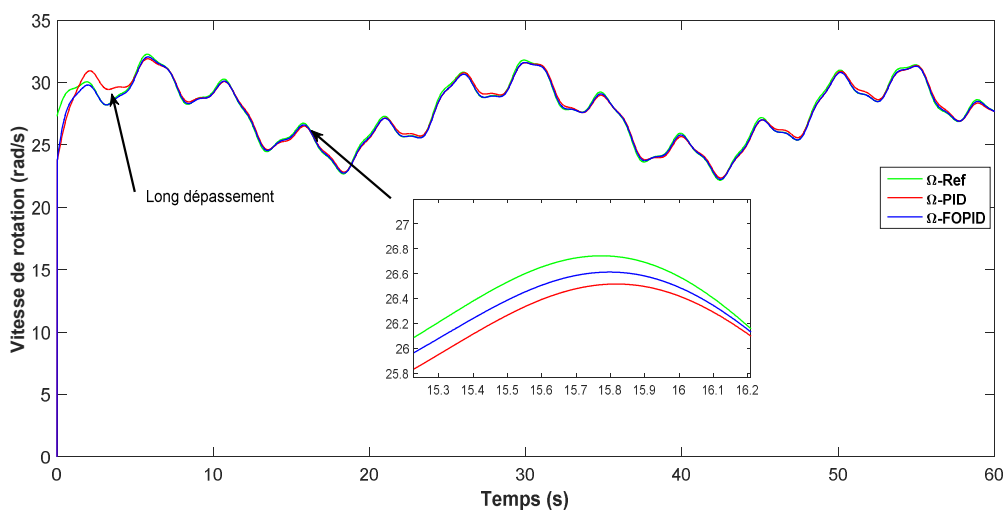


Figure. 3.9 Allure de vitesse de rotation avec différents contrôleurs.

D'après la figure 3.9, on peut voir que la vitesse de rotation mécanique ω_m suit considérablement sa valeur optimale sous le MPPT-FOPID, tandis que sous le MPPT-PID, elle commence à diverger de sa valeur optimale après la baisse soudaine du paramètre de vitesse du vent à 3s et la valeur de l'écart est approximativement jusqu'à la valeur optimale de la référence.

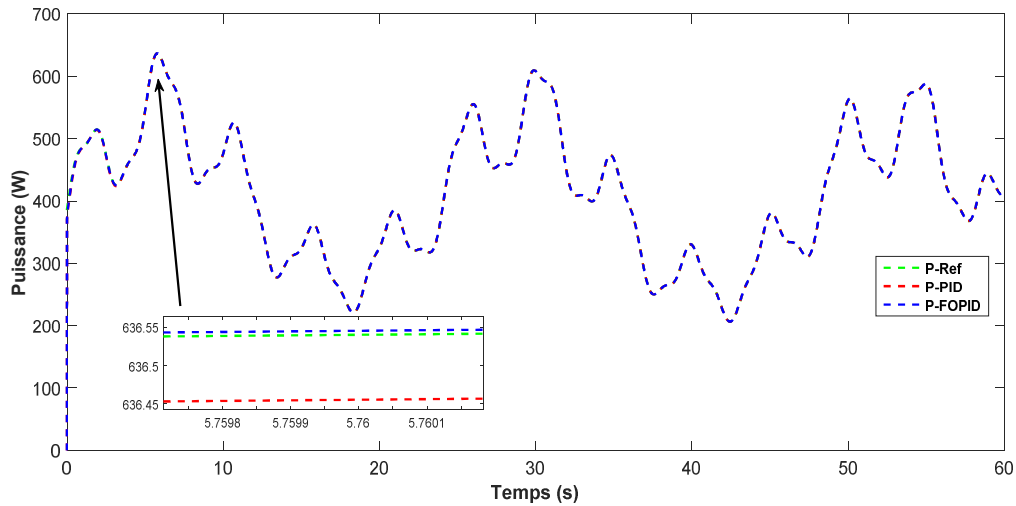


Figure. 3.10 Allure de la puissance active P et sa puissance de référence.

Sur la figure 3.10, une série de valeurs de vitesse du vent sous plusieurs variations autour de leur valeur nominale est en, dans laquelle une augmentation de 16 m/s de la vitesse du vent à 22 m/s est appliquée. Pour une comparaison claire, les différentes valeurs de crête de la puissance active P sont enregistrées. La figure 3.10 montre que la variation de P obtenue par MPPT-PID est plus grande que MPPT-FOPID. Cela peut être expliqué comme suit, le MPPT-FOPID conçu estime toutes les incertitudes et les perturbations, et ne nécessite pas le modèle de système de contrôle précis. Ainsi, il a une meilleure robustesse que MPPT-PID qui nécessite un modèle de système de contrôle plus précis.

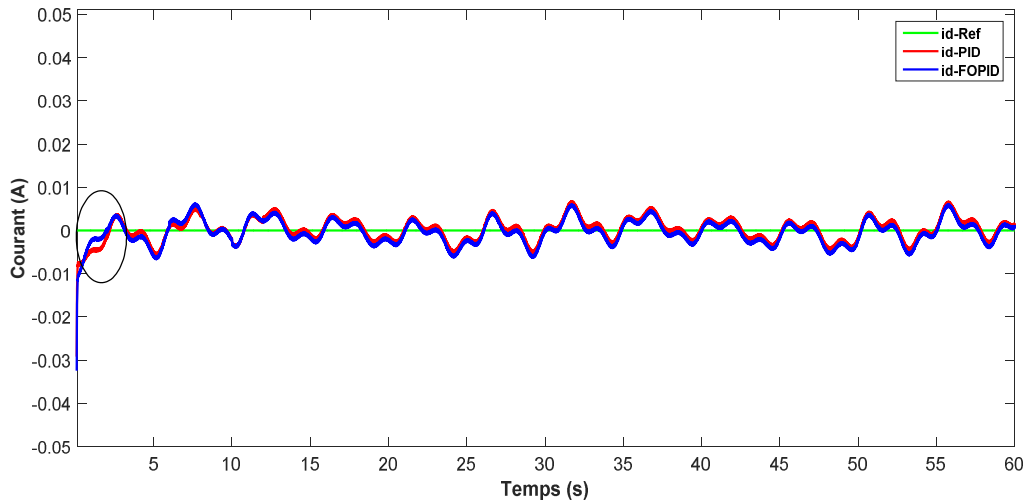


Figure. 3.11 Allure des courants i_d avec différents contrôleurs.

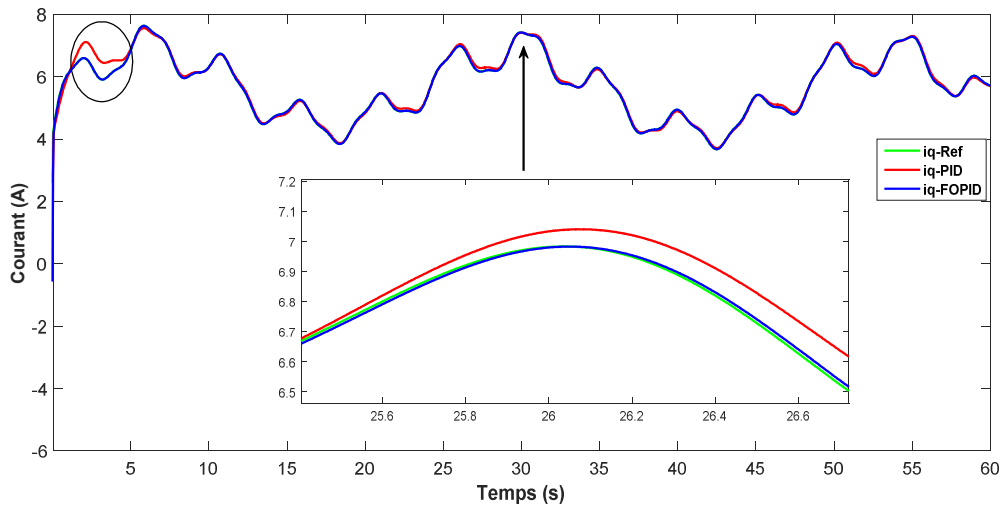


Figure. 3.12 Allure des courants i_q avec différents contrôleurs.

Les figures 3.10 et 3.11 représente l'allure du courant i_q et du courant i_d obtenu à l'aide des contrôleurs FOPID et PID classique. On peut observer que le courant i_q est de la même forme que la puissance active et le courant i_d est quasiment nul.

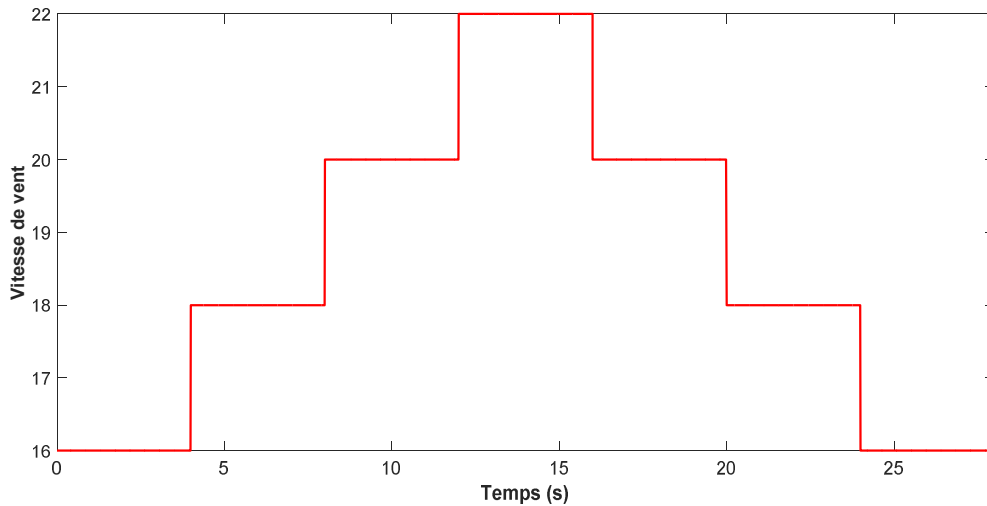


Figure. 3.13 Allure de la vitesse V.

Afin de tester la robustesse du schéma de contrôle proposé, nous avons réalisé le système sous un profile de vitesse du vent sévère comme déjà mentionné sur la figure. 3.12. Après la simulation, la vitesse de rotation mécanique et la puissance active sont visibles sur les figures. 3.13 et 3.14. Nous pouvons remarquer qu'un schéma de contrôle FOPID basé sur le suivi du point de puissance maximale peut augmenter l'efficacité de conversion de puissance en contrôlant la vitesse de rotation mécanique en fonction des vitesses de vent réelles sous des points de fonctionnement à large plage. En revanche, le PID basé sur MPPT n'est pas capable d'assurer les performances optimales globales sous des points de fonctionnement à large plage. En conséquence, le MPPT basé sur FOPID proposé a des performances et une robustesse supérieures par rapport au MPPT-PID pour tous les points de fonctionnement en cas de temps de dépassement et de critères d'erreur.

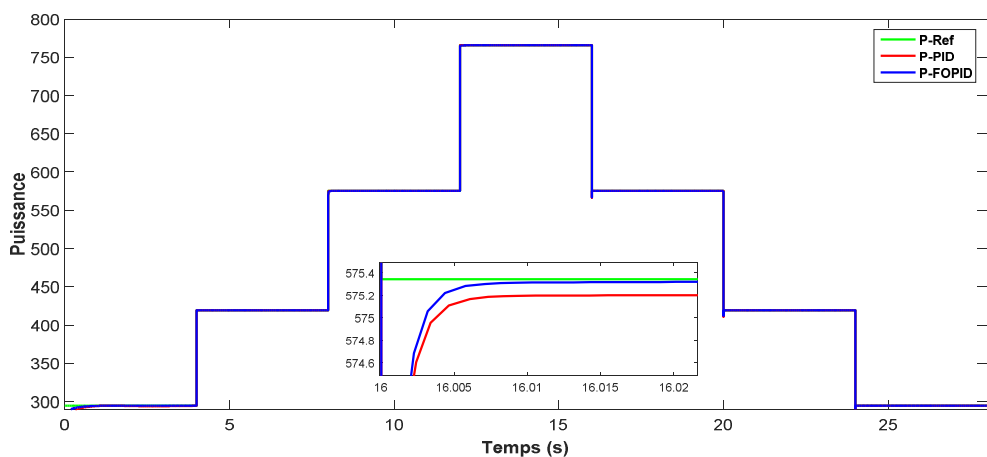


Figure. 3.14 Allure de la puissance active P et sa puissance de référence.

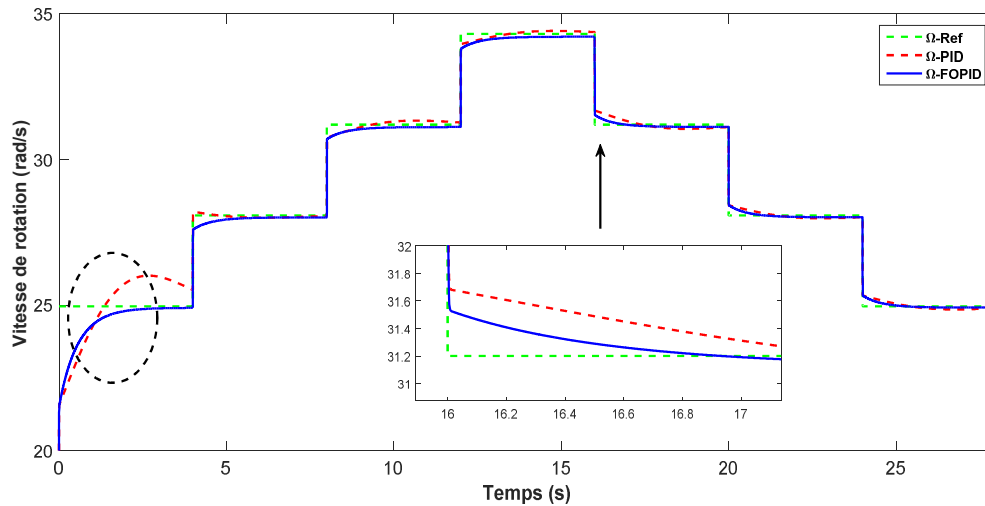


Figure. 3.15 Allure de vitesse de rotation avec différents contrôleurs.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé un modèle dynamique de conversion d'énergie éolienne à petite échelle basé sur une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP). Le contrôleur simple et efficace a été proposé basé sur PID fractionnaire (FOPID) pour extraire le suivi du point de puissance maximale (MPPT) du système éolien dans la région de vitesse du vent modérée. Nous avons optimisé les paramètres de FOPID en utilisant Bat algorithm (BA). Les caractéristiques obtenues montrent l'efficacité de notre technique pour extraire la puissance maximale du vent et la fournir de manière appropriée à la charge avec différents points de fonctionnement par rapport à PID classique.

Conclusion Générale

Conclusion générale

L'énergie éolienne est une énergie qui est en expansion et les capacités de production sont en augmentation importante dans le monde et on assiste actuellement à de vastes programmes d'implantation d'énergie éolienne dans de nombreux pays,

En conclusion, nous pouvons affirmer que l'ensemble des objectifs, que nous avons fixés au départ de notre travail, ont pu être satisfaits à savoir que :

-La production de l'électricité par les éoliennes peut constituer une solution au problème au manque de l'énergie électrique, cependant l'étude de la transformation électroénergétique par l'utilisation des éoliennes nous oriente sur d'un côté que la cartographie du vent sont indispensables pour leur l'emplacement est d'un autre côté leur forme (verticale, horizontale) jouent un rôle dans la production.

- La modélisation des parties mécanique et électrique de l'éolienne est nécessaire pour bannir la route à la simulation, l'établissement du système de régulation dans ce travail est une conséquence d'une récente recherche dans le domaine de contrôle/commande pour propulser ce travail vers la nouveauté scientifique.

La simplicité, la performance ainsi que la robustesse du choix des paramètres à optimiser des contrôleurs proportionnel – intégrateur - dérivateur (PID) et PID fractionner (FOPID) par l'algorithme chauve souris (bat algorithm) favorise le choix de la méthode.

-Nous avons développé un modèle dynamique de conversion d'énergie éolienne à petite échelle basé sur une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP). Le contrôleur simple et efficace a été proposé basé sur PID fractionnaire (FOPID) pour extraire le suivi du point de puissance maximale (MPPT) du système éolien dans la région de vitesse du vent modérée.

- Nous avons optimisé les paramètres de FOPID en utilisant Bat algorithme (BA). Les caractéristiques obtenues montrent l'efficacité de notre technique pour extraire la puissance maximale du vent et la fournir de manière appropriée à la charge avec différents points de fonctionnement par rapport à PID classique.

Nous pensons qu'il est possible d'améliorer les résultats obtenus en insérant l'angle de calage de la pale (pitch angle) dans une nouvelle étude utilisant d'autre méthode d'optimisation avec des contrôleurs intelligents.

Références

Références

- [1] *L'atlas des énergies*, Bertrand Barré, Autrement, 2007, «L'énergie éolienne»
- [2] M. Jufer and Y. Perriard, « Electrotechnique » 2^{ième} Edition Presses polytechniques & universitaire Romandes 2014
- [3] Brice BELTRAN « Contribution à la Commande Robuste des Eoliennes à Base de Génératrices Asynchrones Double Alimentation : Du Mode Glissant Classique au Mode Glissant d'Ordre Supérieur » thèse / université de Bretagne occidentale, 2010
- [4] Bulletin des Energies Renouvelables N°46-2018
- [5] CREG. Programme de Développement des Energies Renouvelables 2015–2030.
- [6] <http://www.creg.gov.dz/images/stories/PDF/creg-15mars.pdf>
- [7] <http://hydrolienneseteoliennestpe.e-monsite.com/pages/le-fonctionnement-de-l-eolienne-ii-a.html>
- [8] http://www.parcdesventsurbise.fr/fileadmin/Sites_Satellites/Eolien_Les_Noes/5_donnees_generales_eolien/Composition_d_une_eolienne.png
- [9] <http://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/les-principales-technologies-eoliennes/>
- [10] <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/types-of-wind-turbines.php>
- [11] <http://www.quenea.com/infos-pratiques/lenergie-eolienne>
- [12]. <https://education.seattlepi.com/horizontal-vs-vertical-wind-turbines-3500.html>
- [13] <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/l-eolienne-relais-de-la-force-du-vent>
- [14] Ziraoui Salah Eddine « Modélisation et étude d'un système d'énergie éolienne relié au réseau » mémoire de master en Électromécanique, université badjimokhtar- annaba, 2017
- [15] Ahmed Selman Hadi Al-Toma “Hybrid Control Schemes for Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbines” Thèse de Doctorat, Brunel University , 2017
- [16] http://pedagogie.aclimoges.fr/sti_si/accueil/FichesConnaissances/Sequence3SSi/co/S3B22_Association_modele_composant_32.html
- [17] <http://www.angelfire.com/ma2/f22lightning3/page2.html>

- [18] B.Toual, Modélisation et commande floue optimisée d'une génératrice à double alimentation, application à un système éolien à vitesse variable, Mémoire de magister, Université de Batna (2010).
- [19] K.Ferkous, Etude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne, Mémoire de magister, Université Mentouri– Constantine (2009).
- [20] M.T.Latreche, Commande floue de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) utilisée dans un système éolien, Mémoire de magister, Université Ferhat Abbas –Setif (2012).
- [21] A.Bouhedda, Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne, Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri – Tizi-Ouazou (2011).
- [22] S.Hamecha, Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents, Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri – Tizi-Ouazou (2013).
- [23] Sathyajith Mathew. Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics, volume 1. Springer, 2006.
- [24] H-B Zhang, John Fletcher, N Greeves, SJ Finney, and BW Williams. One-power-point operation for variable speed wind/tidal stream turbines with synchronous generators. IET renewable power generation, 5(1):99–108, 2011.
- [25] Tao Sun, Zhe Chen, and Frede Blaabjerg. Voltage recovery of grid-connected wind turbines after a short-circuit fault. In Industrial Electronics Society, 2003. IECON'03 . The 29th Annual Conference of the IEEE, volume 3, pages 2723–2728. IEEE, 2003.
- [26] Magdi Ragheb and Adam M Ragheb. Wind turbines theory-the betz equation and optimal rotor tip speed ratio. INTECH Open Access Publisher, 2011.
- [27] <https://www.researchgate.net/publication/327298248/figure/fig1/AS:665146351427584@1535594656795/Power-coefficient-Vs-TSR-for-different-pitch-angles-4.png>
- [28] Technique de l'ingénieur BM 4 640
- [29] MARTIN O. L. HANSEN «Aérodynamiques of Wind Turbines » livre: Deuxième Edition 2008.
- [30] NICOLAS LAVERDURE «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires» Thèse de Doctorat d'institut national polytechnique de Grenoble, 2005.
- [31] TIR ZOHEIR «Contribution à l'Etude d'un Aérogénérateur Asynchrone en Cascade» mémoire de magister Université Ferhat Abbas de Sétif, 2010.

- [32]LATRECHE Mohammed Tahar «Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien»Mémoire de Magister de l'université Ferhat Abbas de Setif, 2012
- [33] O. Carlson, A. Grauers, J. Svensson, A. Larsson, « A comparison of electrical systems for variable speed operation of wind turbines », European wind energy conf.1994, p. 500-505.
- [34] Guy Sturtzer Eddie Smigiel, « Modélisation et commande des moteurs triphasés », Ellipses édition marketing S.A. 2000.
- [35]MeghlaouiIssam «Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance à axe horizontal » mémoire de magister de université Badji Mokhtar de Annaba,2009
- [36]. Kamal, E., Koutb, M., Sobaih, A.A., Abozalam, B.: An intelligent maximum power extraction algorithm for hybrid wind – diesel - storage system. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 32(3), 170–177 (2010)
- [37].Cherif, H., Belhadj, J.: Energy output estimation of hybrid Wind-Photovoltaic power system using statistical distributions. Int. J. Electr. Syst. 10(2), 117–132 (2014)
- [38].Errami, Y., Ouassaid, M., Maaroufi, M.: Modelling and optimal power control for permanent magnet synchronous generator wind turbine system connected to utility grid with fault conditions. World J. Model. Simul. 11(2), 123–135 (2015)
- [39].Lalouni, S., Rekioua, D., Idjdarene, K., Tounzi, K.M.: An improved MPPT algorithm for wind energy conversion system. J. Electr. Syst. 10(4), 484–494 (2014)
- [40]. Bu, F., Hu, Y., et al.: Wide-speed-range-operation dual stator-wind induction generator DC generating system for wind power applications. IEEE Trans. Power Electron. 30(2), 561–573 (2015)
- [41] S. El Hani, S. Guedira « Commande d'une éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimant permanent avec convertisseur complet» Revue des Energies Renouvelables, Vol. 17 N°4, 507 – 518, 30 Décembre 2014
- [42] B. Beltran, T. Ahmed-Ali and M.E.H. Benbouzid, 'Sliding Mode Power Control of Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems', IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 23, N°2, June 2008.
- [43] X. Li, W. Xu, X. Yu and Y. Feng, 'Sliding Mode Control of Wind Energy Generation Systems Using PMSG and Input-Output Linearization', Proceedings of the 31st Chinese Control Conference, Hefei, China, July 2012,
- [44] H.G. Jeong, R.H. Seung and K.B. Lee, 'An Improved Maximum Power Point Tracking Method for Wind Power Systems', Energies, Vol. 5, N°5, pp. 1339 – 1354, 2012.

- [45] S.A.E.M. Ardjoun, M. Abid et A. Aïssaoui, 'Commande par Mode Glissant d'un Système Eolien à Base d'une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation', ICRE'2012, 15/16 Avril 2012, Béjaïa.
- [46] Adam MIRECKI, «Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance,» Institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
- [47] Ossama Maroufi, Abdelghani Choucha & Lakhdar Chaib "Hybrid fractional fuzzy PID design for MPPT-pitch control of wind turbine-based bat algorithm" *Electrical Engineering Springer* (2020) DOI 10.1007/s00202-020-01007-5
- [48] Delassi, A., Arif, S., and Mokrani, L. (2018). Load frequency control problem in interconnected power systems using robust fractional pid controller. *Ain Shams Engineering Journal*, 9(1), pp 77-88
- [49] Chaib, L., Choucha, A., and Arif, S. (2017). Optimal design and tuning of novel fractional order pid power system stabilizer using a new metaheuristic bat algorithm. *Ain Shams Engineering Journal*, 8(2), pp 113-125.
- [50] Oussama, M., Choucha, A., and Chaib, L. (2019). Performance of optimal fractional order pi controller for mppt-pitch control of a wind turbine using the bat algorithm. *Electrotehnica, Electronica, Automatica*, 67(3), pp 37- 44.