



N° d'ordre : ... / 2020

Autorisation de soutenance N° ... /2020

THESE

Présentée pour l'obtention du grade de DOCTORAT 3^{ème} Cycle

En : Diagnostic industriel

Par : M. Habib Chaouki BEN DJOUDI

Sujet

Etude des problèmes de stabilité aux limites de la commande tolérantes aux défauts : Application sur un système d'énergie éolienne

Soutenue publiquement, le 01 / 07 /2020, devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement de rattachement	Désignation
M. Abdellah KOUZOU	Professeur	Université de Djelfa	Président
M. Mouloud GUEMANA	MCA	Université de Médéa	Directeur de thèse
Mme. Dalila DJOUDI	MCB	Université de Djelfa	Co Directeur de thèse
M. Younes CHIBA	MCA	Université de Médéa	Examineur
M. Mohamed Mounir RAZAOUI	MCA	Université de Djelfa	Examineur
M. Kadouri Ameer Milloud	MCA	Université de Djelfa	Examineur
M. Lahcène Noureddine	MCB	Université de Laghouat	Invité



DOCTORAL THESIS

3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Presented by

HABIB CHAOUKI BEN DJOUDI

With a view to obtaining the doctoral diploma in 3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Specialty: Industrial diagnosis

Topic

Study of stability problems at fault tolerant control limits: Application on a wind energy system

Supported, on 01 / 07 /2020, before the jury composed of:

Last and first name	Grade	Institution of affiliation	Designation
M. Abdellah KOUZOU	Professeur	Université de Djelfa	President
M. Mouloud GUEMANA	MCA	Université de Médéa	Supervisor
Mme. Dalila DJOUDI	MCB	Université de Djelfa	Co-Supervisor
M. Younes CHIBA	MCA	Université de Médéa	Examiner
M. Mohamed Mounir RAZAOUI	MCA	Université de Djelfa	Examiner
M. Kadouri Ameer Milloud	MCA	Université de Djelfa	Examiner
M. Lahcène Noureddine	MCB	Université de Laghouat	Guest

Dédicaces

Je dédie cette thèse à :

Mes très chers parents, pour leurs encouragements et pour m'avoir permis de réaliser mes études dans les meilleures conditions.

A Mes frères .et sœurs

A toute ma famille

A tous mes amis,

Et à tous ceux que j'aime

Habib Chaouki Ben Djoudi

Djelfa 05 Mai 2020

Remerciements

Le présent travail de thèse de doctorat L.M.D a été effectué au sein du laboratoire d'Automatique Appliquée et Diagnostics Industriel (LAADI) à la faculté des sciences technologiques de l'université de Djelfa.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance et mes remerciements à mes directeurs de thèse, **Monsieur Mouloud GUEMANA et Madame Dr Dalilia DJOUDI** pour la confiance qu'ils m'ont témoignée en m'offrant la possibilité de travailler avec eux, et j'exprime ma reconnaissance et mon respect le plus profond vis à vis leurs encadrement et leurs disponibilités durant ces années de thèse.

Tous mes remerciements également à **Monsieur Abdellah KOUZOU**, Professeur à l'Université de Djelfa, pour avoir accepté d'examiner mon travail et présider le jury et pour toutes ses discussions, ses conseils et sa bonne humeur.

Aussi, j'exprime toute ma gratitude à **Monsieur Younes CHIBA**, Maître de conférences à l'Université de Médéa et à **Monsieur Ameur Milloud KADOURI** et à **Monsieur Mohamed Mounir RAZAOUI**, Maître de conférences à l'Université de Djelfa et à **Monsieur Lahcène NOUREDDINE**, Maître de conférences à l'Université de Laghouat pour avoir accepté de prendre part au jury.

Enfin, je voudrais rendre hommage à tous ceux qui, plus ou moins récemment, de près ou de loin, à leur manière m'ont aidé à mener à bien cette thèse.

Habib Chaouki Ben Djoudi

Djelfa 05 Mai 2020

العمل المقدم في هذه المذكرة يشرح معنى التشخيص والتحكم المتسامح مع الخطأ الخامد لمختلف الأعطال المطبقة على النموذج القياسي لتربينات الرياح واستخدمنا عدة مراقبين من اجل كشف وعزل الأخطاء في هذا النموذج. الأخطاء المطبقة في النموذج خطأ في اللاقط وخطا النظام . وفي النهاية قمنا بتقديم بنية تحكم خامدة للنموذج باستخدام نوعين للتحكم (المنطق الغامض والتحكم العصبي) والمقارنة بينهما في حالة كل خطأ من الأخطاء المطبقة على النموذج.

الكلمات المفاتيح: التحكم المتحمل للأعطال، تشخيص الأخطاء، المراقب.

Résumé

Le travail présenté dans cette thèse concerne le diagnostic et la commande tolérante aux défauts passive pour différentes défaillances appliquées à un modèle de Benchmark éolienne. On a utilisé un banc d'observateurs pour la détection et la localisation des défauts dans modèle de "Benchmark" éolien. Les défauts qui ont été pris en compte sont : défauts de capteur et défauts d'actionneur. A la fin nous avons présenté une architecture FTC passive utilisant deux lois de commande (logique floue et commande neuronal) et investiguer l'effet de chaque loi commande vis-à-vis les défauts appliqués à notre système.

Mots clés : Commande tolérante aux défauts (FTC), modèle de benchmark éolien, détection et isolation des défauts (FDI), Observateurs.

Abstract

The work presented in this thesis concerns the diagnosis and passive fault-tolerant control for different failures applied to a Benchmark wind model. We used a bench of observers for the detection and location of faults in the model "Benchmark" wind. The defects that have been considered are sensor fault and actuator faults. At the end of this, we presented à passive FTC architecture using two control laws (fuzzy logic and neural control) and investigate the effect of each control law against the faults applied to our system.

Keywords: Fault tolerant control (FTC), benchmark model of wind turbine, fault detection and Isolation (FDI), Observers.

Liste des Figures	H
Liste des Tableaux	K
Liste des Travaux	L
Introduction Générale	13
CHAPITRE I: Généralités Sur L'énergie Éolienne Et La Commande Tolérante Aux Défauts	
I.1. Introduction.....	16
I.2. L'énergie éolienne	16
I.3.1. La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne	18
I.4.1 Taille de L'aérogénérateur	20
I.6.1 Détection et isolation des défauts (FDI).....	32
I.6.2 Les défauts.....	32
I.7 Différent types des défauts	32
I.7.1 Défauts actionneurs	32
I.7.2 Défauts capteurs	32
I.7.3 Défauts composants ou systèmes.....	32
I.8. Commande tolérante aux défauts	34
I.8.1. Présentation des méthodes de diagnostic	34
I.8.1.1. Méthodes de diagnostic basées sur le traitement de signal	34
I.10. Commande tolérante au défaut appliqué au modèle du benchmark éolien	37
I.11. Conclusion	39

Chapitre 2 : Modélisation d'un modèle de benchmark éolien

II.1 Introduction.....	44
II.2 Commande tolérante au défaut appliqué au modèle du benchmark éolien	44
II.3 Modélisation de modèle benchmark éolienne	44
II.3.1 Présentation du model.....	44
II.4. Modèle de vent	44
II.4.1. Cisaillement du vent.....	44
II.4.2. Mesure du vent	45
II.5. Modèle aérodynamique.....	48
II.6. Modélisation du système à angle de calage	51
II.7. Le train d'entraînement	52
II.7.1. Modèle à arbre unique.....	53
II.7.2. Modèle à deux arbres.....	57
II.7.4. Modèle de transmission simplifié	61
II.8. Modèle du génératrice et du convertisseur.....	62
II.9. Modèle du contrôleur	63
II.10 Résultats de simulation	66
II.11 Conclusion	68

Chapitre 3: Observateurs d'un modèle de benchmark éolien

III.1. Introduction.....	70
III.2. Observateurs dédiés au diagnostic des défauts.....	70
III.2.1. Détection	71
III.2.2. Localisation	71

III.2.3. Identification	71
III.3. Observateur de Luenberger	72
III.4. Analyse des résidus	74
III.4.1. Evaluation des résidus.....	74
III.5. La détection du défaut des pales	75
III.5.1 Détection et isolation logique de défaut système d'angle de calage	75
III.6 Conception FDI des systèmes Pales 2 et 3	75
III.7 La détection de défaut du train de d'entraînement	81
III.7.1 Détecter et isoler le défaut du capteur de la vitesse de la génératrice.....	81
III.7.2 Détecter et isoler le défaut du capteur de la vitesse de rotor	82
III.8 Détection et isolation du défaut dans la génératrice et convertisseur	87
III.9 Scénarios des défauts.....	88
III.10 Résultat de simulation.....	90
III.11 Interprétations des résultats.....	93
III.12 Conclusion	93
 Chapitre 4 : Commande tolérante au défaut d'un modèle de benchmark éolien	
IV.2. Introduction	95
IV.2. Commande tolérante aux défauts du modèle de benchmark.....	95
IV.3. Lois des commandes utilisées par la FTC	97
IV.3.1. L'Adaline.....	97
IV.3.2 La logique floue	102
IV.3.2.1 Fuzzification	102
IV.3.2.2 Inférence	102

IV.3.2.3. Description de notre régulateur FLC..... 103

IV.3.3. Structure de base d'un contrôleur flou..... 104

IV.4 Régulateur flou à trois ensembles 105

IV.5. Résultats d'applications108

Conclusion Générale.....127

Annexe127

bibliographie.....127

Liste des Figures

Figure.I.1: Systèmes de Conversion d'Énergie Éolienne	108
Figure.I.2: capacité totale installée (MW) et prévision 2006-2020	108
Figure.I.3 : Les technologies d'éoliennes a axe vertical	21
Figure.I.4 : Les technologies d'éoliennes a axe horizontal.....	22
Figure .I.5 : Eoliennes en amont et en aval	23
Figure.I.6 : Eolienne a vitesse fixe à base de la machine asynchrone.....	24
Figure.I.7 : Éléments constituant une éolienne axe horizontal.....	30
Figure.I. 8: Différents types de défaut	33
Figure.I. 8 : Classification des approches FTC	35
Figure.I. 10: Schéma de principe d'une loi de commande FTC active.	36
Figure.II. 1: Schéma des sous-modèles de système éolien	42
Figure.II. 2: Distribution de Weibull	45
Figure.II. 3: Équipement de mesure du vent.....	46
Figure.II. 4: Résultat de simulation modèle du vent	47
Figure.II.5 : Croquis du rotor d'un modèle éolienne.....	51
Figure.II. 6: Le modèle de train d'entraînement	53
Figure.II. 7: Le modèle de train d'entraînement à deux masses.	58
Figure.I. 8: Les modèles des génératrices.	62
Figure.II. 9: Zones de fonctionnement d'une éolienne.....	64
Figure.II. 10: Structure du contrôleur de référence.	66
Figure.II. 11: La puissance de génératrice et la position des pales avec un régulateur PI.....	68
Figure.II. 12: La vitesse de la génératrice avec un régulateur PI.....	68

Figure.II. 13: Le couple de la génératrice avec un régulateur PI.....	68
Figure.III. 1: Générateur de résidu du système en boucle ouverte.	72
Figure.III. 2: Diagramme structure d'in observateur Luenberger	73
Figure.III. 3: L'organigramme global du diagnostic de défauts des pales 1.....	78
Figure.III. 4: L'organigramme global du diagnostic de défauts des pales.....	78
Figure.III. 5: L'organigramme global du diagnostic de défauts train d'entraînement.	87
Figure.III. 6: La puissance de la génératrice avec défaut.	89
Figure.III. 7: La Vitesse de la génératrice avec défaut.....	90
Figure.III. 8: Le Couple de la génératrice avec défaut.....	90
Figure.III. 9: Génération des résidus.	91
Figure.III. 10: Les angles de calage de chaque pale 1.....	91
Figure.III. 11: Les angles de calage de chaque pale 2.....	92
Figure.III. 12: Les angles de calage de chaque pale 3.....	92
Figure.IV.1: Schéma bloc de la commande tolérante aux défauts appliquée au modèle de benchmark éolien.....	96
Figure.IV.2: Structure de l'Adaline.	98
Figure.IV.3: Les résultants à partir du changement de puissance.	99
Figure.IV.4: Les résultants à partir du changement La vitesse.....	99
Figure. IV. 5: Les résultats obtenus à partir du changement de couple.	100
Figure.IV.6: Schéma générale d'un contrôleur floue.	102
Figure.IV.7: Schéma principe de contrôleur floue PI.	105
Figure.IV.8: Schéma principe de contrôleur floue PD.....	105
Figure.IV.9: Schéma principe de contrôleur floue PID.....	105

Figure.IV.10: Les fonctions d'appartenance de la variation d'erreur " e ", " Δe "	106
Figure VI. 11: Formes des fonctions d'appartenance de La sortie du PI flou.....	106
Figure.IV.12: Les résultants à partir du changement de puissance.	108
Figure.IV.13 : Les résultants à partir du changement La vitesse.....	108
Figure.IV.14: Les résultants à partir du changement de couple.	109
Figure. IV. 15: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 1.	110
Figure. IV. 16: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 1.	110
Figure. IV. 17: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 1.....	111
Figure. IV. 18: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 2.	112
Figure. IV. 19: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 2.	112
Figure. IV. 20: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 2.....	113
Figure. IV. 21: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 3.	114
Figure. IV. 22: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 3	114
Figure. IV. 23: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 3.....	115
Figure. IV. 24: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 4.	116
Figure. IV. 25: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 4.	116
Figure. IV. 26: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 4.....	117
Figure. IV. 27: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 5.	118
Figure. IV. 28: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 5.	118
Figure. IV. 29: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 5.....	119
Figure. IV. 30: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 6.	120
Figure. IV. 31: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 6.	120
Figure. IV. 32: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 6.....	121

Figure. IV. 33: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 7.	122
Figure. IV. 34: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 7.	122
Figure. IV. 35: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 7.....	123
Figure. IV. 36: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance par défaut 8.	124
Figure. IV. 37: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse par défaut 8.	124
Figure. IV. 38: Les résultats obtenus à partir du changement de couple par défaut 8.....	125
Figure IV. 39 : Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant β_r	125
Figure IV. 40 : Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant $\beta_{1,m1}$	126
Figure IV. 41 : Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant $\beta_{2,m2}$	126
Figure IV. 42: Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant $\beta_{3,m3}$	127

Liste des Tableau

Tableau. I.1: Classification des turbines éoliennes	20
Tableau. I. 2: Comparatif entre l'avantage et les inconvénients	20
Tableau. I. 3: Table comparatif entre la vitesse fixe et la vitesse variable	20
Tableau. II. 1: Avantage et inconvénients des déferlants d'éoliennes	20
Tableau. II. 2: Symboles du modèle de benchmark éolien	43
Tableau. III. 1: Logique d'isolement des défauts pitch 1.....	77
Tableau. III. 2: Logique d'isolement des défauts pitch 2.....	80
Tableau. III. 3: Logique d'isolement des défauts pitch 3.....	81
Tableau. III. 4: Logique FDI des défauts 4 et 5	85
Tableau. IV. 1: Les règles d'inférence pour varier les paramètres du régulateur PI.....	103
Tableau. IV. 2: Matrice d'inférence d'un régulateur flou a trois ensemble	107

Liste des Travaux

Publication

1. **Habib Chaouki Ben Djoudi**, Ahmed Hafaifa, Dalila Djoudi, Mouloud Guemana, Fault tolerant control of wind turbine via identified fuzzy models prototypes. E-ISSN: 2449-5220, ISSN: 1641-6414. URL: <http://www.diagnostyka.net.pl/Online-first>

Conférences Internationales

- [1]. **Habib Chaouki Ben Djoudi**, Dalila Djoudi and Ahmed Hafaifa, Fuzzy Control of a Wind Turbine Conversion Chain Using A PMSM. The First International Conference on Materials, Environment, Mechanical and Industrial Systems ICMEMIS'19
- [2]. **Ben Djoudi Habib Chaouki**, Mouloud Ghenama, Hafaifa Ahmed “ Direct torque control strategies combined with space vector modulation applied to the monitoring of doubly fed induction generator ” in 2019 International Conference on Electronics, Energy and Measurement IC2EM'2018, Novembre 27-29, 2018, NLA, Algiers,Algeria.
- [3]. **Ben Djoudi Habib Chaouki**, Mouloud Ghenama, Hafaifa Ahmed “Control Strategies DTC-SVM Applied to a DFIG Used for the Production of Wind Energy ”, 2nd International Workshop on Signal Processing Applied to Rotating Machinery Diagnostics les 29 et 30 Avril 2018 à Djelfa., Algérie.

Introduction générale

En raison d'une modernisation incessante des outils de production des énergies renouvelables, les systèmes éoliens deviennent de plus en plus complexes et sophistiqués. En parallèle, des conditions nécessaires de fiabilité, de disponibilité et de sûreté de fonctionnement des systèmes sont exigées par le cahier de charge. Par conséquent, dans un système dynamique, tout comportement anormal de la structure ou des paramètres de la caractérisation nominale (présence d'un défaut) est indésirable et doit être corrigé. Dans ce contexte, les dysfonctionnements dans les actionneurs, dans les capteurs ou dans d'autres composantes du système peuvent conduire à un rendement insatisfaisant, voire à une instabilité. Pour pallier aux problèmes liés à l'apparition des défauts, les chercheurs se sont tournés vers la mise en oeuvre des systèmes de diagnostic et commande tolérante aux défauts. Ainsi, le point de départ de cette étude a été d'investiguer une stratégie de diagnostic et commande tolérante aux défauts appliquée à un système de conversion d'énergie éolien [1-6].

Un système tolérant aux défauts (FTC) se caractérise par son aptitude à maintenir ou retrouver des performances en fonctionnement dégradé proches de celles qu'il possède en régime normal de fonctionnement. Les méthodes FTC peuvent être classées en deux approches : passives et actives. La première comprend la conception d'une commande qui sera efficace contre une série de défauts prédéfinis, tandis que la seconde réagit à un défaut détecté et reconfigure les actions de commande afin que la stabilité et les performances puissent être garanties [7-12].

Tout système FTC doit être accompagné par un système de détection et d'isolation de défauts (FDI), afin de synthétiser les lois de commande nécessaires pour une telle défaillance.

Afin de permettre aux chercheurs de tester les approches de diagnostic et commande tolérantes aux défauts appliqués à un système éolien, un modèle " Benchmark" qui représente le comportement d'une turbine éolienne est pris en considération dans ce travail. Le modèle en question reflète une éolienne à axe horizontale à trois pales de vitesse variable, avec un

convertisseur complet de puissance de 4.8 MW. Ce modèle “ Benchmark” contient quatre sous-modèle: les pales et le système de calage, le train d’entraînement, le convertisseur et le générateur et enfin le contrôleur voir le (Fig.II.1). Dans le cadre de ce travail nous nous intéressons au développement d’une stratégie de diagnostic à base d’observateur et une commande tolérante aux défauts du modèle “ Benchmark”. Ce document est organisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre présente brièvement de l’énergie éolienne et les composants d’une éolienne, ainsi, nous évoquons le concept de la commande tolérante aux défauts (FTC) et son application à un système de conversion éolien. Nous mettons l’accent sur l’utilisation du modèle de benchmark pour synthétiser des algorithmes FTC.

Dans le deuxième chapitre nous présentons les principaux composants de notre système (benchmark), ensuite nous développons en détail le modèle mathématiques de chaque composant. Un test de simulation est établi pour ce modèle.

Dans le troisième chapitre nous nous intéressons pour la détection des défauts à base d’observateur. Nous développerons pour chaque partie du benchmark un observateur spécifique pour un scénario de défauts bien déterminé.

Dans le quatrième chapitre nous présentons en premier lieu une architecture FTC qui permet de reconfigurer la loi de commande pour les défauts du modèle de benchmark en se basant sur la commande par la logique floue et la commande par l’Adeline. Une étude comparative est faite afin d’investiguer l’effet de chaque commande.

Au final, nous concluons cette thèse et nous présentons les perspectives de ce travail.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE ET LA COMMANDE TOLERANTE AUX DEFAUTS

I.1. Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [13-15]. Les caractéristiques mécaniques de l'éolienne et l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique sont très importante. Ces problèmes sont notamment liés aux sources d'énergie décentralisée, plus particulièrement pour les énergies renouvelables dont la production est difficilement prévisible et très fluctuante. L'objectif des commandes appliquées capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité [13-17].

Ce chapitre présente une description de l'énergie éolienne et une présentation des notions principales sur cette technologie. Les différents composants constituant l'aérogénérateur (l'éolien) sont brièvement présentés, nous évoquons par la suite, le concept de la commande tolérante aux défauts (FTC) et son application a un système de conversion éolien. Nous mettons l'accent plus spécifiquement sur l'application de la FTC à un modèle de Benchmark éolien.

I.2. L'énergie éolienne

I.2.1. Principe d'une éolienne

Le principe SCE (Système de Conversion Eolien) est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible à base d'un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice connecté directement en transformateur de puissance et enfin d'un réseau électrique [18].

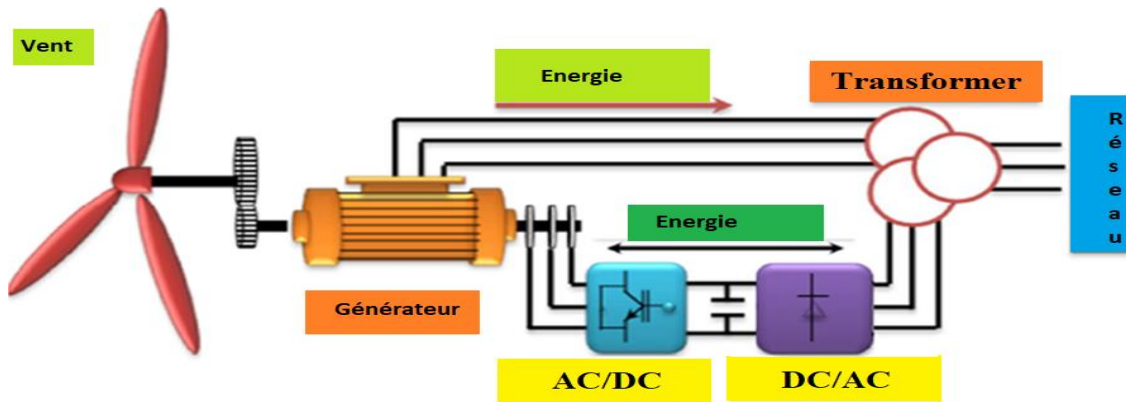


Figure I.1: Systèmes de Conversion d'Énergie Éolienne

I.2.2. Historique de l'éolien

Ces dernières années, l'intérêt d'utilisation des énergies renouvelables ne cesse d'augmenter, car l'être humain est de plus en plus concerné par les problèmes environnementaux [16-17]. Parmi ces énergies, on trouve l'énergie éolienne qui est tirée du vent. Il y'a plus de 3000 ans déjà, l'énergie du vent était transformée en énergie mécanique, d'une part sur terre par les moulins et les systèmes de pompage de l'eau, d'autre part en mer, par les bateaux [15]. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés [15-17]. Les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. La génération d'énergie électrique par le vent a débuté à la fin du 19^{ème} siècle. Parmi les pionniers on peut citer Paul La Cour au Danemark qui a associé une dynamo à une éolienne en 1891. Dans les années 1950. Johannes Juul (élève de Paul La Cour) devient aussi un pionnier dans l'utilisation de l'énergie éolienne en construisant les premières éoliennes produisant du courant alternatif [15].

Dans les années 60, environ 1 million d'aérogénérateurs fonctionnait dans le monde [18-19]. La première crise pétrolière en 1973 contribua à éveiller l'intérêt pour l'énergie éolienne dans

plusieurs pays. Les USA ont notamment lancé en Californie une opération à grande échelle au début des années 1980 en passant de 7 MW en 1981 à 386 MW en 1985[13], montre la puissance prévue d'énergie éolienne installée à l'échelle mondiale entre 2008 et 2012.

I.3. L'énergie éolienne en quelques chiffres

I.3.1. La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne

Dans un scénario optimiste, la capacité totale des éoliennes installées en 2020 serait de 19000 Mégawatts/heure (MW/h) (Figure I.1), soit entre 11.5% et 12.3% de la demande mondiale en électricité. En 2030, cette forme d'énergie pourrait produire 54000 TW/h, soit être 18.8% et 21.8% de la demande mondiale, selon le rapport. Un autre scénario, plus conservateur, basé sur des projections de l'Agence internationale de l'énergie de l'ONU, table sur 4.8% de l'électricité mondiale produite par l'éolien en 2020.correspondant à un triplement par rapport à la production actuelle. En fin, un scénario médian prévoit que l'énergie éolienne fournira 9.5% de l'électricité produite le monde à la fin de la prochaine décennie [20].

La puissance éolienne installée dans le monde devrait être multipliée par 3 pour atteindre 910 GW en 2025 et le marché mondial de l'éolien devrait, pour sa part, plus que doubler au cours de cette période, passant de 21 à 47 milliards d'euros. Les pays qui s'intéressent au développement de l'éolien sont encore en phase de premier investissement (mise en service dans le champ éolienne qui n'existaient pas auparavant). De fait, les capacités installées croissent en permanence mais a des rythmes différents selon les pays, et classer les états par puissance installée donne un résultat mouvant d'une année à l'autre. Néanmoins, il ressort des chiffres actuels que les plus gros pays investisseurs sont les pays occidentaux (USA et Europe), mais l'Asie, avec la Chine commence à tenir un rang important [20].

En 2013, la région Europe –Moyen–Orient domine le marché éolien en détenant 40% du marché mondial. Mais alors que la Chine investit des milliards d'euros dans l'énergie éolienne, plusieurs gouvernements européens ont décidé de réduire les subventions accordées à l'électricité éolienne. Ces décisions pourraient ralentir le marché de l'éolien sur le Vieux Continent, qui ne devrait plus représenter que 34% du marché mondial en 2030.

Mais, selon Marcus Tackle, directeur général de Siemens en 2013, le marché mondial de l'éolien va perdre de sa présence en Europe. « Le marché va se déplacer hors d'Europe de manière significative », Selon le rapport du cabinet de conseil Global Data (Global Energy Wind Council), le marché mondial de l'éolien marin, lui, va continuer sa croissance et pourrait être multiplié par dix d'ici la fin de la décennie, passant de 5 GW de puissance installée à 55 GW [20] [14].

En Afrique du Nord, le développement de la puissance éolienne continue en Egypte, Maroc et Tunisie avec respectivement 55 MW, 10 MW et 34 MW de nouvelles capacités installées.

La réalisation de la première ferme éolienne en Algérie, d'une puissance de 10 MW à Adrar (Sud-Ouest), a été confiée le 21/01/2010 au groupe Français VERGNET. Ce dernier a été retenu par la Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG), filiale du groupe SONELGAZ [14-17].

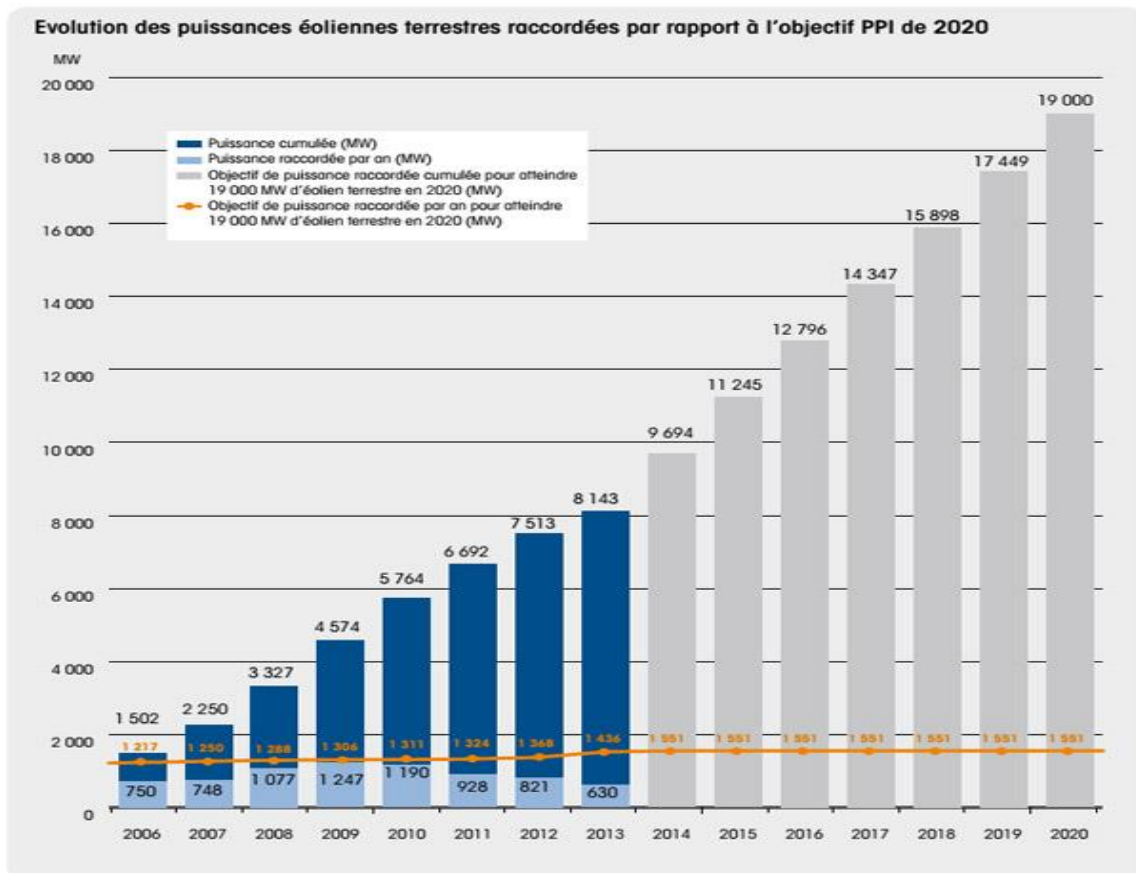


Figure I.2: capacité totale installée (MW) et prévision 2006-2020 [20]

I.4. L'aérogénérateur

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [19].

I.4.1 Taille de L'aérogénérateur

Les chercheurs ont eu l'idée que pour exploiter le mieux possible la force du vent, il faut que l'hélice balaie la surface où le vent est maximum, c'est-à-dire le plus haut possible du sol, ce qui demande aux constructeurs des hélices hautes perchées, donc de grands diamètres (Tableau I.1)[13].

Tableau I.1:Classification des turbines éoliennes

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12m	Moins de 40 Kw
Moyenne	12m à 45m	De 40 kW à 1 MW
Grande	46m et plus	1 MW et plus

I.4.2. Type d'aérogénérateurs

La classification des éoliennes peut se faire selon d'autres critères qui influencent beaucoup le procédé de conversion et qui aboutissent à des éoliennes totalement différentes que ce soit au niveau de la conception mécanique (axe horizontal ou vertical) ou leur technologie (vitesse fixe ou variable) pour la connexion au réseau [21].

I.4.2.1 Selon la conception mécanique

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal. Bien qu'il existe des turbines à axe vertical (**Darrieus, Savonius...**), les machines à axe horizontal dominent très largement le marché de petites puissances (quelques W aux plus élevées, quelques MW).

a. Eoliennes à axe vertical

Le principe est identique à celui des roues hydrauliques avec une direction du vent perpendiculaire à l'axe de rotation de la turbine. Le développement de ces éoliennes est fortement limité par rapport aux éoliennes à axes horizontaux, du fait de leur faible efficacité énergétique ainsi que leur implantation qui occupe une superficie importante. Aussi leur guidage est difficile, du fait que le palier supporte le poids de l'ensemble de la turbine [13].

Ce type de turbine peut recevoir le vent de n'importe quelle direction, ce qui rend inutile tout dispositif d'orientation. Le générateur et la boîte d'engrenage sont disposés au niveau du sol, ce qui est plus simple et par conséquent économique. La maintenance du système est également simplifiée dans la mesure où elle se fait au sol [22].

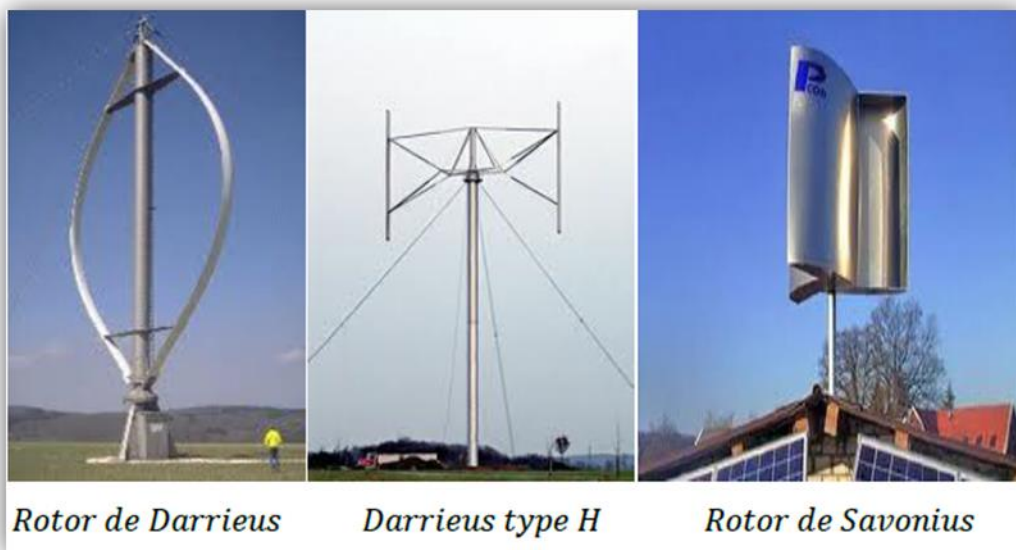


Figure I.3 : Les technologies d'éoliennes à axe vertical

b. Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière, des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé, car il

constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [23] [18].

La caractéristique de puissance $C_p(t)$ dépend principalement du nombre de pales et des propriétés aérodynamiques de la voilure [24].

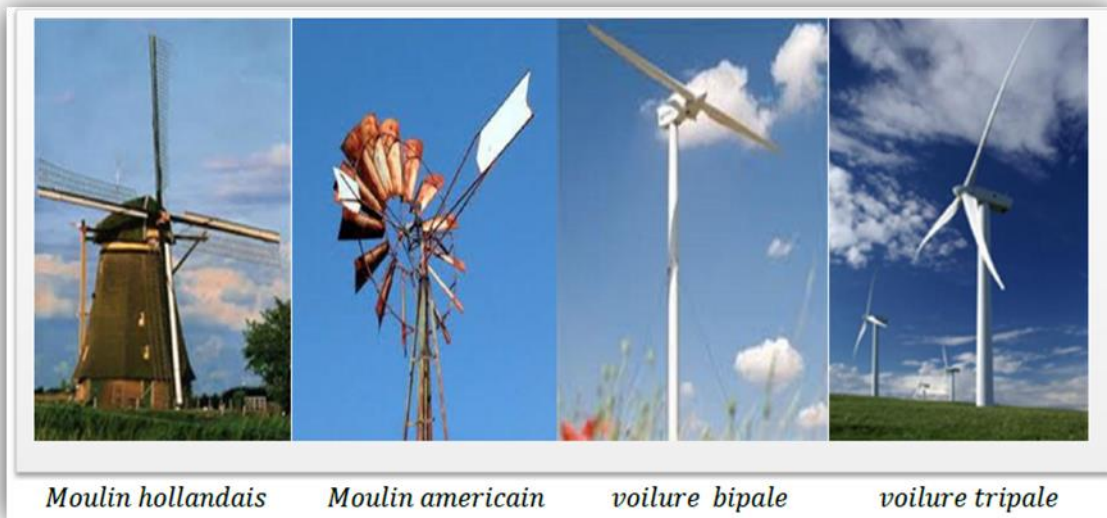


Figure I.4: Les technologies d'éoliennes à axe horizontal

Les turbines à axe horizontal sont les plus utilisées actuellement comparées à celles à axe vertical puisque elles présentent un coût moins important, en plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques.

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal (figure I.5) :

- **Amont** : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.
- **Aval** : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto orientable. La disposition turbine en amont est la plus utilisée, car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances (pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité). Les pales des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction [28].

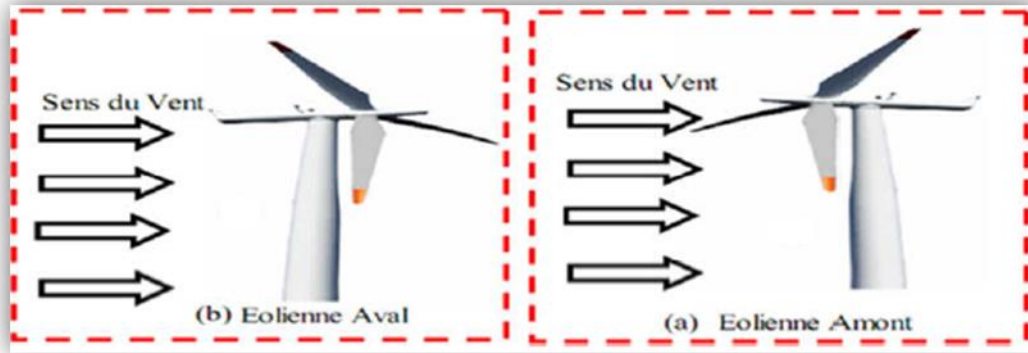


Figure I.5 : Eoliennes en amont et en aval

b.1. Structure d'une éolienne à axe horizontal :

La figure I.6 représente une Chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne moderne tripale à axe horizontal.

I.4.3. Selon la technologie

L'énergie éolienne est celle qui a le potentiel énergétique le plus important. La puissance des éoliennes installées dans le monde augmentant de plus en plus tous les ans [26].

Il s'agit de différents types de machines électriques utilisées. On distingue deux grandes familles : les éoliennes à vitesse fixe et celle à vitesse variable.

I.4.3.1 Eolienne à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Elles reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. (Figure I.6).

Sa vitesse mécanique est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control). [21]

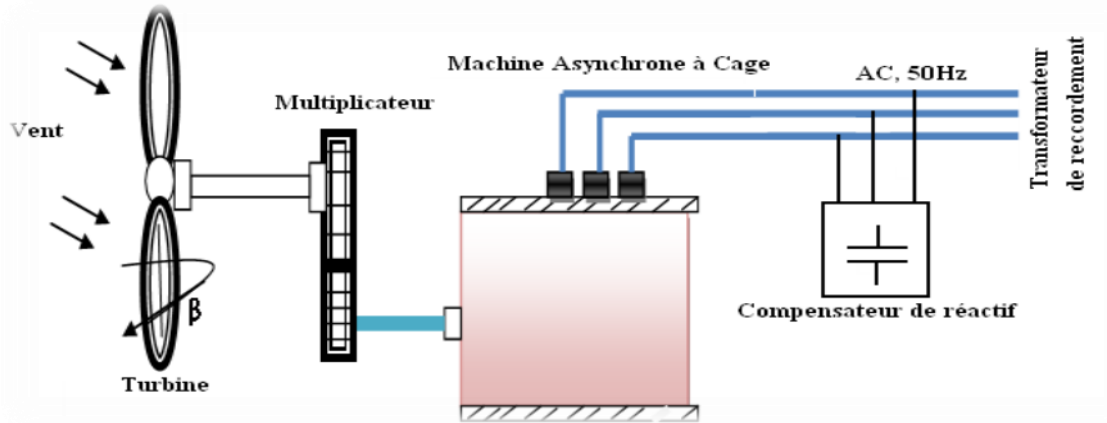


Figure I.6: Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [21]

On peut noter la présence du multiplicateur de vitesse entre la turbine et la génératrice et celle éventuelle d'un système de contrôle de l'angle de calage des pales. On note également la présence d'un convertisseur qui est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine ce qui détériore le facteur de puissance globale du réseau utilisé ici de façon temporaire pour le couplage et non l'interfaçage de la génératrice. Le Tableau I.2 illustre un comparatif simple entre les différents avantages/inconvénients de système éolien à vitesse fixe.

Tableau I.2: Comparatif entre les avantages et les inconvénients d'un éolien a vitesse fixe

Avantages du fonctionnement à vitesse fixe	Inconvénients du fonctionnement à vitesse fixe
<ul style="list-style-type: none"> - Un système électrique plus simple. - Une plus grande fiabilité. - Une faible probabilité d'excitation des Fréquences de résonance des éléments de l'éolienne. - L'absence de système électronique de commande. - Un coût moins cher. 	<ul style="list-style-type: none"> - La puissance extraite n'est pas optimisée. - La maintenance de la boîte à vitesse. - L'absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur. - La magnétisation de la machine non gérée.

I.4.3.2 Eolienne à vitesse variable

Des systèmes éoliens, à vitesse de rotation variable, permettent d'optimiser les conditions de fonctionnement de la turbine.

- La première est l'utilisation d'une machine asynchrone à cage connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur électronique de puissance permettant le fonctionnement à vitesse variable.
- La deuxième utilise une machine synchrone à rotor bobiné ou à aimant.
- La troisième est l'utilisation d'une machine asynchrone à double alimentation pilotée au rotor par un convertisseur électronique [15] [21].

1) Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à cage :

Cette configuration autorise un fonctionnement à vitesse variable, sans limite physique théorique, La puissance nominale de la génératrice détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne. Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour la totalité de cette puissance échangée entre la machine et le réseau. Ils représentent donc un coût important, des pertes non négligeables (jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et entraînent des perturbations qui nuisent au rendement et à la qualité de l'énergie délivrée [23].

De plus, les enroulements statoriques du moteur sont alors soumis à des variations de tension importantes, qui peuvent réduire leur durée de vie [23,27]. L'ensemble de ces inconvénients n'ont pas permis un développement industriel important de ce dispositif.

2) Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone

Les éoliennes basées sur une génératrice synchrone, représentent une alternative significative aux génératrices asynchrones à rotor bobiné nécessitant des bagues et des balais, ainsi des multiplicateurs surtout dans les projets offshore qui induisent un coût élevé de maintenance.

Elles sont développées en utilisant des machines à aimant à grand nombre de paires de pôles couplées directement à la turbine, éliminant à la fois le système de bagues, de balais et le multiplicateur, pièce mécanique complexe entraînant des pertes et des pannes fréquentes.

Leurs inconvénients se résument du fait que l'augmentation du nombre de pôles implique une machine de très grand diamètre représentant un barrage important pour l'écoulement du vent. Ainsi le cout de l'interface électronique est important du fait qu'elle est dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice (figure I.6).

3) Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation

C'est une des configurations en forte croissance dans le marché des turbines éoliennes. Le schéma de principe de ce type de machine illustre que le stator est alimenté directement par le réseau, alors que le rotor est alimenté au moyen d'un convertisseur AC/DC de telle sorte que le glissement de cette machine devient une grandeur contrôlable [21].

La Machine à double alimentation fait référence à la tension du stator prélevée au réseau et à la tension du rotor fournie par le convertisseur. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement. Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor [22].

1.4.3.3 Intérêts de la vitesse variable

Actuellement, les éoliennes de forte puissance connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés à celles à vitesse fixe sont les suivants [28] :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti.
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale P_n .
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie.

- Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente [29].

I.5. Comparaison entre les différents fonctionnements d'éoliens :

Il y a encore quelques années, pratiquement toutes les éoliennes fonctionnaient à vitesse fixe. Avec la meilleure qualité et la baisse des coûts de l'électronique de puissance, les éoliennes à vitesse variable sont de plus en plus utilisées. Le Tableau I.3 suivant illustre un comparatif simple entre les différents fonctionnements de système éolien [26].

Tableau I.3:Tableau Comparatif entre la vitesse fixe et la vitesse variable

Fonctionnement a vitesse fixe	Fonctionnement a vitesse variable
<ul style="list-style-type: none"> - Simplicité du système électrique - Plus grande fiabilité. - Faible probabilité d'entrée en résonance des éléments de l'éolienne. - Moins cher. - Fonctionnement à vitesse variable ($\pm 30\%$ de la vitesse nominale). 	<ul style="list-style-type: none"> -Augmentation du rendement énergétique. - Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance. - Réduction des efforts subis par le train de puissance. - Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

I.5.1 Synthèse des différents types d'éoliennes :

Nous résumons dans le tableau I.4 les avantages et les inconvénients de chaque type.

Tableau I. 4: Avantages et inconvénients des différents types d'éoliennes

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS Vitesse Fixe	<ul style="list-style-type: none"> - Machine standard - Robuste - Faible coût - Pas d'EP pour l'interfaçage 	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance extraite non optimisée - Maintenance boîte de vitesse - Pas de gestion de l'énergie réactive par générateur - Magnétisation de la machine non géré
MADA Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable - Puissance extraite optimisée - Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale - Machine standard - Connexion de la machine plus facile à gérer - Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance boite de vitesse - Prix de l'électronique de puissance. - Contrôle – commande complexe - Contact glissant bagues – Balais

<p>MSAP</p> <p>Vitesse</p> <p>Variable</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse - Puissance extraite optimisée pour les vents faibles. - Connexion de la machine facile à gérer - Possibilité d'absence de boîte de Vitesse 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix de l'électronique de puissance - Machine spécifique - Grand diamètre de machine - Electronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice
---	--	---

I.5.2 Limite Betz

La formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. Elle est découverte par l'allemand Albert Betz en 1919 et fut publiée dans son livre « Wind Energy » en 1926. Cette loi s'applique à tous types d'éoliennes à pales.

La puissance théorique maximale récupérable par un capteur éolien est égale à 16/27 de la puissance incidente du vent qui traverse l'éolienne, Cette limite sera atteinte lorsque la vitesse du vent sera divisée entre pales de l'éolienne [13].

I.5.3 Composants de l'éolienne

L'éolienne considérée dans notre travail de recherche est sélectionné par groupe kk-electronic a/s et le concept danois d'éolienne, qui tend à être le modèle standard des éoliennes modernes. Ce dernier est présenté par une éolienne à axe horizontal en utilisant un concept de rotor tripale avec un système de raccordement actif de maintien du rotor orienté au vent [Krohn, 2002, p. 5] [13] [24].

La Figure. I. 7 illustre les éléments constituant une éolienne à axe horizontal dont la définition de chaque élément est donnée ci-dessous [24]

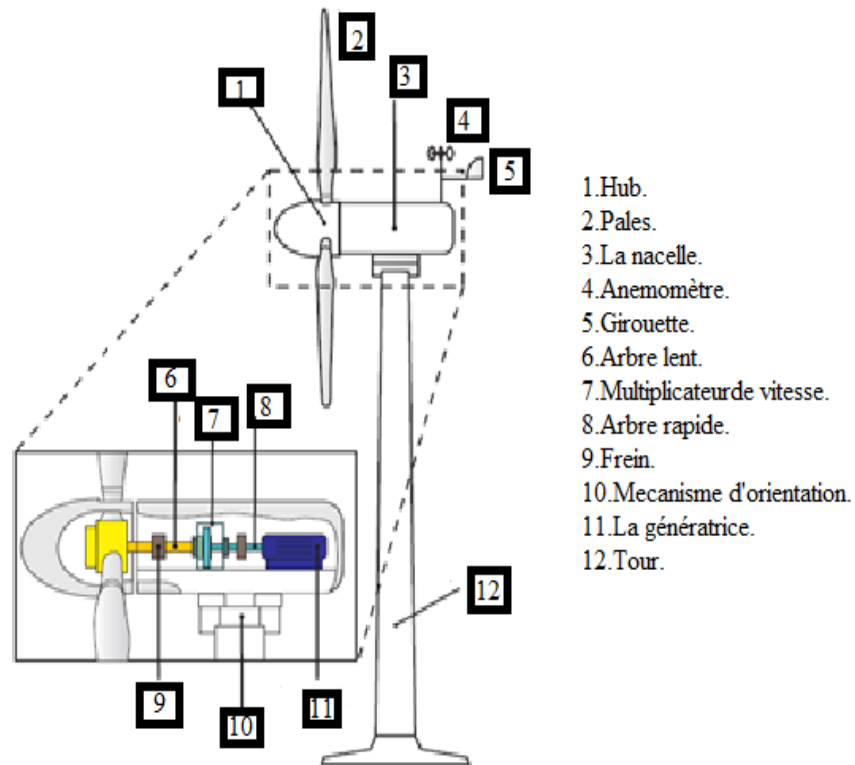


Figure. I. 7: Éléments constituant une éolienne axe horizontal [24]

✓ **L'Anémomètre**

Il est utilisé pour mesurer la vitesse du vent. L'éolienne est démarrée lorsque la Vitesse du vent atteint une limite inférieure, tandis que le fonctionnement est découpé lorsque la vitesse du vent devient trop élevée.

✓ **Les Freins**

Ils peuvent être appliqués mécaniquement, électriquement ou hydrauliquement et fonctionnent comme freins de stationnement.

✓ **Le multiplicateur de vitesse**

Il est connecté entre l'arbre lent (de basse vitesse) à l'arbre rapide (à grande vitesse), ce qui augmente la vitesse de rotation à un niveau requis par le générateur pour produire l'énergie électrique.

✓ **L'Arbre rapide**

C'est un arbre à grande vitesse qui entraîne le générateur.

✓ **L'Arbre lent**

C'est un arbre à faible vitesse qui relie le rotor au multiplicateur de vitesse.

✓ **Les pales et le hub**

Le hub connecte les pales du rotor à l'arbre lent. Ces pales sont utilisées pour maximiser l'efficacité dans les vents faibles et réduire l'efficacité des vents violents pour protéger l'éolienne des dommages structurels.

✓ **La Nacelle**

Elle se trouve au sommet de la tour et contient le multiplicateur de la vitesse, arbres lent et rapide, génératrice et freins.

✓ **La tour**

Elle porte la nacelle et les pales du rotor. Étant donné que la vitesse du vent augmente avec la hauteur, les grandes tours permettent généralement les éoliennes pour produire plus de l'énergie électrique.

✓ **La girouette**

Elle est utilisée pour mesurer la direction du vent. La direction du vent est utilisée par des mécanismes d'orientation visant à orienter l'éolienne de façon perpendiculaire au vent.

✓ **Le mécanisme d'orientation**

Il utilise des moteurs électriques pour orienter la rotation de l'éolienne perpendiculaire à la direction du vent.

✓ **La génératrice**

La génératrice (ou l'alternateur) convertie l'énergie de rotation en énergie électrique. Sur une éolienne moderne, la puissance maximale est typiquement de quelques watts et peut arriver jusqu'à cinq mégawatts.

I.6 Procédures de diagnostic

Dans la procédure de diagnostic, on distingue deux étapes principales : **la détection** et **la localisation** des défauts et en plus **l'identification** dans certaines méthodes. Les deux mots suivants « résidu » et « symptômes » sont généralement rattachés aux trois mots précédents. En pratique, dans un équipement industriel, lorsqu'un défaut apparaît le système de diagnostic détecte l'anomalie puis identifie la (ou les) cause(s) pour qu'il puisse être isolé. L'organisation de la procédure de diagnostic de défaut(s) d'un système est la suivante [30] :

- ✓ Extraction des informations nécessaires,
- ✓ Elaboration des signatures associées aux symptômes des défauts.
- ✓ Détection de dysfonctionnements.
- ✓ Mise en œuvre de la méthode de diagnostic.
- ✓ Interprétation des données.
- ✓ Prise de décision en fonction des conséquences et de l'importance des défauts.

I.6.1 Détection et isolation des défauts (FDI)

Le problème de la détection et de la localisation des défauts dans les procédés industriels intéressent de plus en plus de chercheurs et a fait l'objet de très nombreux résultats et travaux de recherche ces deux dernières décennies [13-14] [31-35]. Ces développements ont non seulement concerné la formalisation théorique des problèmes rencontrés et leur résolution mais également la mise en œuvre pratique sur des processus réels. Dans la section suivant, nous allons présenter les différents types de défauts ainsi que les principales techniques de diagnostic utilisées en industrie [36-39].

I.6.2 Les défauts

Un défaut est défini comme étant une dérivation non souhaité d'au moins une propriété caractéristique ou d'un paramètre du système. Le défaut est une dérive pouvant conduire à des mauvais fonctionnements ainsi qu' à la perte totale du fonctionnement [31].

I.7. Différents types de défauts

Les défauts sont classés en fonction de leur localisation dans le système [31] :

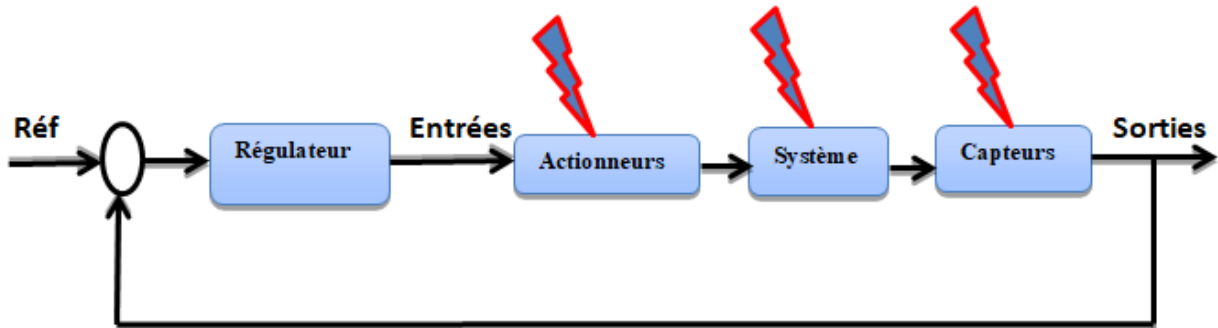


Figure. I.8: Différents types de défaut

I.7.1. Défauts actionneurs :

Les défauts actionneurs agissent au niveau de la partie opérative et détériorent le signal d'entrée du système. Ils représentent une perte totale (défaillance) ou partielle d'un actionneur agissant sur le système. Les défauts actionneurs partiels sont des actionneurs réagissant de manière similaire au régime nominal mais en partie seulement, c'est-à-dire avec une certaine dégradation dans leur action sur le système.

I.7.2. Défauts capteurs :

Ce type de défaut est la cause d'une mauvaise image de l'état physique du système. Un défaut capteur partiel produit un signal avec plus ou moins d'adéquation avec la valeur vraie de la variable à mesurer. Ceci peut se traduire par une réduction de la valeur affichée par rapport à la valeur vraie, ou de la présence d'un biais ou de bruit accru empêchant une bonne lecture.

I.7.3. Défauts composants ou systèmes :

Ce type de défaut provient du système lui-même, bien souvent les défauts n'appartenant pas à un défaut capteur ou actionneur sont classés de manière arbitraire dans cette catégorie. Néanmoins, un défaut composant résulte de la casse ou de l'altération d'un composant du système réduisant les capacités de celui-ci à effectuer une tâche.

I.8. Commande tolérante aux défauts

Avec La surveillance du fonctionnement des équipements industriels, il est possible de prévenir un dysfonctionnement avant qu'il n'arrive, et d'éviter le ralentissement ou l'arrêt de production. En plus, la surveillance industrielle permet de réduire le coût de la maintenance des différents équipements. Autre que les considérations purement économiques, il s'agit souvent, dans beaucoup d'applications, d'assurer la sécurité des personnes et de préserver leur environnement [21].

Les méthodes de surveillance et de diagnostic peuvent être classées en deux grandes familles : les méthodes internes de diagnostic et les méthodes externes de diagnostic. Le diagnostic d'un système permet ainsi d'identifier son mode de fonctionnement. Cela est effectué par une comparaison entre les données réelles et la connaissance sur les modes de fonctionnement du système (caractéristiques propres du cahier des charges du système). Après avoir détecté un mode défaillant, le système de diagnostic doit identifier les causes possibles de cette défaillance, et fournir les informations sur son instant d'apparition et son amplitude [32].

I.8.1. Présentation des méthodes de diagnostic

Généralement, les méthodes de FDI peuvent être classées en deux catégories principales : les techniques basées sur le signal, et les techniques basées sur le modèle.

I.8.1.1. Méthodes de diagnostic basées sur le traitement de signal

Cette méthode est basée sur l'existence des caractéristiques fréquentielles propres au fonctionnement sain ou défaillant du procédé. Elle concerne la modélisation des signaux en les caractérisant dans le domaine fréquentiel, en déterminant leur contenu spectral, leur variance, etc.

I.8.1.2. Méthodes de diagnostic à base du modèle mathématique

Cette méthode est appliquée à un modèle mathématique représentatif qui fournit des grandeurs qui caractérisent le système. Trois méthodes qui utilisent le modèle mathématique, les méthodes d'espace de parité, les méthodes d'estimation paramétrique et les méthodes à base d'observateurs. La méthode à base d'observateurs cette méthode est choisie dans cette

thèse et calculée en fonction des critères de stabilité et de performance. L'écart entre la sortie réelle et la sortie observée est utilisé comme résidu qu'est un indicateur de défaut et peut donc fournir des informations exploitables pour la détection et la localisation des défauts [19] [30].

I.8.1.3. Méthodes basées sur l'intelligence artificielle

Ces méthodes exploitent les signatures avec ou sans modèle, pour réaliser la supervision et le diagnostic du système. Parmi ces méthodes, nous pouvons citer les systèmes experts, la logique floue, les réseaux neuronaux, la reconnaissance des formes, la table de consultation (lookup-table) ... etc.

I.9. Mécanisme de reconfiguration

Les approches FTC sont divisées en deux classes : les approches passives et les approches actives. Les méthodes passives sont équivalentes aux méthodes de synthèse de loi de commande robuste. Les méthodes actives sont généralement classifiées en deux sous-classes : l'accommodation de défauts, et la reconfiguration du système.

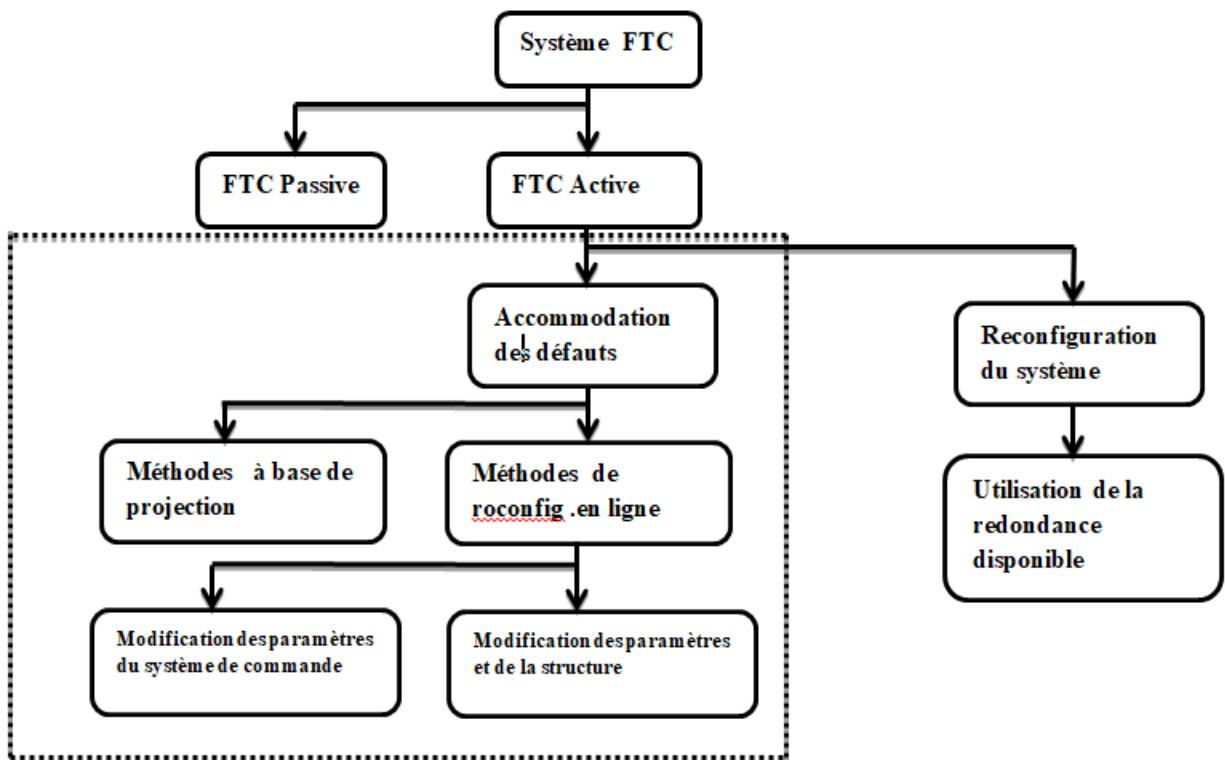


Figure.I.9: Classification des approches FTC.

I.9.1. Approches passives de la commande FTC

Généralement, les approches passives de la FTC sont basées sur les techniques de conception d'une loi de commande robuste. Le but est de synthétiser une loi de commande FTC qui assure un niveau de performance acceptable pour un fonctionnement normal et, en addition, pour un ensemble prédéfini de modes défailants. L'inconvénient majeur de ces approches réside dans le fait que la robustesse accrue vis-à-vis de certains défauts est obtenue aux dépens d'un niveau de performance dégradé en régime normal de fonctionnement. Pratiquement, ces techniques présentent donc un inconvénient majeur : si l'on considère que les défauts sont des événements qui ne se produisent que rarement (hypothèse raisonnable !), il n'est pas souhaitable de dégrader de manière significative et permanente les performances du système afin d'être insensible envers une classe restreinte de défauts qui ne se produirait qu'occasionnellement lors d'un cycle de fonctionnement [19] [30].

De plus, il apparaît évident que plus l'ensemble des défauts prédéfini sera grand et/ou plus l'impact de ces défauts est jugé important sur le niveau de performances pouvant être atteintes, plus le comportement en situation normale sera dégradé. Ainsi, les systèmes FTC passifs garantissent de manière générale un faible niveau de performances. Cependant, dans certaines applications où la classe de défauts est connue et restreinte, ces techniques pourraient s'avérer suffisantes [30].

I.9.2. Approches actives de la commande FTC

L'approche active de la commande FTC intègre un mécanisme de diagnostic pour détecter et localiser les défauts pouvant affecter le système. Dès lors qu'un défaut est détecté par le module de diagnostic, la stratégie FTC est activée via un mécanisme de reconfiguration. La figure (I.10) présente le schéma de principe d'une loi de commande FTC active.

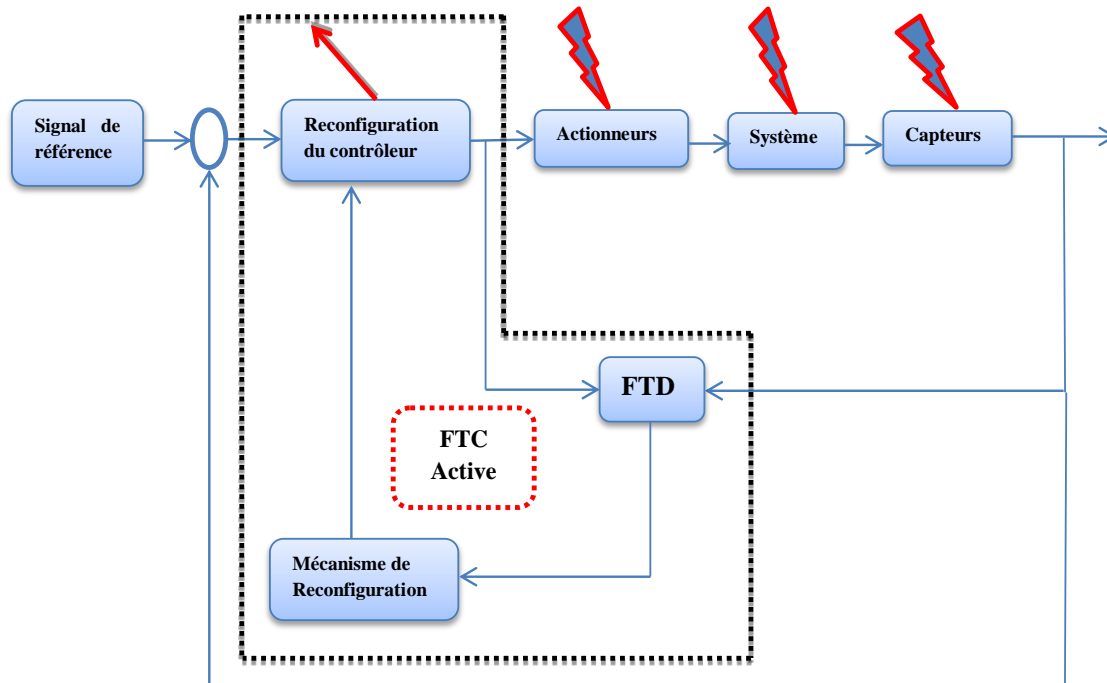


Figure.I.10: Schéma de principe d'une loi de commande FTC active

I.10. Commande tolérante au défaut appliqué au modèle du benchmark éolien

Le développement et l'utilisation de l'énergie éolienne a connu un essor très important dans les dernières décennies. La complexité et le coût des installations éoliennes ont conduit à une nécessité de surveiller les équipements mis en jeu. Il est donc primordial de penser à des méthodes de diagnostic et commande tolérante aux défauts pour assurer la maintenance et la sécurité de matériel. Dans ce contexte une équipe de chercheurs danois [31] ont développé un modèle de benchmark éolien afin de permettre aux spécialistes de diagnostic de tester leurs algorithmes. L'avantage de ce modèle est qu'il peut être utilisé par des gens qui ne sont pas des experts dans l'énergie éolienne. En outre ce modèle a fait l'objet d'une compétition internationale (IFAC) pour le meilleur algorithme de commande tolérante aux défauts appliqué au modèle de benchmark, cette solutions peuvent être vus en détail dans [32]-[34].

La commande tolérante aux défauts pour le système éolien a été publiée avec un benchmark de l'éolienne [35-37]. Il s'agit d'un modèle SISO, où une commande PID est implémentée pour

contrôler l'inclinaison des pâles et une autre commande proportionnelle (sans feedback, et indépendante de la première commande) permet de contrôler le couple du générateur. Les défauts possibles sont ceux des capteurs (de l'inclinaison des pâles, vitesse de rotation des pâles et du générateur) ainsi que ceux des actionneurs (de l'inclinaison des pâles, et du couple du générateur). Différentes techniques (active et passive) de commandes tolérantes aux défauts ont été appliquées à ce système éolien dans le cadre de cette compétition ou indépendamment. Dans ce paragraphe on propose une revue de ces différents travaux.

Certains de ces travaux se sont intéressés au bloc FTC sans modifier la commande existante et d'autres travaux ont proposé des nouveaux schémas de commande pour remplacer ceux existants dans le benchmark. [38] ont proposé une approche basée sur les observateurs flous avec entrées inconnues.

L'application de cette méthode est faite sur une éolienne de 60 KW. Le défaut considéré est de type capteur. (Capteur de la vitesse du générateur). [39] ont considéré les défauts de type actionneur sur le système d'orientation des pâles. Leur principe consiste à compenser le contrôle constant (nul) de l'actionneur défectueux par la distribution du contrôle (ou de l'effort) sur les actionneurs non défectueux (Allocation de contrôle). [40] ont employé un estimateur flou pour évaluer les vitesses du rotor et du générateur afin de détecter les défauts de ces capteurs. Le contrôleur PI de benchmark original a été remplacé par un contrôleur basé sur le modèle flou. [40] ont modélisé la turbine éolienne par la représentation multi- modèle de Takagi-Sugeno. La vitesse du générateur et la vitesse du vent ont été estimées à l'aide d'un observateur proportionnel multi-intégral. Cette solution a été appliquée seulement pour des vitesses du vent basses dans la présence d'un défaut de capteur de la vitesse du générateur. [26] ont proposé une approche basée sur les observateurs à entrées inconnues pour la détection et l'isolation de défauts de type capteurs sur la vitesse du rotor et la vitesse du générateur. Ainsi, les résultats d'estimation des vitesses obtenus par l'observateur sont utilisés dans la commande déjà existante. [41] ont proposé un schéma de commande tolérante aux défauts basé sur des actionneurs et des capteurs virtuels. Le principe est d'utiliser la redondance analytique du système pour récolter les informations sur les défauts. [42] ont proposé une approche passive de commande tolérante aux défauts pour la modélisation et

l'identification par la logique floue, orientée dans le design d'un contrôleur flou. Les défauts considérés sont de types capteur et actionneur. [43] ont utilisé une commande adaptative qui se base sur l'identification des paramètres du système éolien (identification avec les moindres carrées avec un facteur d'oubli). Les défauts considérés sont de types capteur et actionneur. [44] ont proposé une approche active et passive de la commande tolérante aux défauts basée sur la commande à paramètre variable (LPV). Le défaut considéré est de type actionneur. [45] ont proposé une solution basée sur la commande prédictive pour la compensation des défauts, où l'estimation des défauts est obtenue avec le filtre de Kalman étendu. Les défauts considérés sont de types capteur et actionneur.

I.11. Conclusion

On a présente dans ce chapitre des généralités sur l'énergie éolienne, le diagnostic et la commande tolérant aux défauts. Ensuite on a discuté l'intérêt et la nécessité de développer des algorithmes de diagnostic et la commande tolérant aux-défaut pour les installations éoliennes. En fin de ce chapitre nous avons évoqué l'idée de modèle de benchmark éolien destiné aux applications de diagnostic et la commande tolérante aux défauts ainsi les derniers travaux publiés sur ce modèle

CHAPITRE II

MODELISATION D'UN MODELE DE BENCHMARK EOLIEN

II.1. Introduction

Les éoliennes génèrent de l'énergie électrique à partir de l'énergie cinétique du vent. L'éolienne décrite dans le référentiel FDI / FTC proposé dans [37] est une éolienne à trois pales à vitesse variable et à axe horizontal avec un couplage à convertisseur complet. Le principe de fonctionnement de base est que l'énergie éolienne est captée par les pales et transformée en énergie de rotation mécanique à travers le rotor et l'arbre. Cette conversion d'énergie peut être optimisée en modifiant l'aérodynamique de la turbine en inclinant les pales ou en contrôlant la vitesse de rotation relative de la turbine par rapport à la vitesse du vent. L'énergie mécanique est à son tour convertie en énergie électrique par un générateur entièrement couplé à un convertisseur. Entre le rotor et le générateur, un train d'entraînement est utilisé pour augmenter la vitesse de rotation du rotor au générateur. Le convertisseur peut être utilisé pour régler le couple du générateur, qui peut par conséquent être utilisé pour contrôler la vitesse de rotation du générateur ainsi que du rotor. L'objectif du système de contrôle global est de suivre une référence de puissance.

Dans ce chapitre, Nous allons utiliser le modèle du benchmark d'un système de conversion éolien décrit dans [44]. Nous commencerons tout d'abord par la présentation des principaux composants de notre système (benchmark), ensuite nous développons en détail les équations mathématiques de chaque composant. Un test de simulation est présenté à la fin de ce chapitre.

II.2. Commande tolérante au défaut appliqué au modèle du benchmark éolien

Les régimes de la détection des défauts et la commande tolérante au défaut appliqués à l'éolienne sont signalés dans un certain nombre de publications, quelques exemples sur ceux-ci sont introduits dans ce qui suit. Premièrement, le filtre de Kalman est un système de diagnostic pour détecter des défauts dans la racine des capteurs des pales vu en [46]. L'observateur a été appliqué pour la détection des défauts de capteurs autour du train d'entraînement éolienne présenté dans [47]. La commande tolérante de défaut active et passive ont été appliquée à un modèle de turbine éolienne [48]. Dans [49] la commande tolérante au défaut proposée pour le modèle de benchmark éolien. Dans [50] ce modèle de benchmark est décrit plus en détail avec

description et évaluation de certaines solutions proposées au problème de détection et l'isolation des défauts. Les solutions évaluées peuvent être trouvées dans[51]-[53]. Un certain nombre d'autres solutions de détection et isolation des défauts ont également été appliqué au modèle de benchmark, parmi ceux-ci sont les suivants :[54]-[57].

En plus des solutions évaluées un certain nombre d'autres solutions de commande tolérante aux défauts ont été appliquées au modèle de benchmark, quelques exemples sont:[58]-[60].

II.3. Modélisation de modèle benchmark éolienne

II.3.1. Présentation du modèle

Le but de cette section est de principe de l'éolienne et de sa commande au niveau du système est du modèle mathématique qui représente le comportement d'une turbine éolienne. Ce modèle est développé par des danois, afin de permettre aux chercheurs de tester les approches de diagnostic et commande tolérantes aux défauts appliqués à un système éolien [61]. Le modèle considéré reflète une éolienne à axe horizontal à trois pales, de vitesse variable, avec un convertisseur complet de puissance de 4.8 MW. Ce modèle " Benchmark" contient quatre sous-modèle : les pales et le système de calage, le train d'entraînement, le convertisseur et le générateur et enfin le contrôleur. Le schéma global du model benchmark est présenté dans la figure suivante (Fig.II.1).

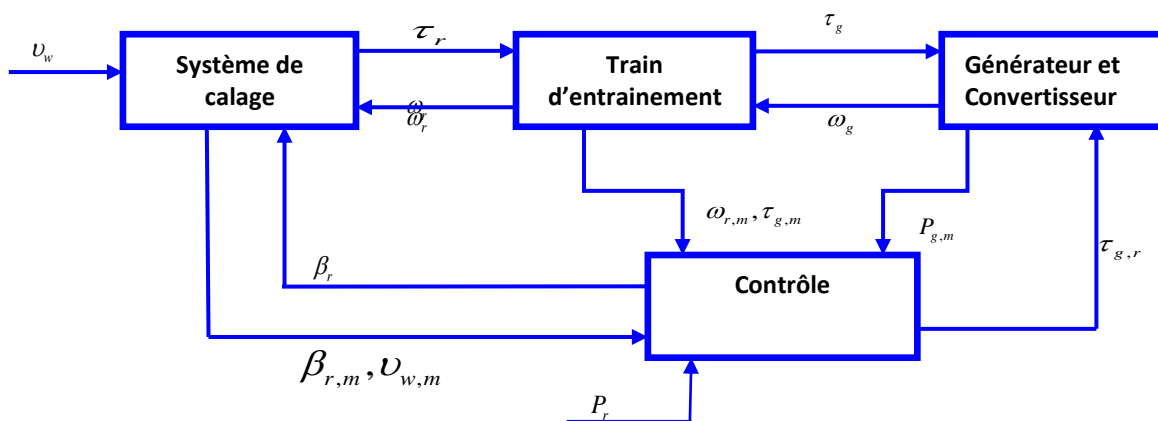


Figure. II.1: Le schéma de sous modèle des system éolien

Le modèle Benchmark utilisé dans notre travail est composé de trois pales, à vitesse variable, d'une éolienne à axe horizontal, illustrée à la, avec un convertisseur de pleine puissance de 4,8 MW. Le schéma fonctionnel correspondant est présenté sur la (fig. II.1), la vitesse du vent, il va dans le système de pale et de calage. Chacune des trois positions de pales ($i=1, 2, 3$) est mesurée avec deux capteurs pour l'exigence de la redondance physique. Ils sont définis comme $\beta_{1,m1}, \beta_{1,m2}, \beta_{2,m1}, \beta_{2,m2}, \beta_{3,m1}, \beta_{3,m2}$.

Les pales font tourner le rotor et génèrent un couple rotor τ_r vers la transmission. Le train d'entraînement convertit le couple rotor et le couple générateur τ_g en vitesse rotor speed w_r et vitesse générateur w_g . Ils sont tous deux mesurés par deux capteurs comme $w_{r,m1}, w_{r,m2}$ et $w_{g,m1}, w_{g,m2}$ (Montré comme $w_{r,m}$ et $w_{g,m}$). Dans la figure II.1, le générateur et le convertisseur utilisent le couple de référence du générateur $\tau_{g,r}$ pour obtenir le couple du générateur τ_g qui est mesuré comme $\tau_{g,m}$. Combinée à la vitesse du générateur w_g nous pouvons obtenir la puissance du générateur P_g . Un contrôleur est utilisé pour laisser la puissance de sortie suivre la puissance de référence notée P_r [62].

Tableau. II. 1: Symboles du modèle de benchmark éolien

v_m	la vitesse du vent sur les pales de turbine
τ_r	le couple du rotor
ω_r	Indique la vitesse du rotor
ω_g	Indique la vitesse du générateur
τ_g	le couple du générateur
β_r	Désigne la référence de commande d'angle de calage
β_m	la mesurée de la position de les pales
$\tau_{g,m}$	une estimation du couple de générateur
$\omega_{r,m}$	la mesure de la vitesse de rotation du rotor
$\omega_{g,m}$	la mesure la vitesse de rotation du rotor
$\tau_{g,r}$	Désigne la référence de commande de couple du générateur
$P_{g,m}$	indique la mesurée de la puissance électrique générée par le générateur

II.4. Modèle de vent

Le but de cette section est de présenter un modèle de vent, en déterminant et modélisant les composants de la vitesse du vent appliqués à chaque pale, En général, la vitesse du vent est utilisée par plusieurs composants [63] :

II.4.1. Cisaillement du vent

Le cisaillement du vent au-dessus ou à proximité d'obstacles ainsi que l'influence de l'orographie peuvent être calculés à l'aide de divers logiciels libres tels que (**WASP, WindFarmer, WindPro, WindSim et OpenWind**).

L'équation **Weibull** est une approximation mathématique couramment employée pour traduire la distribution des vitesses mesurées du vent. La formule suivante reflète la fréquence relative d'une vitesse de vent $H_{\omega,i}(v_i)$ Le facteur d'échelle A et le facteur de forme k en sont les paramètres (Fig.II.2). Le facteur de forme doit être déterminé car il indique l'ampleur de la distribution des vitesses du vent.

$$H_{\omega,i}(v_i) = \frac{k}{A} \left(\frac{v_i}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k\right] \quad (\text{II.1})$$

Avec :

$H_{\omega,i}(v_i)$: Probabilité d'une classe de vitesse du vent i [% ou s/m].

k = facteur de forme [sans dimension].

A = facteur d'échelle [m/s].

v_i = classe de vitesse du vent [m/s].

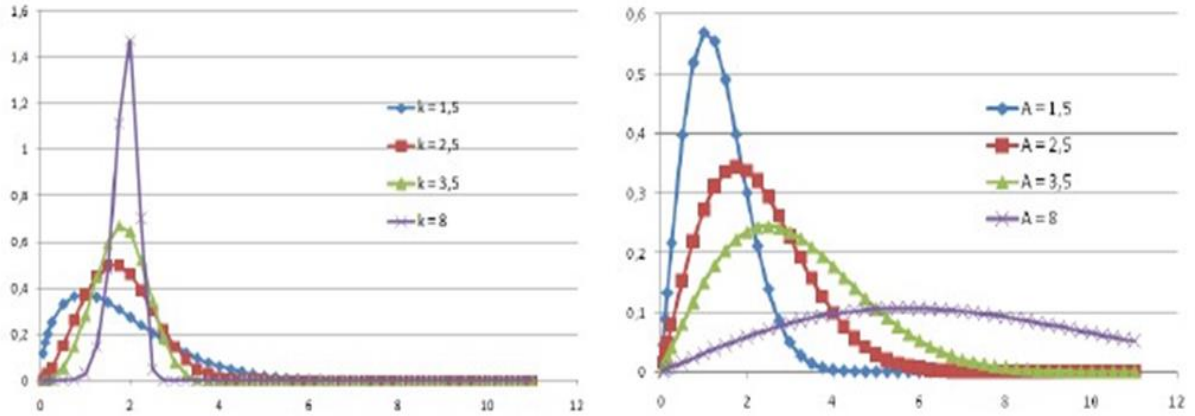


Figure.II. 2: Distribution de Weibull

II.4.2. Mesure du vent

Les données de vent sont généralement enregistrées à l'aide d'un mât de mesure des vents équipé de détecteurs calibrés en son sommet. Une deuxième opération de calcul visant à adapter à la hauteur du moyeu les vitesses du vent mesurées à proximité du sol implique toujours une part d'incertitude, aussi, il est recommandé d'avoir recours à un mât de mesure d'une hauteur identique à celle prévue pour le moyeu de l'éolienne (Fig.II.3). Certains mâts dépassent même les 100 mètres de hauteur.

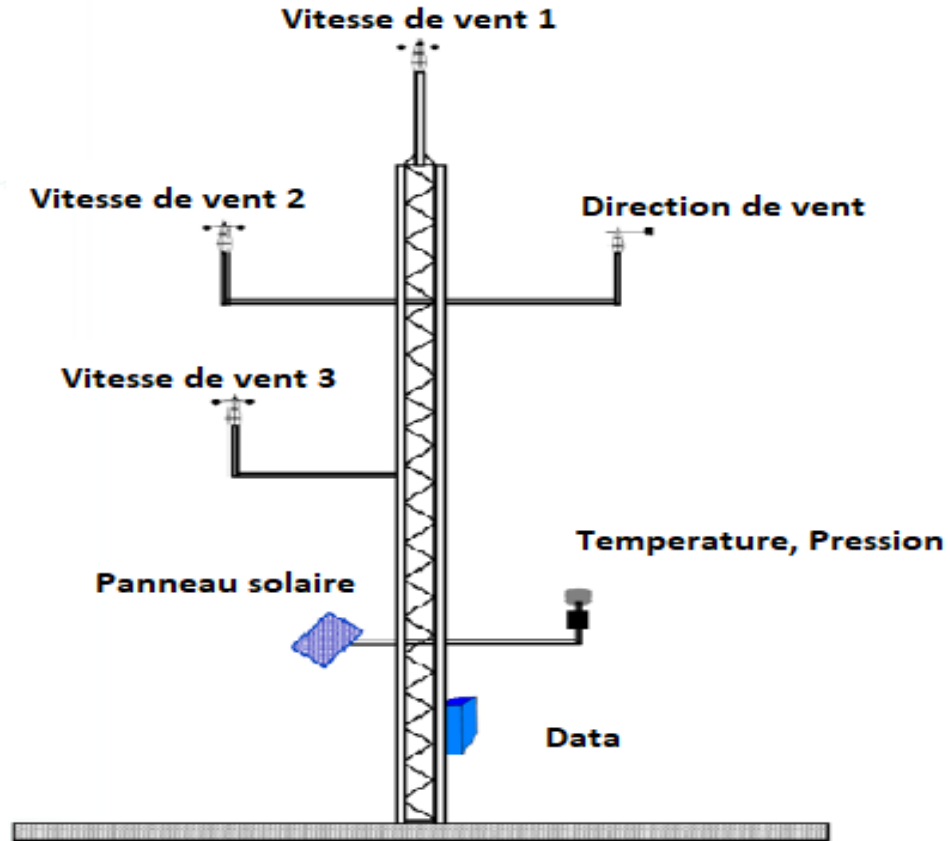


Figure. II.3: Équipement de mesure du vent

$$v_w = v_m(t) + v_{os}(t) + v_{ts}(t) + v_s(t) \quad (II.2)$$

$v_m(t)$: Vent moyen.

$v_{ts}(t)$: Tour ombre.

$v_s(t)$: Partie stochastique (négligeable dans ce cas).

$v_{os}(t)$: Cisaillement du vent

➤ Cisaillement du vent :

$$v_{os,i}(t) = \frac{2v_m(t)}{3R^2} \left(\frac{R^3 a}{3H} x + \frac{R^3}{4} a \frac{(a-1)}{2H^2} x^2 \right) + \frac{2v_m(t)}{3R^2} \left(\frac{R^5}{5} \cdot \frac{(a-1)(a-2)}{6H^3} x^3 \right) \quad (II.3)$$

Avec :

$x = \cos(\theta_{r^*}(t))$: est la position angulaire des trois pales. $\theta_{r_1}(t) = \theta_r(t)$
 et $\theta_{r_2}(t) = \theta_r(t) + (2/3)\pi$ et $\theta_{r_3}(t) = \theta_r(t) + (4/3)\pi$.

H : Hauteur de la tour.

R : Rayon du rotor.

a : Rayon de la tour.

➤ Tour Ombre :

$$v_{ts,i}(t) = \frac{m \cdot \bar{\theta}_{r,i}(t)}{3 \cdot r^2} (\psi + v) \quad (II.4)$$

Avec :

$$\psi = 2a^2 \frac{R^2 - r_0^2}{(R^2 + r_0^2) \sin(\bar{\theta}_{r,i}(t))^2 + k^2}$$

La figure (Fig.II.4) illustre l'allure de la vitesse de vent utilisée dans le modèle de benchmark on peut remarquer que la vitesse de vent varie entre 5 et 20 m/s avec des petits pics à 25 m/s, ce que peut être considérée comme des conditions d'opérations normales pour une turbine éolienne.

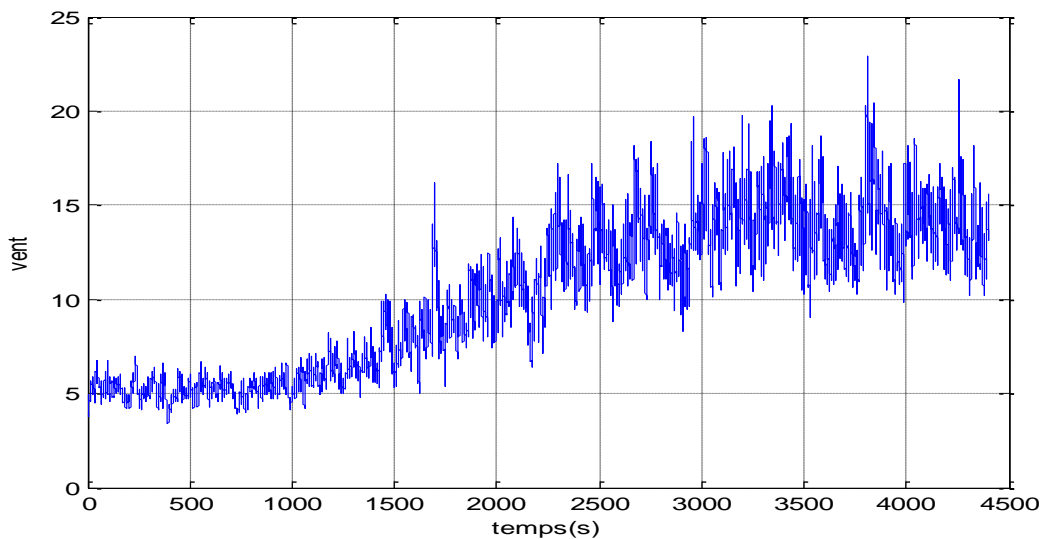


Figure. II.4: Résultat de simulation modèle du vent

II.5. Modèle aérodynamique

Dans cette section, les principes aérodynamiques de base exploités par les éoliennes sont décrits et un modèle décrivant le transfert de l'énergie éolienne au mouvement de rotation du rotor est présenté.

La puissance disponible du vent traversant toute la zone balayée par le rotor peut être exprimée comme [64] :

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_w^3 \quad (II.5)$$

P_w : La puissance disponible du vent.

$\pi.R$: La zone balayée par le rotor.

V_w : Le rotor la vitesse effective du vent est la densité de l'air, qui est supposée constante.

A partir de la puissance disponible dans le vent, la puissance du rotor est donnée en fonction du coefficient de puissance, $C_p(\lambda, \beta)$ qui dépend du rapport vitesse-pointe et de l'angle de tangage. La surface C_p pour l'éolienne utilisée dans l'indice de référence de l'IDE [65] est fournie par kkelectronic a / s et notez que la description C_p implique que le modèle aérodynamique est statique, ce qui est une simplification.

$$P_a = P_w \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (II.6)$$

P_a : La puissance captée par le rotor.

$C_p(\lambda, \beta)$: Le coefficient de puissance et $\lambda(t)$ est le rapport vitesse-pointe.

Le rapport vitesse de pointe est défini comme le rapport entre la vitesse de pointe des pales et la vitesse effective du vent du rotor

$$\lambda = \frac{w_R \cdot R}{v_t} \quad (II.7)$$

$R(t)$: La vitesse du rotor et R est le rayon du rotor.

Le couple aérodynamique appliqué au rotor défini dans [66], peut être exprimé comme :

$$\tau_r(t) = \frac{P_a(t)}{\omega_r(t)} \quad (\text{II.8})$$

En substituant les équations (II.6) et (II.7), dans (II.8) le couple appliqué au rotor est exprimé comme :

$$\tau_r(t) = \frac{1}{2 \cdot \omega_r(t)} \rho \cdot A \cdot v_r(t) \cdot C_p(\lambda(t), \beta(t)) \quad (\text{II.9})$$

$\tau_r(t)$: Le couple aérodynamique appliqué au rotor.

Le vent agissant sur le rotor de l'éolienne entraîne également une poussée sur le rotor. Cette la poussée est calculée comme indiqué ci-dessous [64].

$$F_t(t) = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_r^2(t) C_t(\lambda(t), \beta(t)) \quad (\text{II.10})$$

Utiliser le modèle aérodynamique lorsque la vitesse du vent est supposée non identique sur les trois pales, les équations doivent prendre en compte les différentes vitesses de vent effectif des pales. Cette ai accompli en faisant la moyenne de la poussée et du couple introduits à chacune des trois pales, comme illustré ci-dessous

$$F_{t,1}(t) = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_r^2(t) C_t(\lambda(t), \beta_1(t)) \quad (\text{II.11})$$

$$F_{t,2}(t) = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_r^2(t) C_t(\lambda(t), \beta_2(t)) \quad (\text{II.12})$$

$$F_{t,3}(t) = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_r^2(t) C_t(\lambda(t), \beta_3(t)) \quad (\text{II.13})$$

$$\tau_{r,1}(t) = \frac{1}{2 \cdot \omega_r(t)} \rho \cdot A \cdot v_r(t) \cdot C_p(\lambda(t), \beta_1(t)) \quad (\text{II.14})$$

$$\tau_{r,2}(t) = \frac{1}{2 \cdot \omega_r(t)} \rho \cdot A \cdot v_r(t) \cdot C_p(\lambda(t), \beta_2(t)) \quad (\text{II.15})$$

$$\tau_{r,3}(t) = \frac{1}{2 \cdot \omega_r(t)} \rho \cdot A \cdot v_r(t) \cdot C_p(\lambda(t), \beta_3(t)) \quad (II.16)$$

$$\tau_r(t) = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \tau_{r,i}(t) \quad (II.17)$$

En remplaçant (II.14), (II.15) et (II.16) dans (II.17), l'équation suivante pour l'aérodynamique le couple est obtenu

$$F_t(t) = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 F_{t,i}(t) \quad (II.18)$$

$F_i(t)$: La poussée exercée par le vent sur la pale i.

$\tau_r(t)$: Le couple aérodynamique appliqué au rotor par la pale i.

On suppose que la poussée $F_{i,t}(t)$ exercée sur les attaques de la lame i où les composants de la poussée vers le moyeu et vers l'extrémité de la lame sont égaux. Puisque la poussée dépend de R , l'équation suivante peut être configurée pour calculer le point où la poussée attaque

$$\int_0^{rb} r^2 dr = \int_{rb}^r r^2 dr \quad (II.19)$$

Avec:

$$rb = 2^{\frac{1}{3}} \cdot R$$

rb : La distance du moyeu à l'endroit où la poussée agit sur la pale et R est le rayon du rotor.

Après avoir déterminé où la poussée agit sur les pales, il est possible de dériver le couple qui fait bouger la tour. Ceci est en fonction de l'angle d'azimut de chaque lame et peut être réalisé comme une force agissant sur la tour à hauteur de moyeu voire (Fig.II.5).

$$F_{th}(t) = F_{t,1}(t) \left(1 + \frac{rt}{h} \cos(\varphi_1(t))\right) + F_{t,2}(t) \left(1 + \frac{rt}{h} \cos(\varphi_2(t))\right) + F_{t,3}(t) \left(1 + \frac{rt}{h} \cos(\varphi_3(t))\right) \quad (II.20)$$

$F_{i,t}(t)$: La poussée agissant sur la pale i.

$F_{th}(t)$: La force agissant sur la tour à hauteur du moyeu.

$F_{i,th}(t)$: La force transférée à la tour depuis la pale i à la hauteur du moyeu.

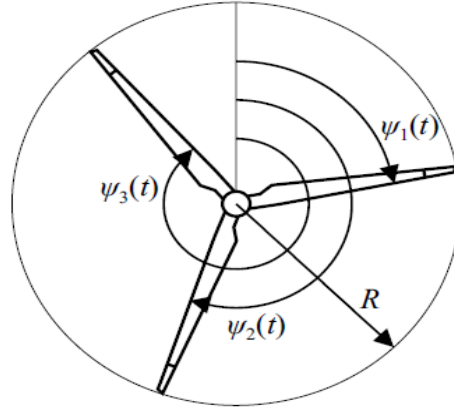


Figure II. 5: Croquis d'un rotor et d'une modèle éolien

Les principes aérodynamiques de base d'une éolienne ont été décrits, et des modèles de couple aérodynamique et de poussée aérodynamique agissant sur le rotor ont été mis en place.

II.6. Modélisation du système à angle de calage

Le système se compose de trois actionneurs identiques, chacun ayant un contrôleur interne. Dorénavant, on ne décrit qu'un seul actionneur. Cet actionneur ajuste l'angle de calage des pales en les faisant tourner. Cet actionneur hydraulique est modélisé comme une fonction de transfert de deuxième ordre ou le système d'état représenté par [66]:

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta} \end{bmatrix} = A_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_i \end{bmatrix} + B_{pb}(\beta_r) \quad (\text{II.21})$$

$$y_{pb} = C_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_i \end{bmatrix} \quad (\text{II.22})$$

$$A_{pb} = \begin{bmatrix} -13.332 & 123.4321 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\text{Avec : } B_{pb} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$C_{pb} = [0 \quad 123.4321]$$

β_i : Angle de calage physique de chacun pale ($i=1, 2, 3$).

II.7. Le train d'entraînement

Le couple aérodynamique est transféré au générateur par le train d'entraînement pour augmenter la vitesse de rotation du rotor, à une plus haute vitesse exigée par le générateur. Ce modèle est construit d'un arbre lent et d'un arbre rapide liés par le multiplicateur (la boîte de vitesse) pour le générateur afin de produire de l'énergie électrique. Comme mentionné dans Burton et al. [67], en général, un modèle de groupe motopulseur comprend les éléments suivants connectés en série :

- Un corps à inertie rotationnelle et amortissement (représentant le rotor de turbine).
- Un ressort de torsion (représentant la boîte de vitesses).
- Un corps à inertie rotationnelle (représentant le rotor du générateur).
- Un amortisseur de torsion (modélisation de la résistance produite par glissement sur le générateur à induction).

Sur la base des lois physiques, les auteurs de la littérature consultée ont proposé différents modèles de transmission et trois d'entre eux sont analysés dans cette section. Ces trois modèles proviennent des principales références rencontrées. Le premier d'entre eux est développé dans [64], et consiste en une transmission à arbre unique. Le second est proposé par [66] et consiste en deux arbres reliés entre eux par une boîte de vitesses avec son rapport de transmission respectif. Le troisième l'un est le modèle de groupe motopulseur proposé dans le référentiel présenté dans [61]. Les modèles de transmission peuvent être obtenus en utilisant les équations énergétiques de Lagrange ou les équations de Newton et seront montrées dans les prochaines sous-sections.

II.7.1. Modèle à arbre unique

Dans [54], le sous-système de transmission est modélisé comme deux corps rigides reliés par un arbre flexible, comme le montre la (Fig. II.6). Le train d'entraînement est modélisé comme deux corps rigides reliés par un arbre flexible. Les corps rigides englobent tous les dispositifs mécaniques et leurs parties situées de chaque côté de l'arbre effectif. En conséquence, les termes moment d'inertie du rotor (J_r), moment d'inertie du générateur (J_g), la rigidité en torsion de la chaîne cinématique (K_{dt}) et le coefficient d'amortissement en torsion de la chaîne cinématique (B_{dt}) désignent des paramètres du modèle plutôt que des paramètres physiques.

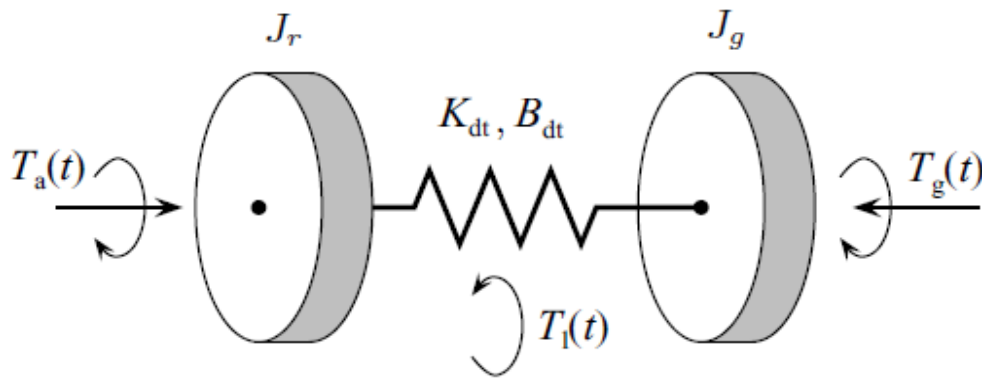


Figure II.6: Model d'Entraînement

Un système mécanique de complexité arbitraire peut être décrit par l'équation du mouvement

$$M \ddot{q} + C \dot{q} + Kq = Q(q, \dot{q}, t, u) \quad (II.23)$$

M , C et K sont les matrices de masse, d'amortissement et de rigidité et Q est le vecteur des forces agissant sur le système. Pour les structures mécaniques ayant peu de degrés de liberté, l'équation de Lagrange

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_K}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial E_K}{\partial q_i} + \frac{\partial E_d}{\partial \dot{q}_i} + \frac{\partial E_p}{\partial q_i} = Q_i \quad (II.24)$$

Propose une procédure systématique pour dériver des modèles mathématiques. E_k , E_d et E_p désignent respectivement l'énergie cinétique, dissipée et potentielle. En outre, q_i est la coordonnée généralisée et Q_i représente la force généralisée.

Pour le modèle de l'équation (II.24), les coordonnées généralisées suivantes ont été adoptées :

$$q = [\theta_r \theta_g]^T \quad (II.25)$$

: $\theta_r = q_1$ Et $\theta_g = q_2$ sont les angles du rotor et du générateur, respectivement. Après ces définitions, les termes énergétiques E_k , E_d et E_p peuvent s'écrire :

$$E_K = \frac{J_r}{2} \omega_r^2 + \frac{J_g}{2} \omega_g^2 \quad (II.26)$$

$$E_d = \frac{B_{dt}}{2} (\omega_r - \omega_g)^2 \quad (II.27)$$

$$E_p = \frac{K_{dt}}{2} (\theta_r - \theta_g)^2 \quad (II.28)$$

ω_r Et ω_g sont respectivement les vitesses de rotation du rotor et de la génératrice, toutes deux faisant référence au côté basse vitesse de l'éolienne.

Le vecteur des charges généralisées est

$$Q = [\tau_r \tau_g]^T \quad (II.29)$$

$\tau_r(t)$: Le couple aérodynamique appliqué au rotor.

$\tau_g(t)$: Le couple du générateur.

Ensuite, le remplacement des équations dans l'équation de Lagrange donne l'équation de mouvement (II.23) et l'application de l'équation de Lagrange (II.24) à chacun des termes énergétiques correspondants (II.26) - (II.29), les équations suivantes sont obtenues.

Pour la première coordonnée généralisée ($\theta_r = q_1$), la dérivée est notée $\dot{q}_1 = \omega_r$.

Les Lagrange termes pour q sont développés ci-dessous.

$$\frac{\partial E_K}{\partial q} = j_r \omega_r \quad (II.30)$$

$$\frac{\partial E_K}{\partial q_1} = 0 \quad (II.31)$$

$$\frac{\partial E_d}{\partial \dot{q}_1} = B_{dt}(\omega_r - \omega_g) \quad (II.32)$$

$$\frac{\partial E_p}{\partial q_1} = k_{dt}(\theta_r - \theta_g) \quad (II.33)$$

$$\frac{d}{dt} \frac{\partial E_k}{\partial \dot{\omega}_r} = j_r \dot{\omega}_r \quad (II.34)$$

$$Q_1 = \tau_r \quad (II.35)$$

En substituant les équations (II.35) - (II.30) dans l'équation de Lagrange (II.23), la dynamique du générateur est obtenue

$$J_r \omega_r + B_{dt}(\omega_r - \omega_g) + k_{dt}(\theta_r - \theta_g) = \tau_r(t) \quad (II.36)$$

Pour la deuxième coordonnée généralisée ($\theta_g = q_g$), la dérivée est notée $\dot{q}_2 = \dot{\omega}_g$.

Les Lagrange termes pour q_2 sont développés ci-dessous.

$$\frac{\partial E_K}{\partial \dot{q}_2} = J_g \dot{\omega}_g \quad (II.37)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_k}{\partial \dot{\omega}_g} \right) = j_g \dot{\omega}_g \quad (II.38)$$

$$\frac{\partial E_K}{\partial q_1} = 0 \quad (II.39)$$

$$\frac{\partial E_d}{\partial \dot{\omega}_g} = B_{dt}(\omega_g - \omega_r) \quad (II.40)$$

$$\frac{\partial E_p}{\partial q_2} = k_{dt}(\theta_g - \theta_r) \quad (II.41)$$

$$Q_2 = -\tau_g \quad (II.42)$$

En substituant les équations (II.37) - (II.42) dans l'équation de Lagrange (II.23), la dynamique du générateur est obtenue

$$J_g \dot{\omega}_g + B_{dt}(\omega_r - \omega_g) + k_{dt}(\theta_r - \theta_g) = -\tau_g(t) \quad (\text{II.43})$$

Afin de réduire la complexité des formules, les positions angulaires absolues des arbres θ_r et θ_g ont été remplacées par une seule variable d'état indiquée en (II.44), dénotant l'angle de torsion du train d'entraînement

$$\theta_\Delta = \theta_r - \theta_g \quad (\text{II.44})$$

La dynamique du rotor peut être obtenue en utilisant les équations de Newton exprimées comme suit

$$J_r \ddot{\theta}_r(t) = \tau_r(t) - \tau_L(t) \quad (\text{II.45})$$

La torsion de la transmission est modélisée à l'aide d'un ressort de torsion et d'un coefficient de frottement modèle selon

$$\tau_1(t) = k_{dt}\theta_\Delta(t) + B_{dt}\dot{\theta}_\Delta(t) \quad (\text{II.46})$$

En substituant (II.46) à (II.45), les expressions suivantes sont obtenues

$$J_r \ddot{\theta}_r(t) = \tau_a(t) - k_{dt}\theta_\Delta(t) - B_{dt}\dot{\theta}_\Delta(t) \quad (\text{II.47})$$

$$\ddot{\theta}_r(t) = \frac{1}{J_r}\tau_a(t) - \frac{1}{J_r}k_{dt}\theta_\Delta(t) - \frac{1}{J_r}B_{dt}\dot{\theta}_\Delta(t) \quad (\text{II.48})$$

Le changement suivant pour indiquer la vitesse angulaire du rotor et du générateur est effectué

$$\begin{aligned} \theta_r &= \omega_r \\ \dot{\theta}_g &= \omega_g \end{aligned} \quad (\text{II.49})$$

Enfin, la dynamique du rotor est définie comme

$$\dot{\omega}_r(t) = \frac{1}{J_r}\tau_a(t) - \frac{1}{J_r}k_{dt}\theta_\Delta(t) - \frac{1}{J_r}B_{dt}\dot{\theta}_\Delta(t) - \frac{1}{J_r}(\omega_r - \omega_g) \quad (\text{II.50})$$

La même méthode est utilisée pour obtenir la dynamique du générateur

$$J_g \ddot{\theta}_g(t) = \tau_l(t) - \tau_g(t) \quad (II.51)$$

La torsion de la transmission est la même pour le rotor et le générateur, donc

$$\tau_l(t) = k_{dt} \theta_\Delta(t) + B_{dt} \dot{\theta}_\Delta(t) \quad (II.52)$$

Ensuite, en remplaçant (II.52) dans (II.51), l'équation suivante est obtenue

$$J_g \dot{\omega}_g(t) = k_{dt} \theta_\Delta(t) + B_{dt} \dot{\theta}_\Delta(t) - \tau_g(t) \quad (II.53)$$

La dynamique du générateur est la suivante

$$\omega_g(t) = -\frac{1}{J_r} \tau_g(t) + \frac{k_{dt}}{J_r} \theta_\Delta + \frac{B_{dt}}{J_r} (\omega_r - \omega_g) \quad (II.54)$$

II.7.2. Modèle à deux arbres

Un modèle à deux arbres composé d'un arbre à grande vitesse et d'un arbre à basse vitesse reliés par une boîte de vitesses est proposé par [66]. Le couple aérodynamique est transféré au générateur via la chaîne cinématique afin d'augmenter la vitesse de rotation du rotor, à une vitesse plus élevée requise par le générateur.

Le modèle de groupe motopropulseur comprend un arbre à basse vitesse et un arbre à grande vitesse, chacun composé d'un moment d'inertie et d'un coefficient de frottement comme illustré à la (Fig. II.7). Les arbres sont liés ensemble par une boîte de vitesses modélisée comme un rapport de transmission sans aucune perte. Pour décrire la flexibilité de la transmission, un ressort de torsion est inclus dans le modèle.

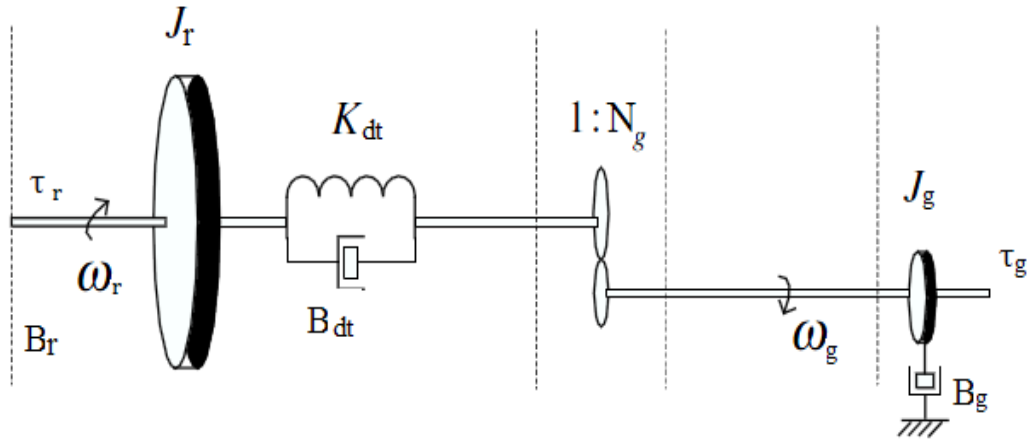


Figure. II. 7: Le modèle de train d'entraînement à deux masses

L'inertie de l'arbre à basse vitesse comprend également l'inertie du rotor, tandis que la composante de friction comprend les frottements des roulements. La dynamique de l'arbre à basse vitesse est

$$J_r \dot{\theta}_r(t) = \tau_r(t) - \tau_l(t) - \beta_r \dot{\theta}_r(t) \quad (\text{II.55})$$

β_r : Le frottement visqueux de l'arbre à basse vitesse, J_r est le moment d'inertie de l'arbre à basse vitesse, $\tau_l(t)$ est le couple agissant sur l'arbre à basse vitesse, θ_r est l'angle du arbre à faible vitesse [rad/s] et $\tau_r(t)$ est le couple aérodynamique appliqué au rotor.

L'inertie de l'arbre à grande vitesse comprend également l'inertie de la boîte de vitesses et du rotor du générateur.

Le coefficient de frottement couvre les frottements des roulements et des engrenages. La dynamique de l'arbre à grande vitesse est

$$J_g \ddot{\theta}_g(t) = \tau_h(t) - \tau_g(t) - \beta_g \dot{\theta}_g(t) \quad (\text{II.56})$$

β_g Le frottement visqueux de l'arbre à grande vitesse, J_g est le moment d'inertie de la grande vitesse arbre, $\tau_g(t)$ est le couple du générateur, $\tau_h(t)$ est le couple agissant sur l'arbre à grande vitesse et $\theta_g(t)$ est l'angle de l'arbre à grande vitesse.

La partie restante de la modélisation de la boîte de vitesses consiste à appliquer un rapport de réduction, tel que défini ci-dessous

$$\tau_h(t) = \frac{\tau_l(t)}{N_g} \quad (II.57)$$

N_g : Le rapport de transmission du train d'entraînement.

La torsion de la transmission est modélisée à l'aide d'un ressort de torsion et d'un modèle de coefficient de frottement, décrit comme :

$$\tau_l(t) = k_{dt}\theta_\Delta(t) + B_{dt}\dot{\theta}_\Delta(t) \quad (II.58)$$

$$\theta_\Delta(t) = \theta_r(t) - \frac{\theta_g(t)}{N_g} \quad (II.59)$$

B_{dt} Le coefficient d'amortissement de torsion de la chaîne cinématique, k_{dt} est la rigidité en torsion de la chaîne cinématique et $\theta_\Delta(t)$ est l'angle de torsion de la chaîne cinématique.

A l'exception de l'angle de torsion $\theta_\Delta(t)$, les angles absolus des arbres ne sont pas intéressants pour modéliser la dynamique de la chaîne cinématique. Par conséquent, le remplacement

$\omega_r = \dot{\theta}(t)$ est utilisé dans le après réécriture, où un modèle d'espace d'état de la chaîne cinématique est poursuivi. Les états du modèle sont $\omega_r(t)$, $\omega_g(t)$ et $\theta_\Delta(t)$. Tout d'abord, Eq. (II.58) est remplacé par Eq. (II.59) pour obtenir

$$\tau_l(t) = k_{dt}\theta_\Delta(t) + B_{dt}\left(\omega_r(t) - \frac{\omega_g(t)}{N_g}\right) \quad (II.60)$$

$\omega_g(t)$: La vitesse du générateur.

La substitution de (II.60) en (II.56) donne (II.61). Une approche similaire est utilisée pour dériver (II.62), cependant, dans ce cas (II.60) doit d'abord être substitué dans (II.57) avant de l'insérer dans (II.56). Enfin, (II.59) est différencié pour obtenir (II.63).

Trois équations différentielles du premier ordre ont été dérivées dans cette section afin de décrire le comportement du groupe motopropulseur

$$J_r \dot{\omega}_r(t) = \tau_r(t) - k_{dt} \theta_{\Delta}(t) - (B_{dt} + B_r) \omega_r(t) + \frac{B_{dt}}{N_g} \omega_g(t) \quad (\text{II.61})$$

$$J_g \dot{\omega}_g(t) = \frac{k_{dt}}{N_g} \theta_{\Delta}(t) - \left(\frac{B_{dt}}{N_g} + B_g \right) \omega_g(t) + \frac{B_{dt}}{N_g} \omega_r(t) - \tau_r(t) \quad (\text{II.62})$$

$$\dot{\theta}_{\Delta}(t) = \omega_r(t) - \frac{1}{N_g} \omega_g(t) \quad (\text{II.63})$$

II.7.3. Le train d'entraînement de Model Benchmark

Le prochain modèle de groupe motopropulseur proposé dans la référence [51], suit la même ligne que la précédente. Il s'agit essentiellement du même modèle proposé par [56], avec l'ajout de l'efficacité de la transmission qui donne une approche plus réaliste du modèle :

$$J_r \dot{\omega}_r(t) = \tau_r(t) - k_{dt} \theta_{\Delta}(t) - (B_{dt} + B_r) \omega_r(t) + \frac{B_{dt}}{N_g} \omega_g(t) \quad (\text{II.64})$$

$$J_g \dot{\omega}_g(t) = \frac{\eta_{dt} k_{dt} N_g}{\theta_{\Delta}} (t) + \left(\frac{\eta_{dt} B_{dt}}{N_g} \right) \omega_r(t) - \left(\frac{\eta_{dt} B_{dt}}{N_g^2} + B_g \right) \omega_g(t) - \tau_g(t) \quad (\text{II.65})$$

$$\dot{\theta}_{\Delta}(t) = \omega_r(t) - \frac{1}{N_g} \omega_g(t) \quad (\text{II.66})$$

η_{dt} : L'efficacité du générateur.

On peut aisément démontrer que le modèle d'état du train d'entraînement est donné comme suit :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_r(t) \\ \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = A_{dt} \begin{bmatrix} \omega_r(t) \\ \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + B_{dt} \begin{bmatrix} \tau_r(t) \\ \tau_g(t) \end{bmatrix} \quad (\text{II.67})$$

Les paramètres de matrices sont

$$A_{dt} = \begin{bmatrix} -\frac{B_{dt} - B_r}{J_r} & \frac{B_{dt}}{J_a N_a} & -\frac{K_{dt}}{J_r} \\ \frac{\eta_{dt} B_{dt}}{J_g N_g} & -\frac{\eta_{dt} B_{dt} - B_g}{N_g^2} - B_g & \frac{K_{dt} \eta_{dt}}{J_g N_g} \\ 1 & -\frac{1}{N_g} & 0 \end{bmatrix} \quad B_{dt} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_r} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{J_r} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

II.7.4. Modèle de transmission simplifié

Une simplification du modèle de groupe motopropulseur peut être obtenue à partir des équations (II.65) - (II.67) en omettant angle de torsion et frottement. Dans ce cas, les équations simplifiées sont

$$J_r \dot{\omega}_r(t) = \tau_r(t) \quad (\text{II.68})$$

$$J_g \dot{\omega}_g(t) = \tau_g(t) \quad (\text{II.69})$$

$$\omega_r(t) = \frac{1}{N_g} \omega_g(t) \quad (\text{II.70})$$

En combinant ces équations, le modèle simplifié est

$$J \omega_r(t) = \tau_r - N_g \tau_g(t) \quad (\text{II.71})$$

Avec $J = J_r + N_g J_g$

II.8. Modèle du génératrice et du convertisseur

Le système d'alimentation tel que modélisé dans [61,66,64] est considéré comme un système standard de premier ordre qui est très similaire dans les deux cas. L'énergie électrique est générée par le générateur, et pour permettre un fonctionnement à vitesse variable, les courants dans le générateur sont contrôlés à l'aide de l'électronique de puissance. Par conséquent, les convertisseurs électroniques de puissance interfacent la sortie de l'éolienne avec le réseau électrique public. Il est supposé que le convertisseur se compose de quatre unités similaires illustrées à la (Fig II.8), chacune ayant un contrôleur interne. Ces unités chargent ensemble le générateur avec un certain couple, qui dépend des courants tirés du générateur. Le couple et la puissance électrique étant les seules variables d'intérêt dans le modèle simplifié du système de conversion d'énergie, les courants et les tensions ne sont pas du tout pris en compte.

Le convertisseur étant composé de plusieurs convertisseurs ayant des caractéristiques égales, cette section n'en décrit qu'un seul.

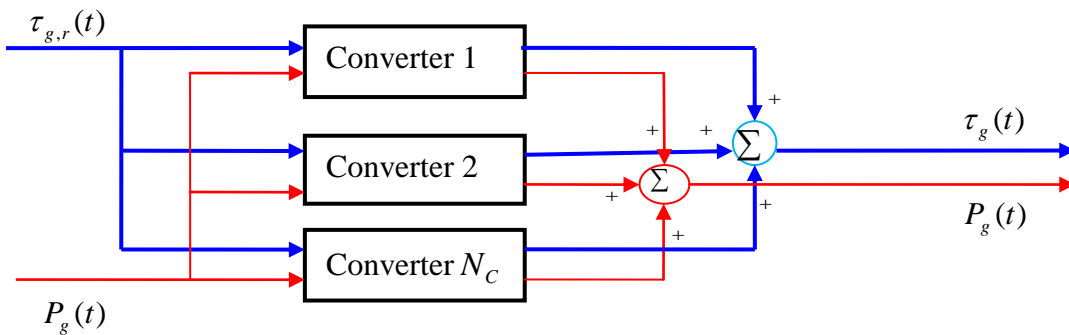


Figure. II. 8: Le modèle de convertisseur

Au niveau du système de l'éolienne, la dynamique du générateur et du convertisseur peut être modélisée par une fonction de transfert de premier ordre:

$$\frac{\tau_g(s)}{\tau_{g,r}(s)} = \frac{1}{\alpha_{gc}s + 1} \quad (II.72)$$

$\tau_{g,r}(t)$: La référence pour le couple du générateur et α_{gc} est la constante de temps du système du premier ordre.

La puissance produite par le générateur dépend de la vitesse de rotation de générateur et de la charge appliquée, comme décrit dans l'équation suivante :

$$P_g(t) = \eta_g \omega_g(t) \tau_g(t) \quad (\text{II.73})$$

$P_g(t)$: La puissance produite par le générateur [W].

η_g : est le rendement de générateur [%].

Dans le référentiel FDI des éoliennes [61], les valeurs des paramètres pour l'efficacité et la constante de temps sont respectivement $\eta_g = 0.98$ et $\alpha_{gc} = \frac{1}{50}$.

II.9. Modèle du contrôleur

L'objectif de cette partie est d'expliquer comment la variation de vitesse de vent et la variation de l'angle de calage influencent le contrôle de puissance et aussi expliquer les variables qui sont impliquées dans ce contrôle. Ceci est très important parce que le diagnostic et commande tolérant aux défauts sont appliqués sous ces conditions. En effet l'éolienne fonctionne en quatre zones selon la vitesse du vent :

- **Zone I** : La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est insuffisante.
- **Zone II** : Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle (CP).
- **Zone III** : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée tout en restant la plus proche possible de la puissance nominale. Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge (PC).
- **Zone IV** : La vitesse du vent devient trop forte. La turbine est arrêtée et la puissance extraite est nulle.

Dans notre travail, on va se contenter de travailler seulement dans la zone II et zone III :

La zone II de charge partielle est située entre la vitesse du vent de coupure, V_w , la coupure, et la vitesse de vent nominale, $V_{w,n}$. Dans cette région, l'éolienne est contrôlée pour générer autant d'énergie que possible. Ceci est réalisé en ajustant le couple du générateur pour obtenir un rapport optimal entre la vitesse de pointe des pales et la vitesse du vent. Par la présente, l'efficacité de l'aérodynamique est maximisée.

La zone III de pleine charge est située entre la vitesse du vent nominale, $V_{w,n}$, et la vitesse du vent de coupure, V_w , coupure. Le fonctionnement dans la région de pleine charge implique que la puissance produite soit maintenue à une valeur nominale pour minimiser les charges structurelles et ainsi réduire les dommages dus à la fatigue. De plus, la vitesse du rotor est pour réduire les émissions de bruit acoustique de l'éolienne, qui dépendent de la vitesse du rotor.

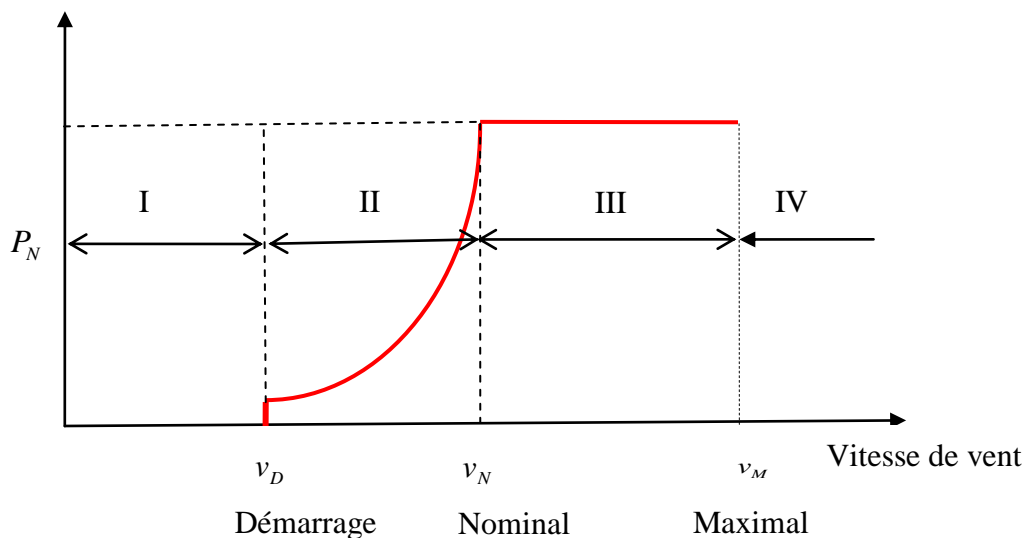


Figure. II. 9: Zones de fonctionnement d'une éolienne

La figure précédente présente (Fig.II.9) la structure générale du Contrôleur. Le-contrôleur fonctionne comme suit :

- Dans la zone II: le signal de commande de cette zone est obtenu par :

$\beta_r = 0$ et $\tau_{g,r}$ est optimale pour obtenue vitesse optimale du rotor.

$$\tau_{g,r} = K_{opt} \left(\frac{\omega_g}{N_g} \right)^2 \quad (II.74)$$

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda^3} \quad (II.75)$$

➤ Dans la zone III : le signal de commande de cette zone est obtenu par :

$$\beta_r[n] = \beta_r[n-1] + k_p e[n] + (k_i T_s - k_p) e[n-1] \quad (II.76)$$

$$e[n] = \omega_g[n] - \omega_{nom}[n] \quad (II.77)$$

Avec le couple convertisseur

$$\tau_{g,r} = \frac{P_r[n]}{\eta_{gc} \omega_g[n]} \quad (II.78)$$

En raison de l'existence de deux régions de contrôle distinctes, l'approche habituelle consiste à appliquer deux ensembles différents de contrôleurs et à les interconnecter à l'aide d'un mécanisme de transfert sans à-coups. Ceci est illustré à la figure 2.4, qui montre un schéma de principe d'un contrôleur de référence basé sur des méthodes classiques et introduit pour établir un cadre de référence. Notez que la structure du contrôleur de référence est configurée conformément à kk-electronic a / s. La stratégie du contrôleur de référence consiste à utiliser deux contrôleurs différents pour la région à charge partielle et la région à pleine charge. Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la valeur nominale, le système de contrôle doit maintenir l'angle de tangage à sa valeur optimale et contrôler le couple du générateur afin d'obtenir le rapport optimal vitesse-pointe. Ce comportement est obtenu en plaçant les deux commutateurs de la figure (II. 10) sur la position I.

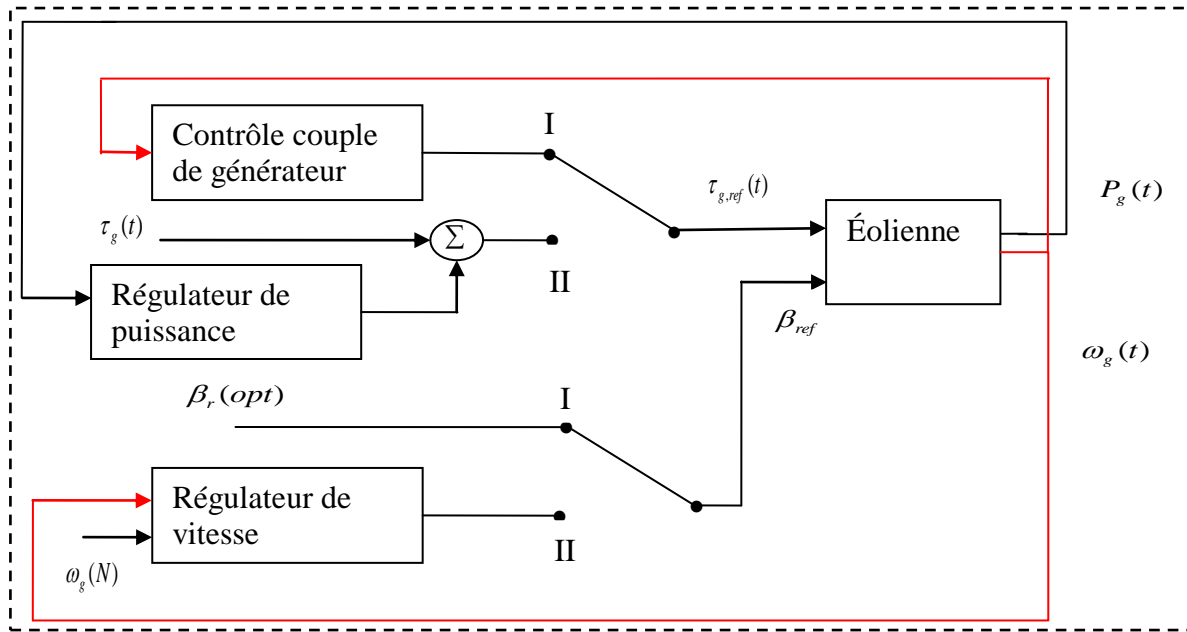


Figure. II. 10: Structure du contrôleur de référence

II.10. Résultats de simulation

Le modèle développé précédemment est simulé en Matlab pour une turbine de 4.8MW pour un profil de vent donné auparavant. Les paramètres du modèle de benchmark sont décrits dans l'annexe A. les figures (Fig. II.11, II.12 et II.13) illustrent respectivement les allures de la puissance, l'angle de calage, le couple de génératrice et la vitesse de génératrice. On constate qu'entre $t=0$ et $t=2300s$ la vitesse du vent est dans la zone 2, d'où la valeur d'angle de calage $\beta_r = 0$ et la puissance obtenue est optimale. A partir ($t > 2300$) la vitesse du vent peut atteindre la zone 3, on peut remarquer que la puissance, le couple et la vitesse sont contrôlés à leurs valeurs nominales. L'angle de calage n'est plus égal à 0 dans ce cas.

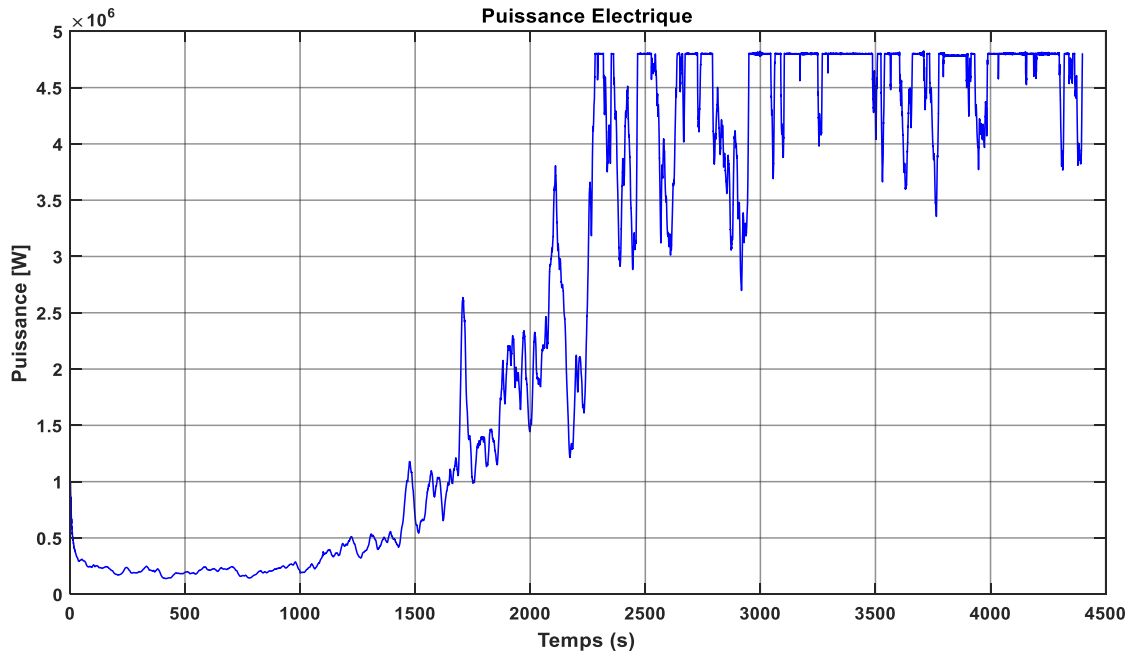


Figure. II.11: La puissance de la génératrice avec un régulateur PI

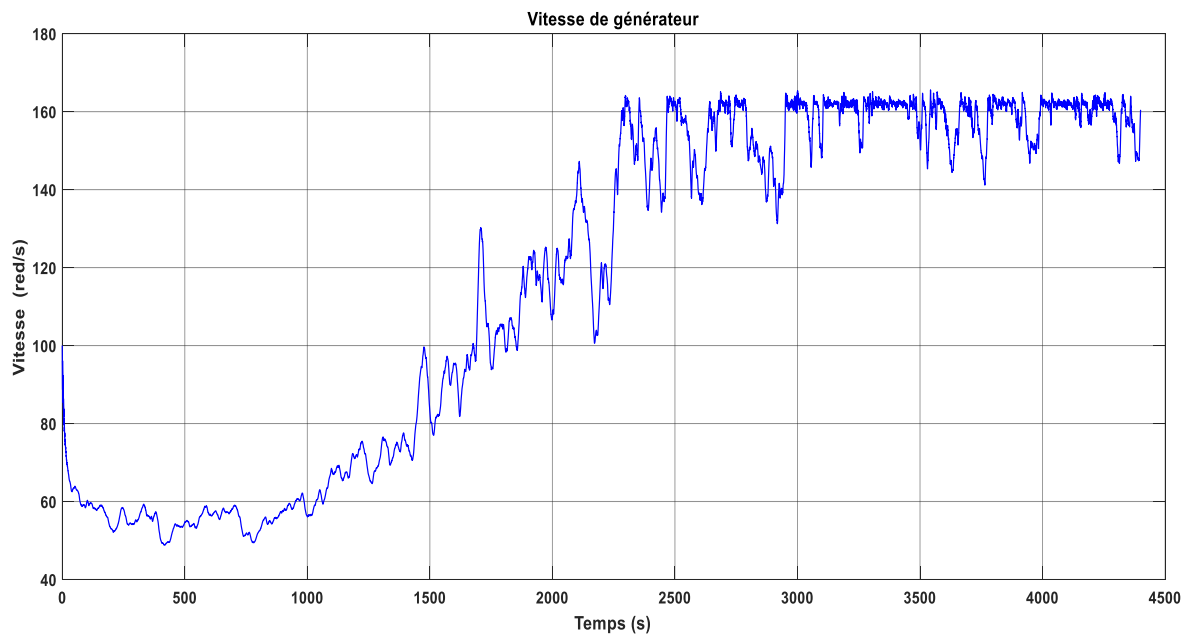


Figure. II. 12: La Vitesse de la génératrice avec un régulateur PI

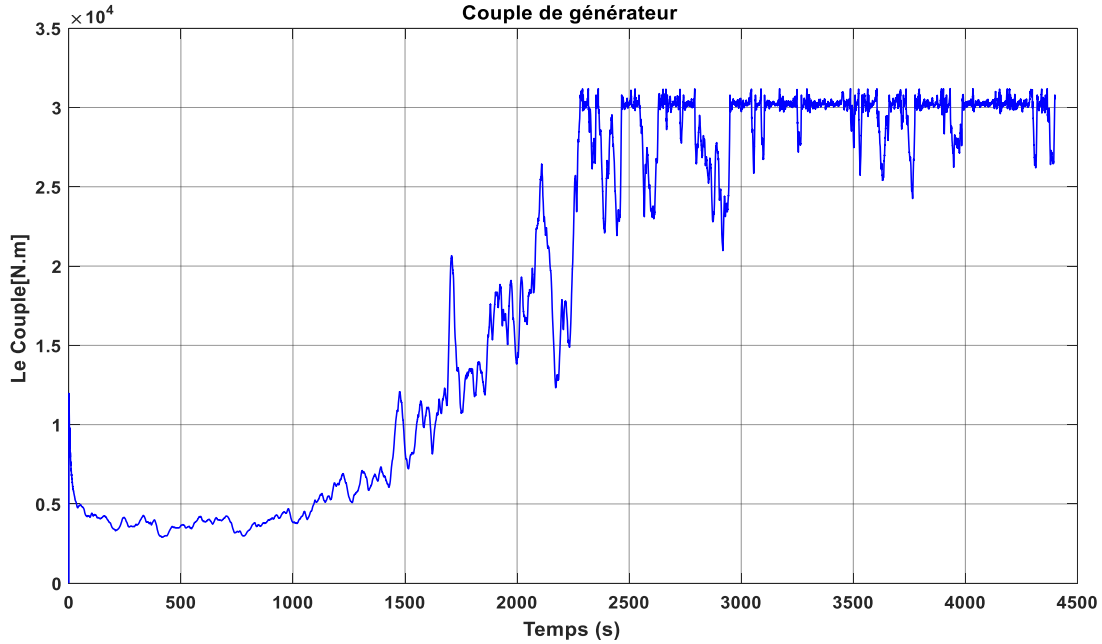


Figure. II. 13: Le couple de la génératrice avec un régulateur PI

II.11. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à développer des modèles de simulation des composants essentiels de modèle de benchmark dans les conditions normales (sans défauts). On a remarqué que la puissance active ainsi que le couple de génératrice comportent selon la vitesse du vent (zone II ou zone III). La prochaine étape nous allons développer les observateurs en vue de diagnostic de défaut des différentes parties de modèle de benchmark.

CHAPITRE III

OBSERVATEURS D'UN MODELE DE BENCHMARK
EOLIEN

III.1. Introduction

Cette approche représente l'intégration des diverses relations qui contrairement aux relations de parité, sont différentielles sur une bonne connaissance du modèle. Le diagnostic de défaut à base d'observateurs est basé sur le principe de génération de résidus en comparant les grandeurs disponibles du système réel aux grandeurs estimées (issues de l'observateur). L'état du système est reconstruit en se recalant à l'aide de certaines mesures, le gain de l'estimateur dépendant des objectifs et des performances désirées. Dans le cas des systèmes linéaires, la structure de base des reconSTRUCTEURS est toujours la même, un modèle parallèle corrige à l'aide de l'erreur d'estimation multipliée par un gain adéquat, mais dans le cas non linéaire le problème s'avère difficile.

En diagnostic, la construction d'observateur est beaucoup plus complexe que ce qu'il en est dans le cas de commande dans la mesure où les paramètres d'observateurs jouent un rôle aussi sur la manière dont les défauts vont affecter les résidus. En plus d'assurer la stabilité, ces paramètres doivent permettre de structurer le résidu afin de localiser les défauts. Cependant, pour ce type de stratégie, si une anomalie apparaît, elle affecte en général toutes les composantes du vecteur résidu de ce fait, le problème de localisation est plus complexe que ce qu'il en est dans le cadre de l'espace de parité. Pour résoudre ce problème, une solution consiste à construire des bancs d'observateurs où chacun d'entre eux surveille un défaut [68].

Dans cette partie, nous nous intéresserons à la détection et la localisation des défauts du Modèle de Benchmark à base des observateurs. Deux types de défauts vont être étudiés : défaut capteur (type gain, type valeur fixe) et défaut du système. Nous allons utiliser l'observateur de Luenberger pour la génération des résidus du système pour le diagnostic.

III.2. Observateurs dédiés au diagnostic des défauts

Par définition, un observateur est un système dynamique prenant pour entrées les signaux connus du système sur lequel il est implanté et dont les sorties convergent vers une estimation des variables d'états (ou d'une partie des variables d'états).

Le diagnostic consiste à détecter, localiser et éventuellement identifier les défauts qui affectent un système.

III.2.1. Détection

Premier niveau du diagnostic consiste à prendre une décision binaire : soit le système fonctionne correctement, soit une panne se produit. Le résultat de la procédure de détection est une alarme signifiant que le fonctionnement réel du système ne concorde plus avec le modèle de fonctionnement sain.

III.2.2. Localisation

Deuxième niveau du diagnostic, déclenché par une procédure de détection, consistant à déterminer de manière plus approfondie les composants défaillants : capteur, actionneur, processus ou unité de commande.

III.2.3. Identification

L'identification d'un défaut est le fait d'estimer l'amplitude et l'évolution temporelle du défaut afin d'expliquer au mieux le comportement du système. Cette partie d'identification du défaut est la dernière phase de la procédure de diagnostic.

L'idée principale du diagnostic à base d'observateurs est d'estimer une partie où l'ensemble des mesures du système qui sont surveillé à partir des grandeurs mesurables. Cette estimation est comparée à la valeur mesurée de la sortie dans le but de générer des résidus. Ces résidus doivent servir d'indicateurs fiables du comportement de notre système. Ils sont donc nuls en l'absence de défauts et non nuls en leur présence [69].

Dans notre travail, nous allons utiliser un banc d'observateurs pour le diagnostic du modèle de benchmark. Dans chaque partie du modèle de benchmark (train d'entraînement, convertisseur, génératrice ...) un observateur spécifique sera synthétisé pour générer des résidus voir (Fig. III. 1).

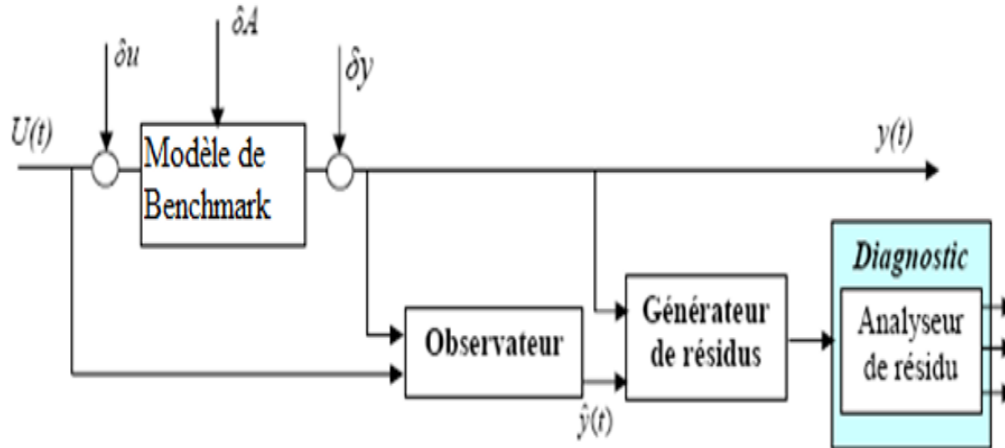


Figure. III. 1: Générateur de résidu du système en boucle ouverte

III.3. Observateur de Luenberger

La théorie de l'observation de Luenberger repose essentiellement sur des techniques de placement de pôles. On se place dans le cas déterministe, où les bruits w et v sont nuls,

Luenberger propose l'observateur suivant pour le système (III.1)

$$\begin{aligned} \dot{x}_{pb} &= A_{pb}x_{pb} + B_{pb}(B_r + B_f) \\ \dot{y}_{pb} &= C_{pb}x_{pb} \end{aligned} \quad (III.1)$$

Le terme correctif $K(y(t) - \hat{y}(t))$ fait apparaître le gain de correction K , également appelé gain de l'observateur, relatif à l'erreur de la reconstruction de la sortie. On peut aussi écrire l'observateur sous la forme suivante

$$\dot{\hat{x}}_{pb} = (A - kC)\hat{x}_{pb} + Bu(t) + ky(t) \quad (III.2)$$

La dynamique de l'erreur de reconstruction, définie par $\tilde{x}(t) = x(t) - \hat{x}(t)$, peut s'écrire :

$$\dot{\tilde{x}}(t) = (A - kC)\tilde{x}(t) \quad (III.3)$$

A partir de la condition initiale $\hat{x}(0) = x(0) - \tilde{x}(0)$, l'évolution de cette erreur d'estimation est telle que :

$$\tilde{x}(t) = \exp[(A - kC)t]\tilde{x}(0) \quad (III.4)$$

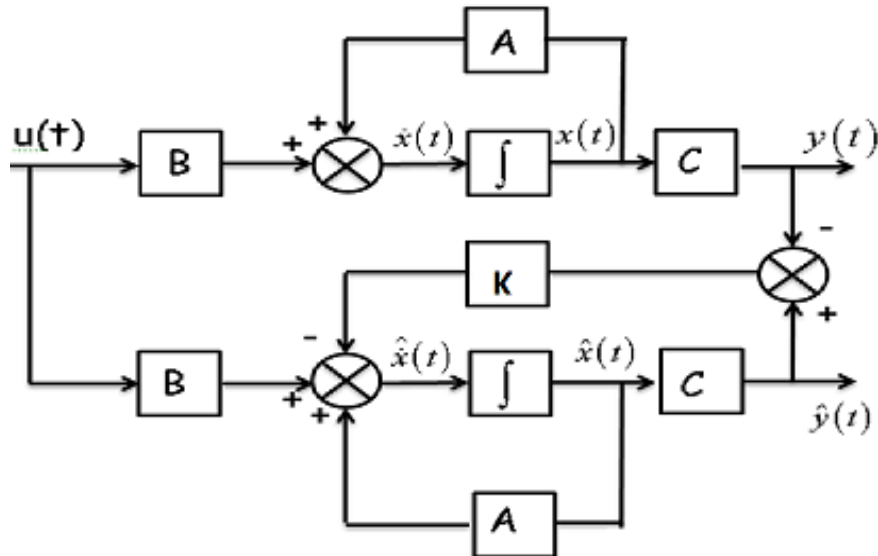


Figure. III.2: Diagramme structurel d'un observateur de Luenberger

Afin que l'observateur soit asymptotique, il faut que l'erreur d'estimation tende vers 0 lorsque t augmente. En effet, à $t = 0$, $\tilde{x}(t) \neq 0$ car l'état étant inaccessible, on ne peut en général pas choisir $x(0) = \hat{x}(t)$.

Afin de garantir une convergence asymptotique de l'erreur d'estimation ($x(t) \rightarrow 0$ pour $t \rightarrow \infty$) et donc un bon fonctionnement de l'observateur, il faut choisir K de façon judicieuse.

Les valeurs propres de $A - kC$ peuvent être fixées arbitrairement si et seulement si (A, C) est observable. La notion de stabilité d'un système en automatique est essentielle [70].

Soit le système régi par équation (III.1), On dit que ce système est asymptotiquement stable si la matrice A est de Hurwitz. Une matrice A est dite de Hurwitz si toutes ses valeurs propres sont à parties réelles strictement négatives.

Lorsque le système n'est pas observable, il n'est pas possible de construire un observateur dont on choisit les dynamiques. Cependant, si le système est détectable il sera possible de dimensionner un observateur asymptotiquement stable [70].

C'est-à-dire que pour un système régit par équation (III.1) il est possible de dimensionner un observateur asymptotiquement stable si et seulement si la paire (A, C) est détectable. Les valeurs propres de $A - KC$ sont alors toutes ou en partie fixées [71].

III.4. Analyse des résidus

Pour chaque résidu r_i , il faut déterminer une tolérance τ_i qui doit indiquer les limites de son domaine d'évolution en l'absence de défauts. La valeur des tolérances est fixée en fonction des caractéristiques statistiques de chacun des résidus en fonctionnement normal [72].

III.4.1. Evaluation des résidus

La génération de la matrice de signatures consiste à associer à chaque résidu la valeur 0 ou 1 selon qu'il est affecté ou non par un défaut. De manière simplifiée, la détection de défauts au niveau d'un résidu, s'apparente au test logique suivant [73] :

si $|r_i| \leq \tau_i$ Alors aucun défaut n'affecte le résidu r_i

si $|r_i| > \tau_i$ Alors le résidu r_i est affecté par le défaut

Où la variable τ_i représente la tolérance associée au résidu r_i

A l'issue du test de chacun des résidus r_i , une signature binaire expérimentale, notée z_i^* , est générée à chaque instant t, de la manière suivante :

$$z_i^* = \begin{cases} 0 & \text{Si } r_i = 0 \\ 1 & \text{Si } r_i \neq 0 \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

III.5. La détection du défaut des pales

Il y a deux types de défaut dans chacun des trois pales, un est la défaillance du capteur et l'autre est le défaut de l'actionneur. Les défauts dans les capteurs sont représentés par un défaut de type valeur fixe et de type gain dans le capteur de position, et le défaut dans le système d'orientation est modélisé comme étant un changement dans la dynamique de l'actionneur [74-76].

Dans notre système on va considérer deux capteurs de position pour chaque pale.

Pour cette raison nous allons modifier le système de l'équation (II.7) sous la forme suivante:

$$\begin{cases} \dot{x}_{pb} = A_{pb}x_{pb} + B_{pb}(B_r + B_f) \\ y_{pb} = C_{pb}x_{pb} \end{cases} \quad (III.6)$$

Dans les conditions nominales $\beta_{i,m1} = \beta_{i,m2}$, Alors $\beta_f = 0$.

Donc l'équation de l'observateur :

$$\begin{aligned} \dot{\hat{x}}_{pb} &= A \hat{x}_{pb} + B_{pb}(B_r + B_f) + H_{pb}(\hat{y}_{pb} - y_{pb}) \\ \hat{y}_{pb} &= \frac{1}{2}(B_{n,m1} + B_{n,m2}) \end{aligned} \quad (III.7)$$

Avec

\hat{x}_{bp} : Le vecteur d'état estimé.

\hat{y}_{bp} : La sortie du système estimée pour la pale concernée.

\tilde{y}_{bp} : L'erreur d'estimation de sortie.

H_{pb} : Le gain de l'observateur.

Un signal supplémentaire qui est défini comme $\tilde{y}_{bp} = \beta_{n,m1} - \beta_{n,m2}$ qui sera ajouté pour la détection des défauts des pales.

La conception d'isolement du défaut est basée sur l'observation ci-dessus. Une méthode d'isolement des défauts similaire est appliquée au système défectueux. Deux estimateurs d'isolation du défaut sont construits selon les scénarios :

- scénario 1 : s'exprime par une panne dans le capteur 2, capteur 1 est sain.
- Scénario 2 : s'exprime par une panne dans le capteur 1, capteur 2 est sain.

D'après A et B nous avons :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta}_1 \end{bmatrix} = A_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_1 \end{bmatrix} + B_{pb} \beta_r + B_{pb} \left[\beta_1 - \frac{1}{2} (B_{1,m1} + B_{1,m2}) \right] \quad (\text{III.8})$$

Pour estimer le primaire capteur de position :

$$\beta_1 = B_{1,m1} = C_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta}_1 \end{bmatrix} = \left(A_{pb} + \frac{1}{2} \beta_{pb} C_{pb} \right) \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_1 \end{bmatrix} + \beta_{pb} \left(\beta_r - \frac{1}{2} \beta_{1,m2} \right) \quad (\text{III.10})$$

Donc l'équation de l'observateur est :

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}}_b^1 \\ \dot{\hat{\beta}}_1^1 \end{bmatrix} = \left(A_{pb} + \frac{1}{2} \beta_{pb} C_{pb} \right) \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^1 \\ \hat{\beta}_1^1 \end{bmatrix} + \beta_{pb} \left(\beta_r - \frac{1}{2} \beta_{1,m2} \right) + L_{pb} (\hat{\beta}_{1,m1} - \beta_{1,m1}) \quad (\text{III.11})$$

$$\hat{\beta}_{n,m1} = C_{pb} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^1 \\ \hat{\beta}_1^1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.12})$$

Pour estimer le deuxième capteur de position :

$$\beta_1 = \beta_{1,m2} = C_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_1 \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta}_1 \end{bmatrix} = (A_{pb} + \frac{1}{2}\beta_{pb}C_{pb}) \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_1 \end{bmatrix} + \beta_{pb}(\beta_r - \frac{1}{2}\beta_{1,m1}) \quad (III.14)$$

Donc l'équation de l'observateur est

$$\begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^2 \\ \hat{\beta}_1^2 \end{bmatrix} = (A_{pb} + \frac{1}{2}\beta_{pb}C_{pb}) \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^2 \\ \hat{\beta}_1^2 \end{bmatrix} + \beta_{pb}(\beta_r - \frac{1}{2}\beta_{1,m1}) + L_{pb}(\beta_{1,m2} - \hat{\beta}_{1,m2}) \quad (III.15)$$

$$\hat{\beta}_{1,m2} = C_{pb} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^2 \\ \hat{\beta}_1^2 \end{bmatrix} \quad (III.16)$$

Et L_{pb} est le gain de l'observateur et obtenir par $(A_{pb} + 0.5B_{pb}C_{pb}) - L_{pb}C_{pb}$ stable.

Donc les deux estimations de sortie sont définis l'erreur :

$$\begin{cases} \tilde{\beta}_{1,m1} = \left| \hat{\beta}_{1,m1} - \beta_{1,m1} \right| \\ \tilde{\beta}_{1,m2} = \left| \hat{\beta}_{1,m2} - \beta_{1,m2} \right| \end{cases} \quad (III.17)$$

III.5.1. Détection et isolation logique de défaut système d'angle de calage

Afin d'isoler les défauts dans les pales, on doit suivre la logique décisionnelle suivante :

Tableau. III. 1: Logique d'isolement des défauts 1 du système Pitch 1

scénarios de défaut	$\left \tilde{\beta}_{1,m1} \right $	$\left \tilde{\beta}_{1,m2} \right $
Défaut du 1 ^{er} capteur de la position 1.	1	0
Défaut du 2 ^{eme} capteur de la position 2.	0	1

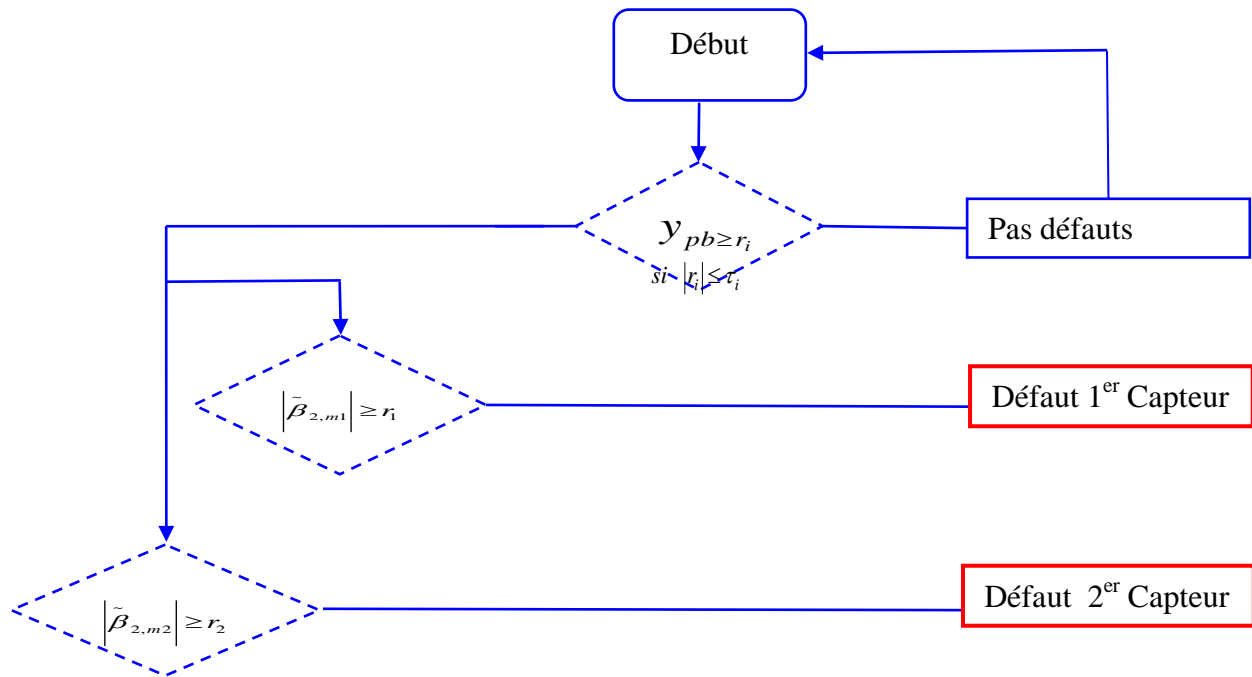


Figure. III. 3: L'organigramme global du diagnostic de défauts de la pale 1

III.6. Conception FDI des systèmes Pales 2 et 3

Il y a deux défauts dans chacun des deux systèmes de pales, défaut de capteur et défaut d'actionneur. Les défauts du système de pale 2 sont le défaut 2 et le défaut 6. Le défaut 2 est un défaut du capteur d'erreur de mise à l'échelle dans l'un des deux capteurs de position de la pale 2, et le défaut 6 est un défaut de l'actionneur provoqué par une teneur élevée en air dans l'huile. Les défauts dans le système de la pale 3 sont le défaut 3 et le défaut 7, qui sont un défaut d'erreur fixe dans l'un des deux signaux du capteur de position de pale et un défaut de l'actionneur provoqué par une basse pression, respectivement. L'objectif de cette section est de détecter et d'isoler les défauts de capteur et les défauts d'actionneur dans le système des pales 2 et le système de pales 3.

- scénario 3 : s'exprime par une panne dans le capteur 2, capteur 1 est sain.
- Scénario 4 : s'exprime par une panne dans le capteur 1, capteur 2 est sain.

D'après A et B nous avons :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta}_2 \end{bmatrix} = A_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_2 \end{bmatrix} + B_{pb} (\beta_r + B_{pb}) \left[\beta_1 - \frac{1}{2} (B_{2,m1} + B_{2,m2}) \right] \quad (\text{III.18})$$

Pour estimer le primaire capteur de position :

$$\beta_2 = B_{2,m1} = C_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.19})$$

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta}_2 \end{bmatrix} = (A_{pb} + \frac{1}{2} \beta_{pb} C_{pb}) \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_2 \end{bmatrix} + \beta_{pb} (\beta_r - \frac{1}{2} \beta_{2,m2}) \quad (\text{III.20})$$

Donc l'équation de l'observateur est :

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}_b^3} \\ \dot{\hat{\beta}_2^3} \end{bmatrix} = (A_{pb} + \frac{1}{2} \beta_{pb} C_{pb}) \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^3 \\ \hat{\beta}_2^3 \end{bmatrix} + \beta_{pb} (\beta_r - \frac{1}{2} \beta_{2,m2}) + L_{pb} (\hat{\beta}_{2,m1} - \beta_{2,m1}) \quad (\text{III.21})$$

$$\hat{\beta}_{2,m1} = C_{pb} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^3 \\ \hat{\beta}_2^3 \end{bmatrix} \quad (\text{III.22})$$

Pour estimer le deuxième capteur de position :

$$\beta_2 = \beta_{2,m2} = C_{pb} \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.23})$$

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_b \\ \dot{\beta}_2 \end{bmatrix} = (A_{pb} + \frac{1}{2} \beta_{pb} C_{pb}) \begin{bmatrix} \omega_b \\ \beta_2 \end{bmatrix} + \beta_{pb} (\beta_r - \frac{1}{2} \beta_{2,m2}) \quad (\text{III.24})$$

Donc l'équation de l'observateur est

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}_b^4} \\ \dot{\hat{\beta}_2^4} \end{bmatrix} = (A_{pb} + \frac{1}{2} \beta_{pb} C_{pb}) \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^4 \\ \hat{\beta}_2^4 \end{bmatrix} + \beta_{pb} (\beta_r - \frac{1}{2} \beta_{2,m1}) + L_{pb} (\beta_{2,m2} - \hat{\beta}_{2,m2}) \quad (\text{III.25})$$

$$\hat{\beta}_{2,m2} = C_{pb} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_b^4 \\ \hat{\beta}_2^4 \end{bmatrix} \quad (III.26)$$

Et L_{pb} est le gain de l'observateur et obtenir par $(A_{pb} + 0.5B_{pb}C_{pb}) - L_{pb}C_{pb}$ stable.

Donc les deux estimations de sortie sont définis l'erreur :

$$\begin{cases} \tilde{\beta}_{2,m1} = \left| \hat{\beta}_{2,m1} - \beta_{2,m1} \right| \\ \tilde{\beta}_{2,m2} = \left| \hat{\beta}_{2,m2} - \beta_{2,m2} \right| \end{cases} \quad (III.27)$$

III.6.1. Détection et isolation logique de défaut système d'angle de calage :

Afin d'isoler les défauts dans les pales, on doit suivre la logique décisionnelle suivante :

Tableau. III. 2: Logique d'isolement des défauts du système Pitch 2

scénarios de défaut	$\left \tilde{\beta}_{2,m1} \right $	$\left \tilde{\beta}_{2,m2} \right $
Défaut du 1 ^{er} capteur de la position 1.	1	0
Défaut du 2 ^{eme} capteur de la position 2.	0	1
Défaut 6	1	1

- (1) sensible au défaut.
- (0) pas sensible

Comme décrit ci-dessus, la conception FDI pour le système des pales 3 si le même similaire au système des pales 2. La logique de décision FDI est présentée dans le tableau 4.

Tableau. III. 3: Logique d'isolement des défauts du système Pitch 3

scénarios de défaut	$\left \tilde{\beta}_{3,m1} \right $	$\left \tilde{\beta}_{3,m2} \right $
Défaut du 1 ^{er} capteur de la position 1.	1	0
Défaut du 2 ^{eme} capteur de la position 2.	0	1
Défaut 7	1	1

La figure présente l'organigramme global du diagnostic de défauts des pales

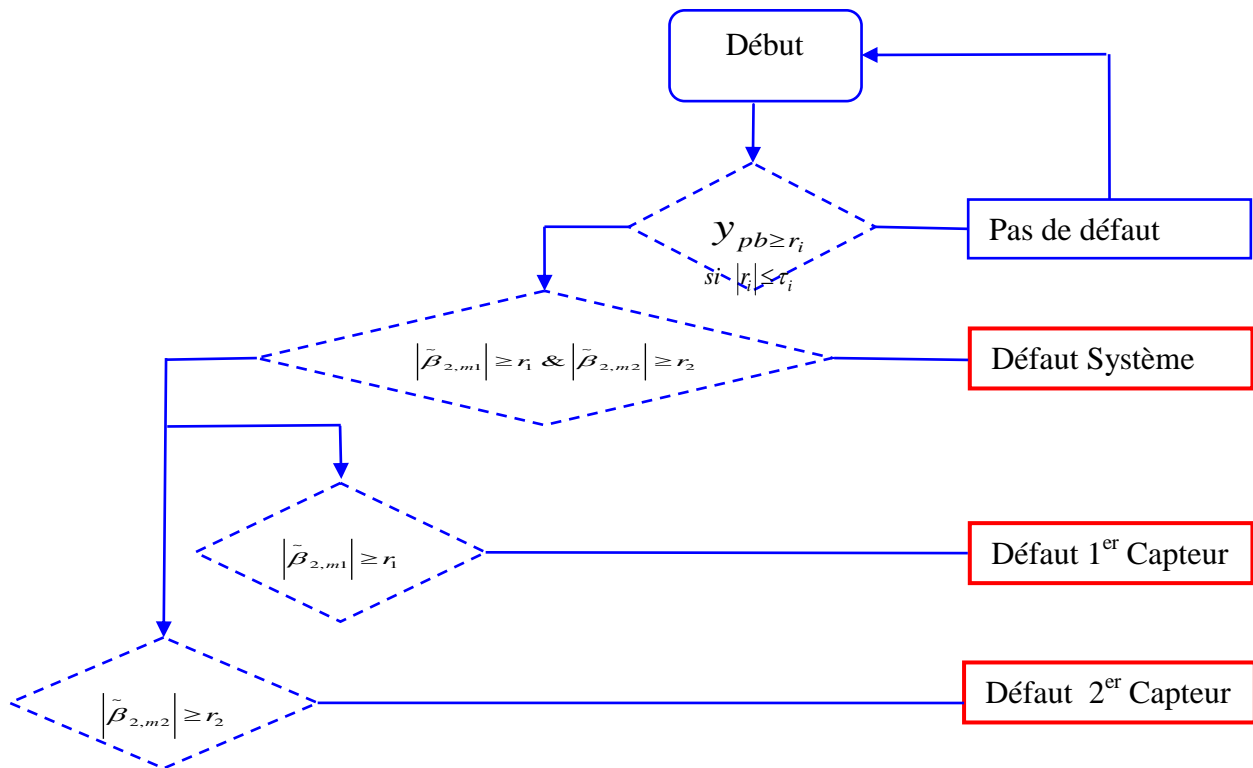


Figure. III. 4: L'organigramme global du diagnostic de défauts des pales 2 et 3

III.7. La détection de défaut du train de d'entraînement

L'objectif de la détection et l'isolation des défauts (FDI) dans le système de train d'entraînement est de détecter et d'isoler les défauts du capteur de vitesse de rotor et capteur de vitesse de la génératrice, dont la conception de cette section se fait en deux parties :

III.7.1. Détecter et isoler le défaut du capteur de la vitesse de la génératrice

Nous avons estimé la vitesse de la génératrice à partir l'équation de la puissance ci-dessous :

$$\hat{\omega}_g = \frac{P_g}{\hat{\tau}_g \cdot \eta_{gc}} \quad (III.28)$$

$\hat{\tau}_g$: Le couple de la génératrice estimé, qui peut être obtenu à partir de l'équation (III.17)

$$\hat{\tau}_g = \frac{\alpha_{gc}}{\alpha_{gc} + s} \tau_{g,r} \quad (III.29)$$

La détection du défaut de capteur de vitesse de la génératrice peut être obtenu à partir de l'estimation de $\hat{\omega}_g$ en utilisant deux capteurs de la vitesse générée, les erreurs entre les valeurs mesurées et les valeurs estimées seront définies comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \tilde{\omega}_{g1} = \left| \omega_g - \omega_{g,m1} \right| \\ \tilde{\omega}_{g2} = \left| \omega_g - \omega_{g,m2} \right| \end{array} \right. \quad (III.30)$$

III.7.2. Détecter et isoler le défaut du capteur de la vitesse de rotor

Puisque le couple de rotor est difficilement mesurable également difficile à estimer car les non-linéarités dans l'aérodynamique et l'entrée inconnue de la vitesse du vent. Nous remarquons que le couple de rotor est affecté directement à la première variable d'état ω_r parce que la primaire ligne de matrice d'entrée B_{dt} :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_r(t) \\ \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = A_{dt} \begin{bmatrix} \omega_r(t) \\ \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + B_{dt} \begin{bmatrix} \tau_r(t) \\ \tau_g(t) \end{bmatrix} \quad (III.31)$$

Pour éviter l'effet de τ_r , nous allons partitionner les matrices d'état A_{dt} et B_{dt}

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_r(t) \\ \dots \\ \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{B_{dt}-B_r}{J_r} & \vdots & \frac{B_{dt}}{J_a N_g} & -\frac{k_{dt}}{J_r} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\eta_{dt} B_{dt}}{J_g N_g} & \vdots & -\frac{\eta_{dt} B_{dt} - B_g}{J_g N_g} & \frac{k_{dt} \eta_{dt}}{J_g N_g} \\ 1 & \vdots & \frac{-1}{N_g} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_r(t) \\ \dots \\ \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_r} & \vdots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \vdots & -\frac{1}{J_r} \\ 0 & \vdots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tau_r \\ \tau_g \end{bmatrix} \quad (III.32)$$

A partir des équations III.19 et III.20 nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_r(t) \\ \dots \\ \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{dt1} & \vdots & A_{dt2} \\ \dots & \dots & \dots \\ A_{dt3} & \vdots & A_{dt4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_r(t) \\ \dots \\ \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_r} \\ 0 \\ -\frac{1}{J_r} \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tau_r \\ \tau_g \end{bmatrix} \quad (III.33)$$

$$y_{dt} = \begin{bmatrix} 1 & \vdots & 0 & 0 \\ \dots & \vdots & \dots & \dots \\ 0 & \vdots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_r(t) \\ \dots \\ \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} \quad (III.34)$$

Les équations III.20, III.21 et III.22 nous ramène à :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = A_{dt4} \begin{bmatrix} \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{J_g} \\ 0 \end{bmatrix} \tau_g + A_{dt3} \omega_r \quad (III.35)$$

Avec

$$\omega_g = [1 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega_g \\ \theta_\Delta \end{bmatrix}$$

La paire $(A_{dt4}, [1 \quad 0])$ est observable. Dont les entrées sont ω_r, τ_g .

Et pour les deux capteurs de mesure la vitesse du rotor :

➤ Premier capteur de la vitesse du rotor :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = A_{dt4} \begin{bmatrix} \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ J_g \\ 0 \end{bmatrix} \tau_g + A_{dt3} \omega_{r,m1} \quad (\text{III.36})$$

Avec

$$\omega_g^1 = [1 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega_g \\ \theta_\Delta \end{bmatrix}$$

Nous définissons L'équation de l'observateur :

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}}_g^1(t) \\ \dot{\hat{\theta}}_\Delta^1(t) \end{bmatrix} = A_{dt4} \begin{bmatrix} \omega_g^1 \\ \theta_\Delta^1(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ J_g \\ 0 \end{bmatrix} \tau_g + A_{dt4} \omega_{r,m1} + L_{dt} (\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_g^1) \quad (\text{III.37})$$

Avec

$$\tilde{\omega}_g^1 = [1 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega_g^1(t) \\ \theta_\Delta^1(t) \end{bmatrix}$$

➤ Deuxième capteur de la vitesse du rotor :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_g(t) \\ \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} = A_{dt4} \begin{bmatrix} \omega_g(t) \\ \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ J_g \\ 0 \end{bmatrix} \tau_g + A_{dt3} \omega_{r,m2} \quad (\text{III.38})$$

Avec

$$\omega_g^2 = [1 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega_g \\ \theta_\Delta \end{bmatrix}$$

Nous définissons L'équation de l'observateur :

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}}_g^2(t) \\ \dot{\hat{\theta}}_\Delta^2(t) \end{bmatrix} = A_{dt4} \begin{bmatrix} \omega_g^2(t) \\ \theta_\Delta^2(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ J_g \\ 0 \end{bmatrix} \tau_g + A_{dt3} \omega_{r,m2} + L_{dt} (\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_g^2) \quad (III.39)$$

Avec :

$$\tilde{\omega}_g^1 = [1 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega_g^2(t) \\ \theta_\Delta^2(t) \end{bmatrix}$$

A partir L'équation (III.39), (III.37) on va définir l'erreur :

$\tilde{\omega}_g^3 = |\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_g^1|$. Pour le primaire capteur de la vitesse du rotor.

$\tilde{\omega}_g^4 = |\hat{\omega}_g - \hat{\omega}_g^2|$. Pour le deuxième capteur de la vitesse du rotor.

➤ La logique décisionnelle d'isolation des défauts du train d'entraînement

Tableau. III. 4: Logique FDI des défauts 4 et 5

scénarios de défaut	$\tilde{\omega}_g^1$	$\tilde{\omega}_g^2$	$\tilde{\omega}_g^3$	$\tilde{\omega}_g^4$
Défaut 5 : 1 ^{er} capteur de vitesse du générateur et 1 ^{er} capteur de vitesse du rotor.	1	0	1	0
Défaut 5 : 1 ^{er} capteur de vitesse du générateur et 2 ^{eme} capteur de vitesse du rotor.	1	0	0	1
Défaut 5 : 2 ^{eme} capteur de vitesse du générateur et 1 ^{er} capteur de vitesse du rotor.	0	1	1	0

Défaut 5 : 2^{eme} capteur de vitesse du générateur et 2^{eme} capteur de vitesse du rotor.	0	1	0	1
Défaut 4 : 1^{er} capteur de vitesse du rotor.	0	0	1	0
Défaut 4 : 2^{eme} capteur de vitesse du rotor.	0	0	0	1

- (1) défaut.
- (0) sain.

La figure présente l'organigramme global du diagnostic de défauts train d'entraînement

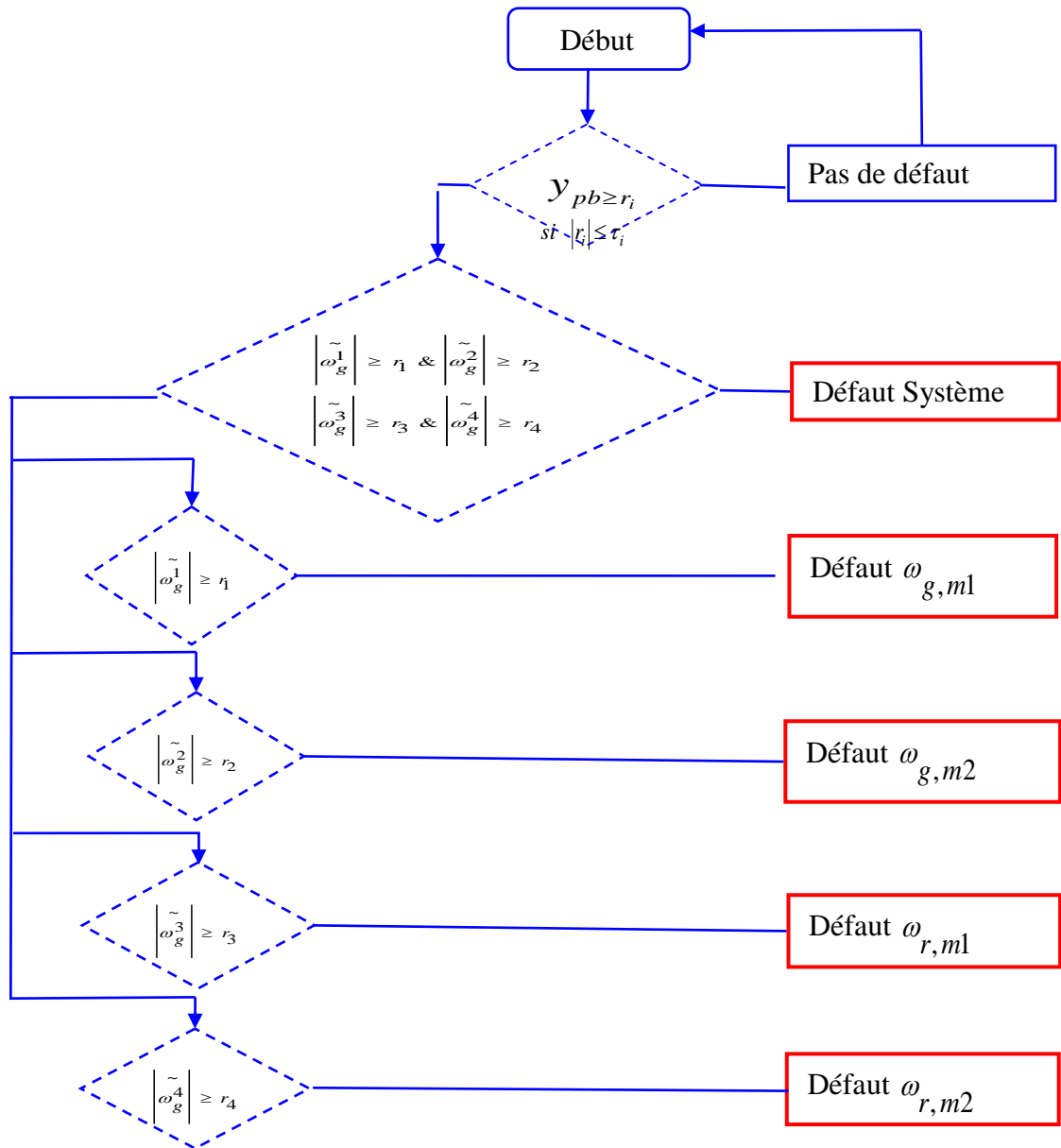


Figure. III. 5: L'organigramme global du diagnostic de défauts train d'entraînement

III.8. Détection et isolation du défaut dans la génératrice et convertisseur

L'objectif de la conception d'FDI dans le système du générateur et convertisseur est de détecter et d'isoler les défauts dans le système qui se traduisent par un changement dans la valeur du couple. La dynamique du système est décrite dans l'équation :

$$\dot{\tau}_g = -a_{gc} \cdot \tau_g + a_{gc} \cdot \tau_{gr} \tag{III.40}$$

τ_{gr} : Le couple de référence de la génératrice. Ensuite, l'estimation du couple pour la détection du défaut dans le système peut être exprimée sous la forme.

$$\frac{\hat{\tau}_g}{\tau_{g,r}} = \frac{\alpha_{gc}}{s + \alpha_{gc}} \quad (III.41)$$

A partir de $\hat{\tau}_g$ et $\tau_{g,m}$ on définit l'erreur :

$$\tilde{\tau}_g = (\hat{\tau}_g - \tau_{g,m}) \quad (III.42)$$

- (0) model sain.
- (1) model en défaut.

III.9. Scénarios des défauts

Afin de tester par simulation les algorithmes développés à base d'observateurs pour la génération des résidus, plusieurs scénarios de défaut appliqués au modèle de benchmark vont être considérés :

- Défaut 1: Défaut capteur, représenté par une valeur fixe sur emplacement 1^{er} capteur de position de $\beta_{1,m1}$. ($\beta_{1,m1} = 5^o$ pendant la période de temps 2000/2100).
- Défaut 2: Défaut capteur, représenté par un gain sur emplacement 2^{eme} capteur de position de $\beta_{2,m2}$. ($\beta_{2,m2} = 1.2 * \beta_2$ pendant la période de temps 2300/2400).
- Défaut 3: Défaut capteur, représenté par un gain sur emplacement 2^{eme} capteur de position de $\beta_{3,m1}$. ($\beta_{3,m1} = 10^o$ pendant la période de temps 2600/2700).
- Défaut 4: Défaut capteur, représenté par une valeur fixe emplacement 1^{er} Capteur de vitesse du rotor $\omega_{r,m1}$. ($\omega_{r,m1} = 10^o$ pendant la période de temps 1500/1600).
- Défaut 5: Défaut capteur, représenté par une erreur de mise à l'échelle du 2^{eme} capteur de vitesse du rotor et 1^{er} capteur la vitesse du générateur $\omega_{r,m2}, \omega_{g,m1}$. ($\omega_{r,m1} = 1.1\omega_r$, $\omega_{g,m1} = 0.9\omega_g$ pendant la période de temps 1000/1100).

- Défaut 6: Défaut du système, représenté par un changement du dynamique de actionneur 2, par un modifié les paramètres. ($\omega_n = 5.73^\circ, \zeta = 0.45$ pendant la période de temps 2900/3000).
- Défaut 7: Défaut du système, représenté par un changement du dynamique de actionneur 2, par un modifié les paramètres. ($\omega_n = 3.42, \zeta = 0.9, cte = 1$ pendant la période de temps 3500/3600).
- Défaut 8: Défaut du système, représenté par un décalage dans le convertisseur de commande de couple. ($\tau_g = \tau_g + 100$ pendant la période de temps 3800/3900).

III.10. Résultat d'applications

Nous avons effectué des tests de simulations pour cette commande selon les scénarios des défauts cités précédemment.

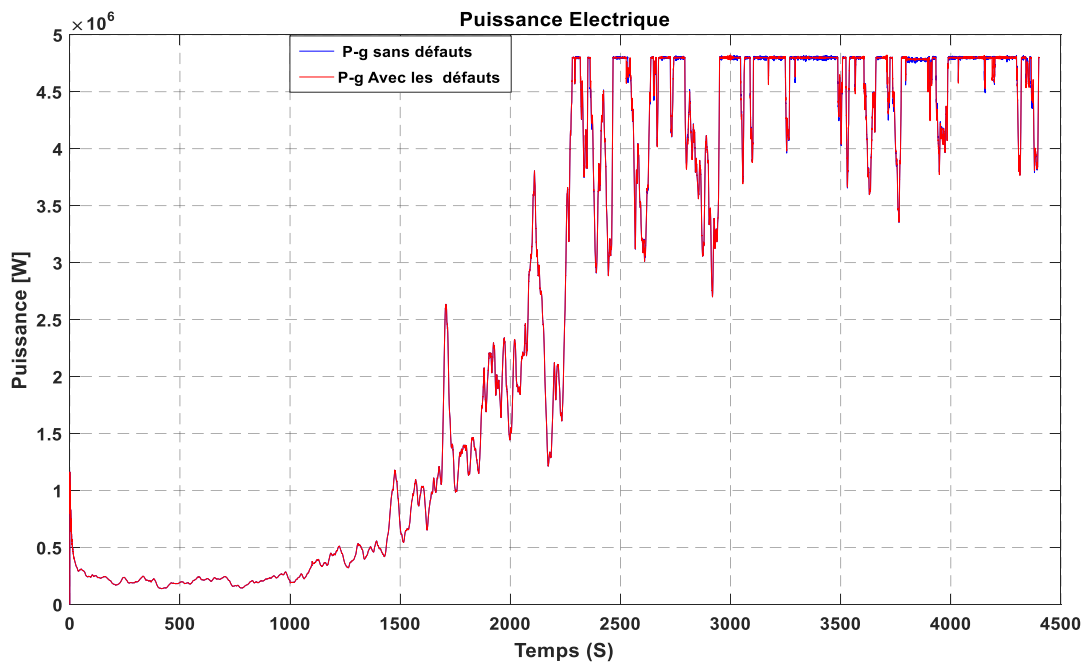


Figure. III. 6: La puissance de la génératrice avec les défauts

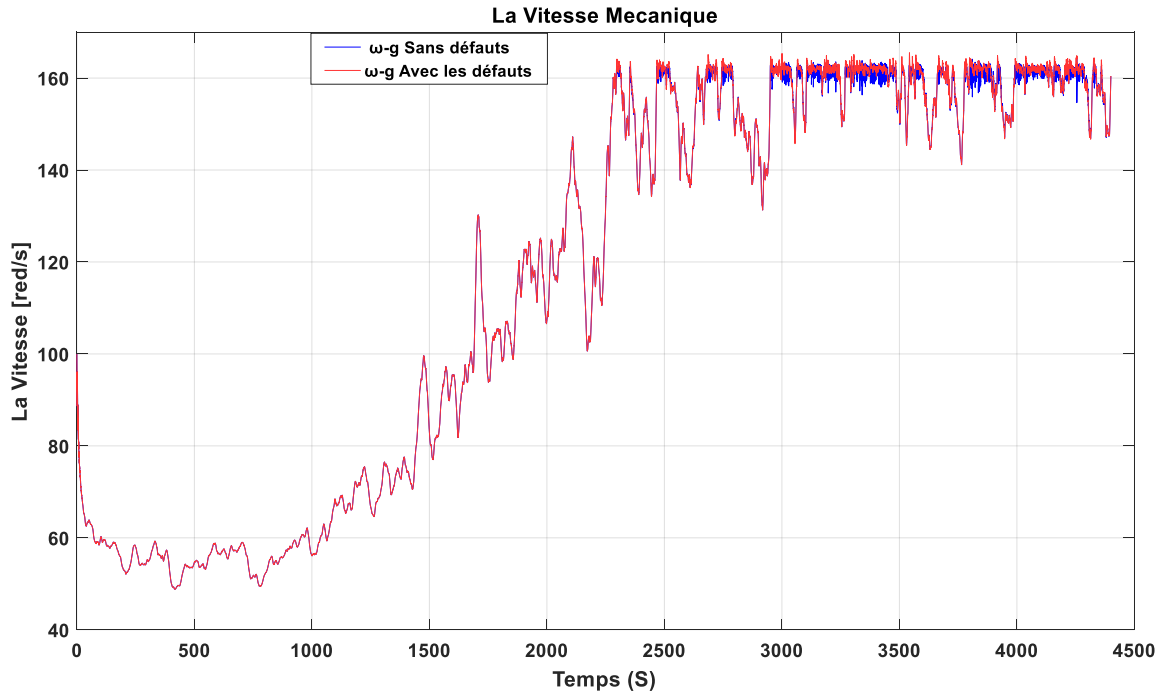


Figure. III. 7: La Vitesse de la génératrice avec les défauts

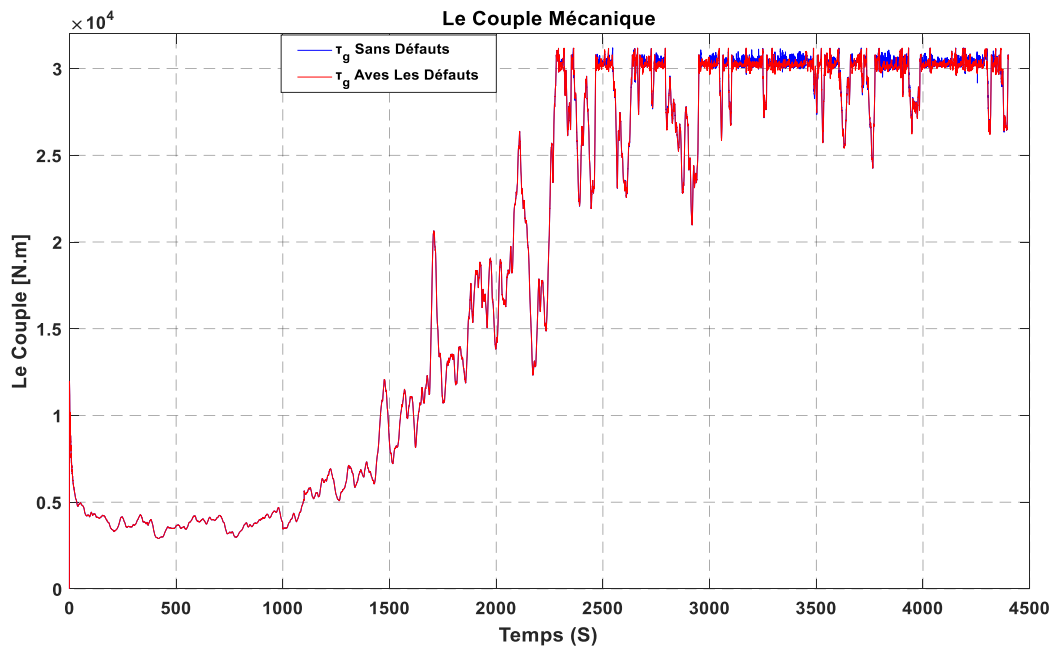


Figure. III. 8: Le Couple de la génératrice avec les défauts

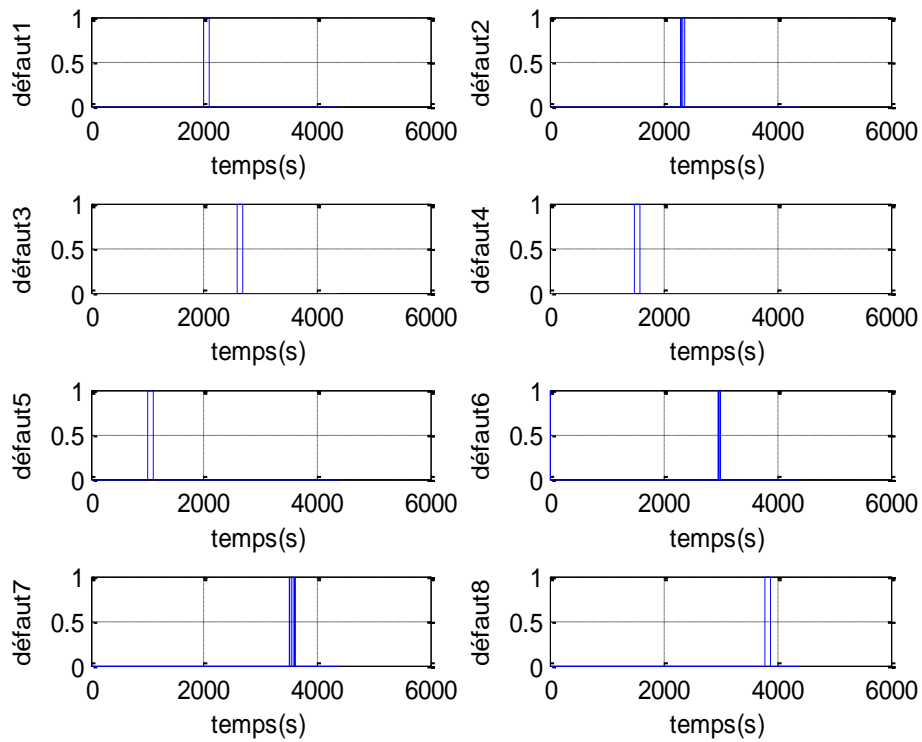


Figure. III. 9: Génération des résidus

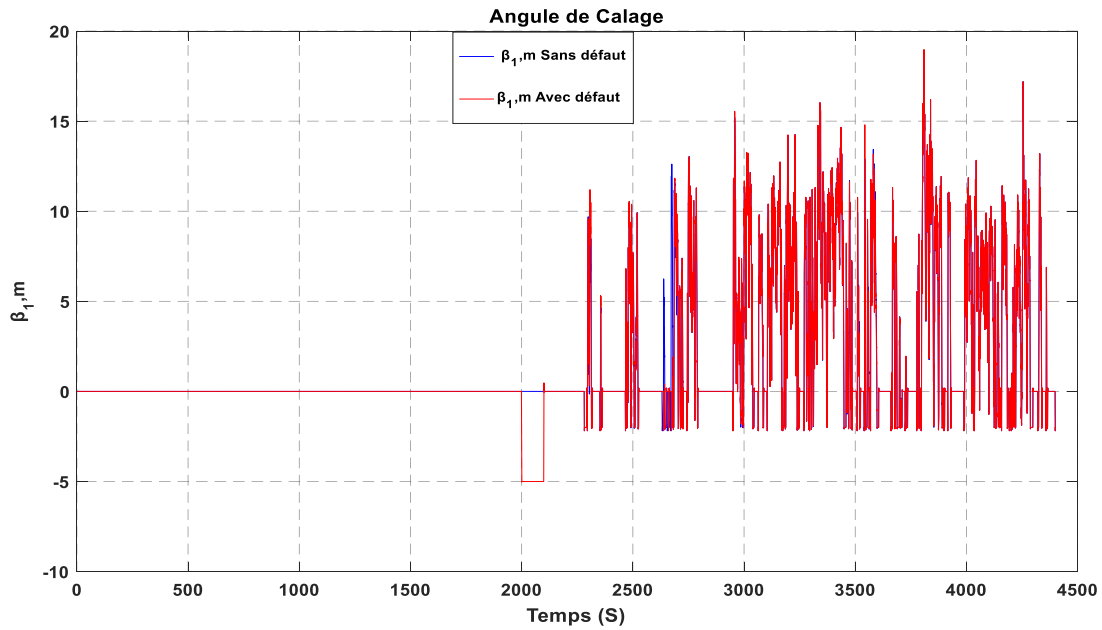


Figure. III. 10: représente les angles de calage de chaque pale $\beta_{1,m}$

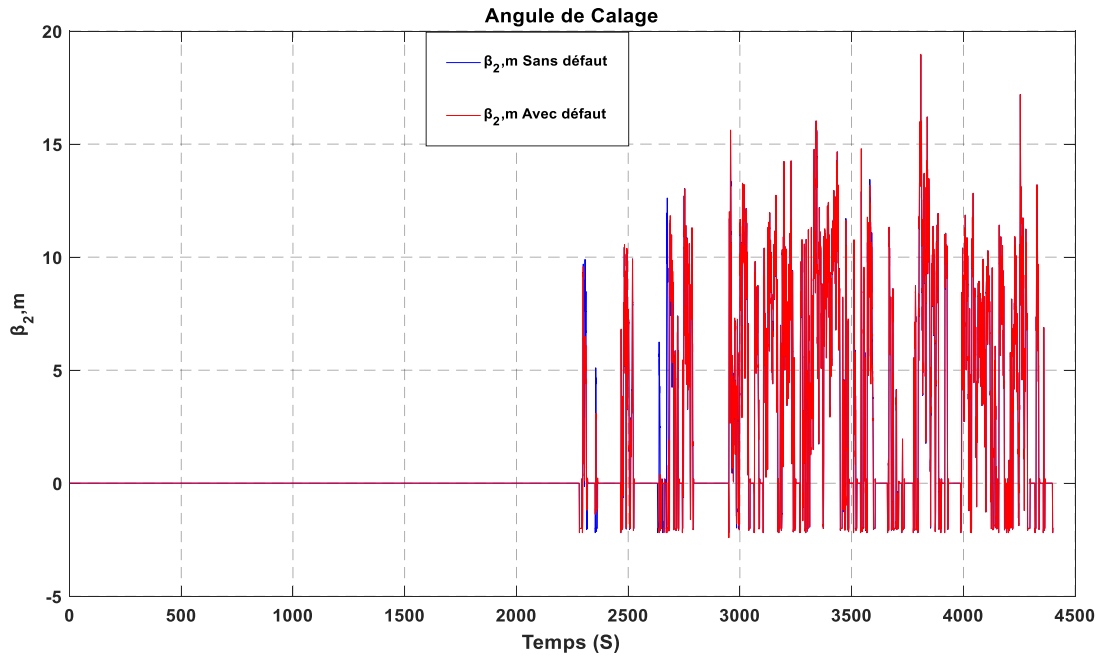


Figure. III. 11: représente les angles de calage de chaque pale $\beta_{2,m}$

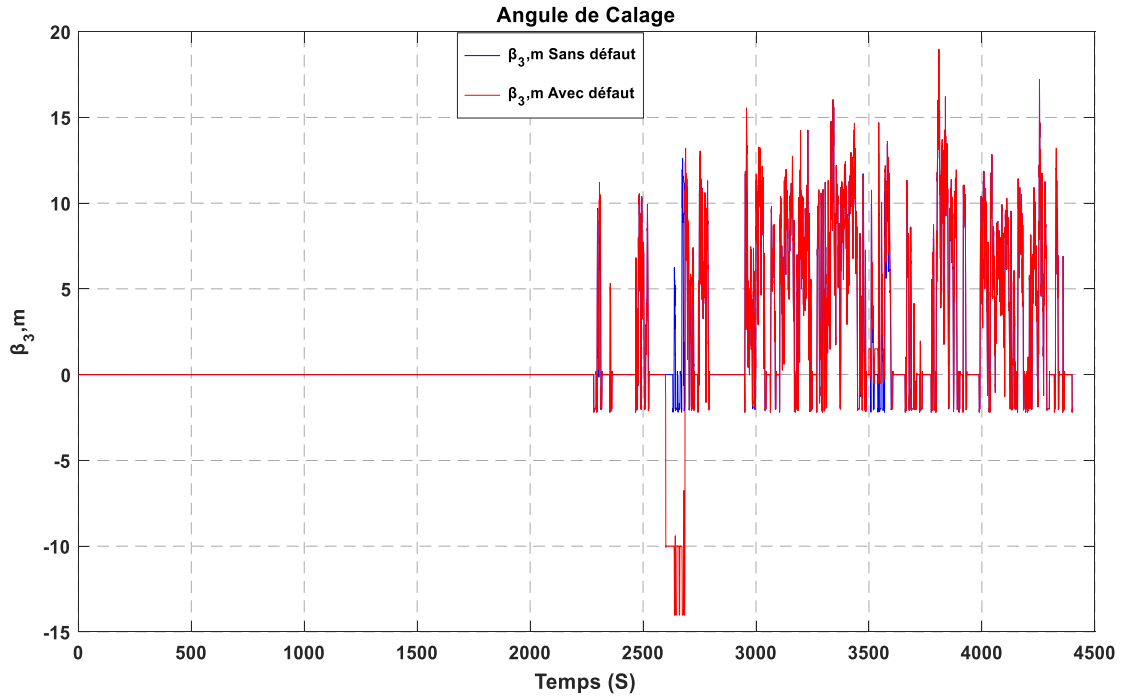


Fig. III. 12: représente les angles de calage de chaque pale $\beta_{3,m}$

III. 11. Interprétations des résultats

La figure (III. 6.) illustre le comportement de la puissance, la figure (III. 7.) montre couple de génératrice et La figure (III. 8.) représente la vitesse de la génératrice sous des conditions de défauts. On peut constater une diminution de la puissance active générée dès l'apparition des différents défauts. Des changements peuvent être remarqués dans les allures de la vitesse et le couple.

La figure (Fig. III. 7.) illustre la génération des résidus pour chaque observateur dédiée à chaque partie de modèle de benchmark éolien.

La figure (III. 10, III.11. et III.12) représente les angles de calage de chaque pale, on voit clairement l'influence des défaillances de capteur dans les instants indiquées dans les scénarios de défauts.

III.12. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté le principe du diagnostic par la technique d'observation, ensuite on a appliqué cette technique pour la détection des défauts du benchmark éolien. Plusieurs scénarios de défauts ont été envisagés sur différentes parties du modèle afin de générer un vecteur de résidu utilisé comme un indicateur fiable pour la détection et l'isolation des défauts. Des simulations ont été effectuées pour différents défauts pour montrer l'influence de chaque défaillance

CHAPITRE IV

COMMANDE TOLERANTE AU DEFAUT D'UN
MODELE DE BENCHMARK EOLIEN

IV.1. Introduction

Dans une certaine mesure, la théorie de la Commande Robuste réconcilie l'Automatique Classique à dominante fréquentielle (Bode, Nyquist, P.I.D.) et l'Automatique Moderne à dominante variables d'état (Commande Linéaire Quadratique, Kalman). Elle combine en effet le meilleur des deux. De l'Automatique Classique, elle emprunte la richesse de l'analyse fréquentielle des systèmes. Ce cadre est particulièrement favorable à la spécification des objectifs de performance (qualité du suivi ou de la régulation), de bande passante (domaine d'action de l'asservissement) et de robustesse. De l'Automatique Moderne, elle hérite la simplicité et la puissance des méthodes de synthèse par un état variable des asservissements. Grâce à ces outils systématiques de synthèse, l'ingénieur peut désormais imposer des spécifications fréquentielles complexes et obtenir directement un diagnostic de faisabilité et une loi de commande appropriée. Il peut ainsi se concentrer sur la recherche du meilleur compromis et analyser les limites de son système.

Ce chapitre est consacré à l'application des algorithmes FTC au modèle de benchmark éolien. Nous présentons en premier lieu une architecture FTC qui permet de reconfigurer la loi de commande pour les défauts du modèle de benchmark en se basant sur la commande par la logique floue et la commande neurale (l'Adaline). Ensuite nous allons faire une étude comparative entre ces deux commandes.

IV.2. Commande tolérante aux défauts du modèle de benchmark

Le but de cette approche est de développer un algorithme qui peut détecter l'apparence d'un défaut localisé dans notre modèle (les pales, le train d'entraînement et la génératrice), qui permet de faire un changement entre la stratégie de commande nominale (PI) conçue pour la condition saine et la commande neuronale conçue pour la condition défectueuse. La loi du contrôle combinée est donnée par :

$$V = (1 - \lambda).V_h + \lambda.V_f \quad (IV.1)$$

$V_h \rightarrow C'$ est la loi du contrôle conçue pour la condition normale

$V_f \rightarrow C'$ est la loi du contrôle conçue pour la condition défectueuse.

$\lambda \rightarrow$ La variable booléenne qui sert comme un indicateur de défaut est déterminé d'après le vecteur résiduel r .

$\lambda = 0 \rightarrow$ Condition normal.

$\lambda = 1 \rightarrow$ Condition défectueuse

Une fois le signal résiduel est construit, la valeur de la variable booléenne mise à 1 d'après le critère :

$$\sup \|r\| \geq r_0 \quad (IV.2)$$

La figure suivante (Fig.IV.1) présente un schéma bloc de la commande tolérante appliquée au modèle de benchmark éolien[28].

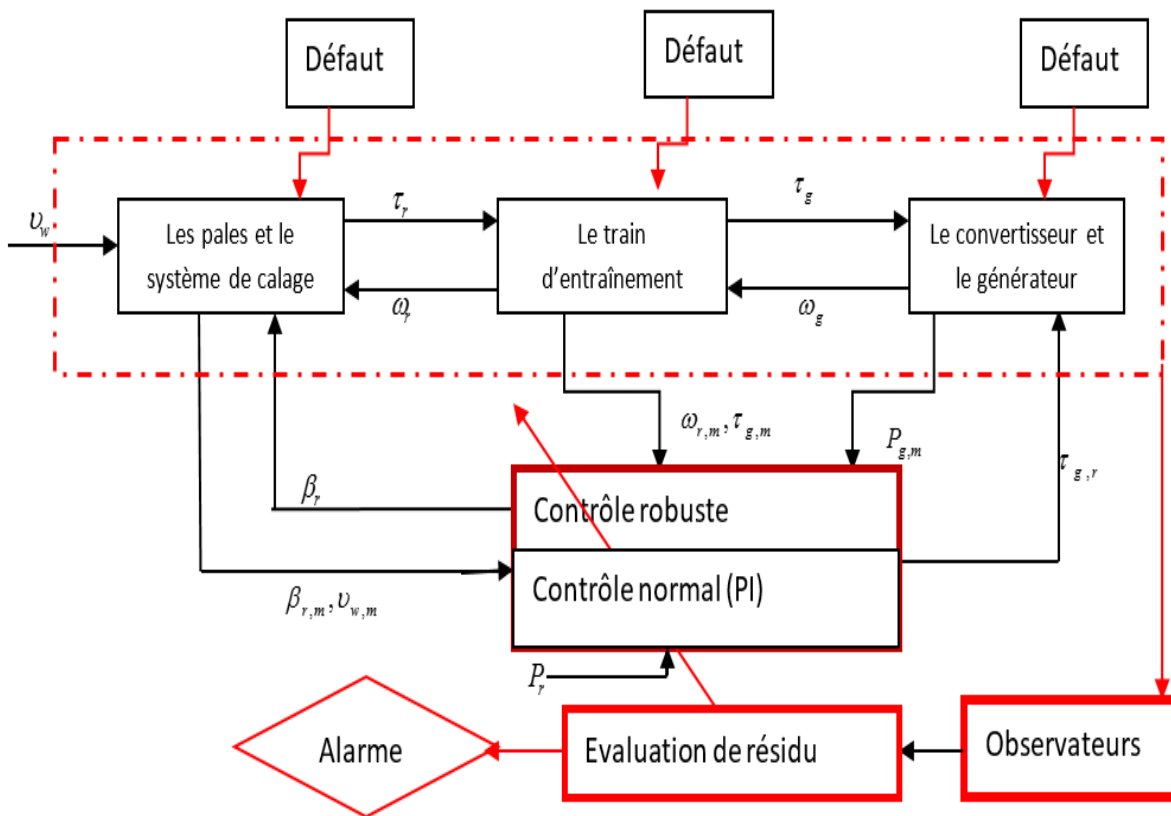


Figure. IV. 1: Schéma bloc de la commande tolérante aux défauts appliquée au modèle de benchmark éolien

IV.3. Lois des commandes utilisées par la FTC

IV.3.1. L'Adaline

Les réseaux de neurones artificiels constituent aujourd'hui une technique de traitement données bien comprise et bien maîtrisée. Ces techniques s'intègrent parfaitement dans les stratégies de commande. En effet, elles réalisent des fonctionnalités d'identification, de contrôle ou de filtrage, et prolongent les techniques classiques de l'automatique non linéaire pour aboutir à des solutions efficaces et robustes. En effet, depuis une dizaine d'année, de nombreuses techniques basées sur des réseaux neuro mimétiques et sur l'Adaline. Les réseaux Adalines sont des estimateurs linéaires capables d'apprendre en ligne des signaux dépendant du temps. Avec une règle d'apprentissage du type LMS (Least Mean Squares), l'apprentissage est rapide et robuste tout en étant compatible avec une contrainte temps réel. De plus, la simplicité de son architecture lui confère des atouts supplémentaires : l'interprétation à ses poids et une facilité certaine pour une implémentation matérielle.

L'Adaline a été proposé par Widrow et Hoff (1960). Ce modèle de neurone découle d'une approche mathématique, son fonctionnement est rigoureux, son application est parmi les plus directes et les plus pratiques (Widrow et Lehr, 1990 ; Widrow et Walach, 1996). Sa sortie est une combinaison linéaire des signaux d'entrée pondérés par les poids synaptiques. Avec les notations introduites précédemment, cette sortie s'écrit :

$$Y_k = \sum_{i=1}^n X(i)_k w(i)_k = X_k^T w_k \quad (IV.3)$$

L'adaptation des poids de l'Adaline repose sur un concept radicalement différent de celui du Perceptron. En effet, l'ajustement des poids se base sur le calcul d'une erreur d'estimation :

$$\varepsilon_k = d_k - Y_k = d_k - w_k^T \cdot X_k \quad (IV.4)$$

Cette erreur est définie comme la différence entre une sortie de référence d_k qui est généralement appelée sortie désirée, et y_k la sortie du neurone. La Figure suivante (Fig.IV.2) illustre ce principe.

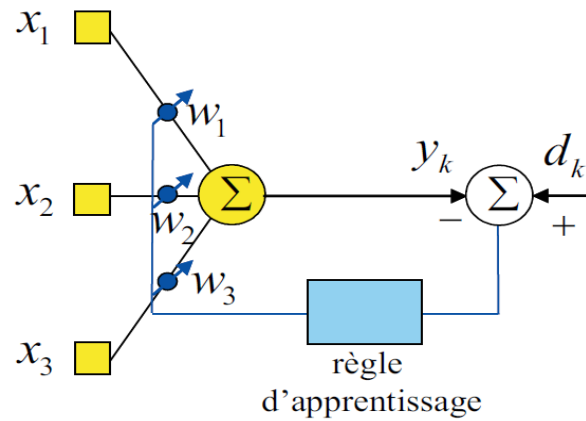


Figure. IV.2: Structure de l'Adaline

La détermination des poids de l'Adaline d'une itération à l'autre est réalisée avec l'expression :

$$w_{k+1} = w_k + \Delta w_k \quad (IV.5)$$

$$\Delta w_k = \eta Y_k X_k \quad (IV.6)$$

Avec w_k est obtenu à l'aide d'un algorithme du type LMS (Least Mean Squares). Les algorithmes les plus connus sont respectivement la règle μ -LMS et la règle α -LMS :

$$\Delta w = \mu \varepsilon_k X_k \quad (IV.7)$$

$$\Delta w = \alpha \frac{\varepsilon_k \cdot X_k}{\lambda + \|X_k\|^2} \quad (IV.8)$$

Avec

$\|X_k\|^2$ Représente la norme d'ordre 2 deux du vecteur X_k , $\mu \in [0,1]$ et $\alpha \in [0,1]$ sont les coefficients d'apprentissage. Le terme λ est une constante non nulle proche de zéro qui permet d'éviter des divisions par zéro dans l'équation précédente (IV.8).

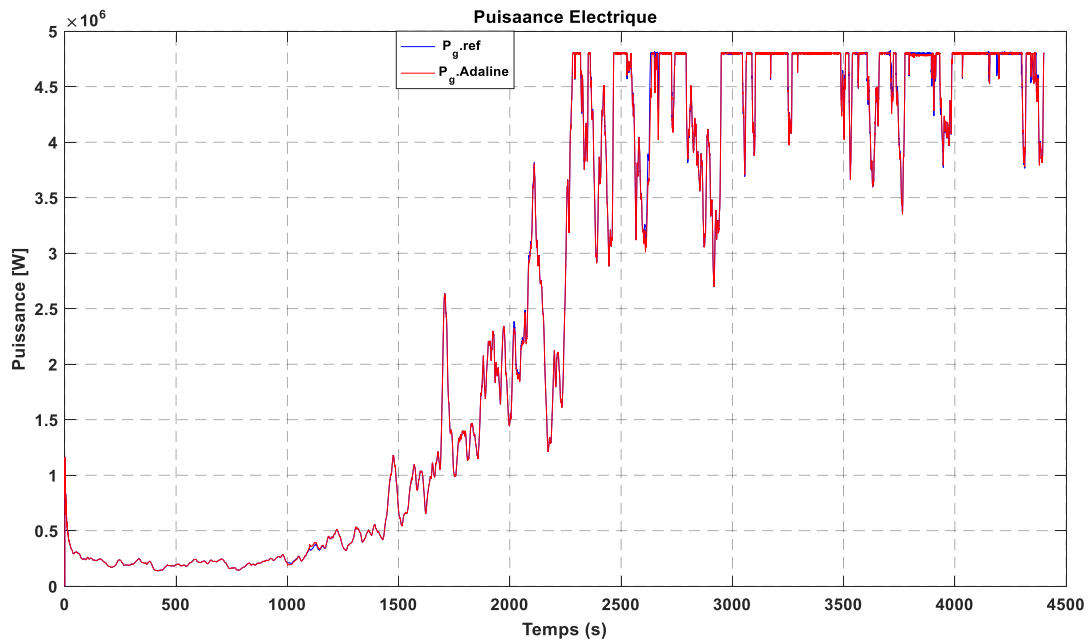


Figure. IV. 3: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne

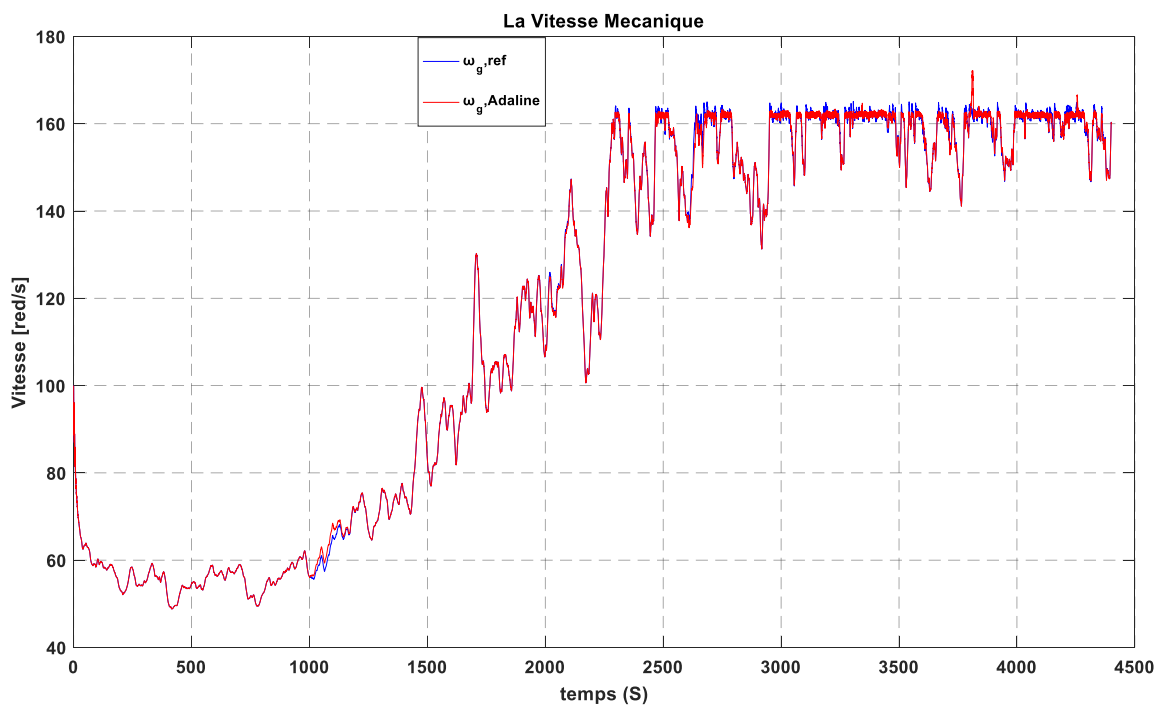


Figure. IV. 4: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne

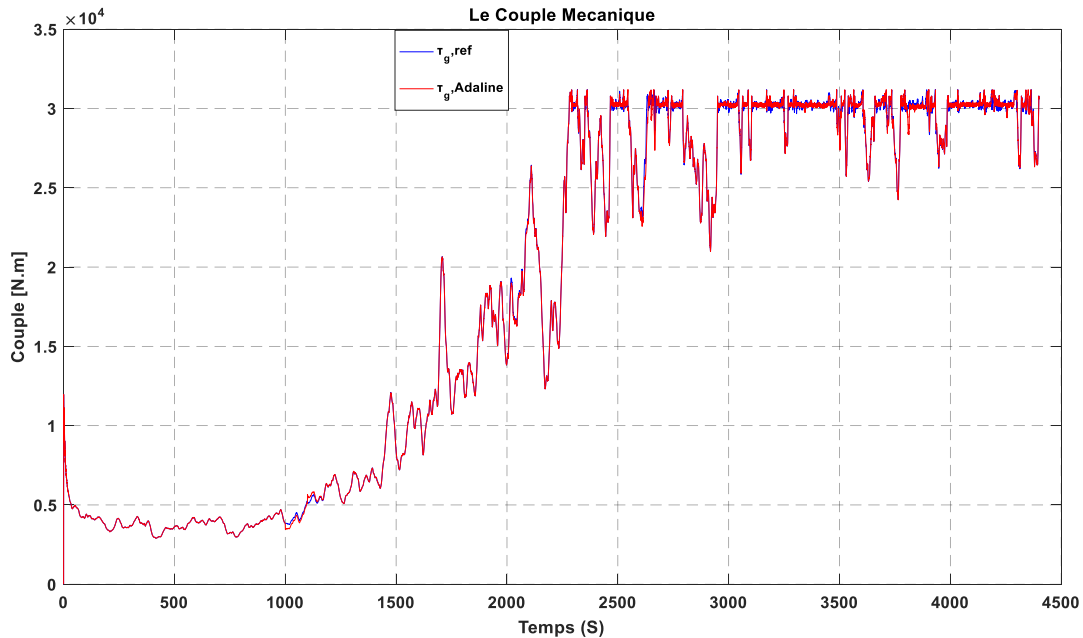


Figure. IV. 5: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne D'après les figures au-dessus, on peut constater qu'avant l'instant $t=2100$ (zone 2) le défaut 1, le défaut 4 et défaut 5 permettent de diminuer la puissance et augmentent le couple. Toutefois la commande n'a aucun apport sur ces défaut (zone 2). Après $t =2100$ (zone 3) la commande adline permet de démunie l'effet du défaut 2,3 ,6 et 7 pour le contrôle de la puissance par rapport au régulateur PI. De même pour le couple et la vitesse sauf pour le défaut 8 ou la loi de commande n'a pas donnée une amélioration importante par rapport au régulateur classique. En plus dans les angle de calages, on peut remarquer des pics lors de l'apparition de certains défauts.

IV.3.2. La logique floue

Aujourd'hui, la logique floue (fuzzylogic) est arrivée à sa maturité elle est utilisée dans de nombreuses applications industrielles et gestionnaires. Sa mise en œuvre est connue maintenant par sa facilitée vu à la disponibilité de microprocesseurs dédiés et d'outils puissants de développement.

La logique floue est une théorie mathématique introduite par [Zadeh, 1965], qui permet de tenir compte des incertitudes et permet une fusion des informations. L'idée de l'approche floue est de construire un dispositif, appelé système d'inférences floues, capable d'imiter les prises de décision d'un opérateur humain à partir des règles verbales traduisant ses connaissances relatives à un processus donné. Trouver une relation mathématique entre un défaut et ses symptômes s'avère souvent difficile. Cependant, en s'appuyant sur leur expérience, les opérateurs humains sont capables de déterminer l'élément défaillant qui est à l'origine des symptômes observés. Ce type de savoir peut-être exprimé à l'aide de règles de la forme : Si condition ALORS conclusion. Où la partie condition comporte les symptômes observés et la partie conclusion comprend l'élément défaillant. Ainsi le problème de diagnostic est considéré comme un problème de classification. Le vecteur des symptômes du classificateur, élaboré à partir des grandeurs mesurées sur le système, peut être vu comme une forme, quand il s'agit d'une classe.

Généralement le traitement d'un problème par la logique floue se fait en trois étapes :

- La quantification floue des entrées, appelée aussi la fuzzification. Elle permet la conversion des variables des entrées qui sont des grandeurs physiques, en grandeurs floues ou variables linguistiques.
- L'établissement des règles liant les sorties aux entrées, appelées l'inférence floue.
- La Défuzzification qui est l'opération inverse de la fuzzification. Elle consiste à transformer les variables linguistiques en variables réelles ou numériques.

Le schéma bloc d'un contrôleur flou est illustré par la Figure suivante (Fig.IV.6), il constitue trois blocs : fuzzification, inférence et défuzzification.

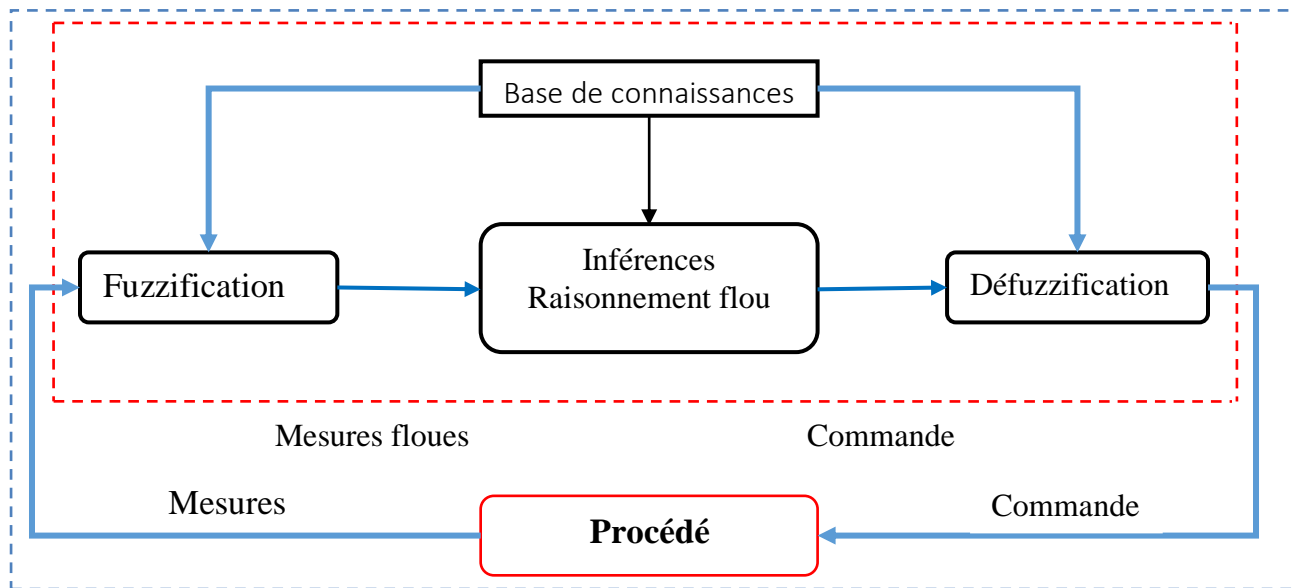


Figure.IV.6: Schéma générale d'un contrôleur flou

IV.3.2.1. Fuzzification

C'est l'étape de passage du domaine analogique (grandeurs physiques) au domaine symbolique (variables floues). Cette étape est nécessaire dès que l'on veut manipuler, à l'aide de la théorie des ensembles flous, des grandeurs physiques mesurables précises ou non. Elle permet de déterminer la fonction d'appartenance pour les différentes variables, en particulier pour les variables d'entrée.

IV.3.2.2. Inférence

L'inférence floue est le processus de formulation de la relation entre les entrées et les sorties par la logique floue. Cette relation offre une base avec laquelle la décision est prise par le système flou. L'inférence floue fait appel aux concepts expliqués dans les sections précédentes, à savoir : les fonctions d'appartenance, les opérateurs flous et les règles floues. Comme nous l'avons mentionné, chacune des deux entrées linguistiques du contrôleur flou possède seulement trois ensembles flous qui sont utilisés afin de réduire le temps de calcul de notre système à contrôler. Ceux-ci sont caractérisés par les désignations standards suivantes :

- Négatif grand noté NG.
- Environ de zéro noté EZ.

- Positif grand noté PG.

Le Tableau suivant (Tableau.IV.1) présente les règles d'inférence pour varier les paramètres du régulateur PI (Matrice d'inférence).

Tableau. IV. 1: Les règles d'inférence pour varier les paramètres du régulateur PI

e			
Δe	NG	EZ	PG
NG	PG	PM	EZ
EZ	PM	EZ	PM
PG	EZ	PM	PG

IV.3.2.3. Description de notre régulateur FLC

La structure suivante représente le schéma d'un régulateur FLC :

- **Choix des variables d'entrée et de sortie**

Les variables d'entrée : l'erreur et sa dérivée (e , de),

$$e(k) = P_{ref} - P_m \quad (IV.9)$$

$$de(k) = e(k) - e(k-1) \quad (IV.10)$$

- **Choix de l'univers de discours**

Pour avoir une flexibilité dans l'implémentation du régulateur, on doit limiter les univers de discours d'entrée et de sortie à un intervalle déterminé par la normalisation des entrées et de la sortie, c'est-à-dire $[-1,1]$. Il faut donc avoir des gains d'adaptation pour avoir la dynamique voulue, mais il n'y a pas de technique systématique pour la détermination de ces gains, donc on procède par tâtonnements.

- **Choix des fonctions d'appartenances**

Les fonctions d'appartenance choisies ont la forme trapézoïdale aux extrémités et triangulaire dans l'univers de discours

▪ **Choix des règles et leurs inférences**

Nous avons choisi la règle d'inférence floue (Matrice de MAC VICAR WHEELEN) (tableau4.1) et la méthode d'inférence (max-min).

▪ **Choix de la méthode de défuzzification**

Nous avons considéré, dans notre travail, la méthode du centre de gravité pour la défuzzification. Pour les fonctions d'appartenance, on a choisi pour chaque variable les formes triangulaires et trapézoïdales comme le montre Fig.IV.6, avec :

- Négatif grand noté NG ;
- Négatif petit noté NP ;
- Environ de zéro noté EZ ;
- Positif petit noté PP ;
- Positif grand noté PG ;

IV.3.2.4. Défuzzification

On présente dans ce qui suit l'une des méthodes les plus utilisées, qui est la méthode du centre de gravité. Cette méthode donne généralement de meilleurs résultats malgré l'exigence d'une grande puissance de calcul.

IV.3.3. Structure de base d'un contrôleur flou

Dans la commande floue plusieurs approches peuvent être utilisées, ces approches se distinguent selon les entrées et la sortie du contrôleur. La figure (IV.8) représente un contrôleur flou de type PI (FLC-PI). Dans ce cas la sortie du contrôleur flou est considérée comme un incrément de commande.

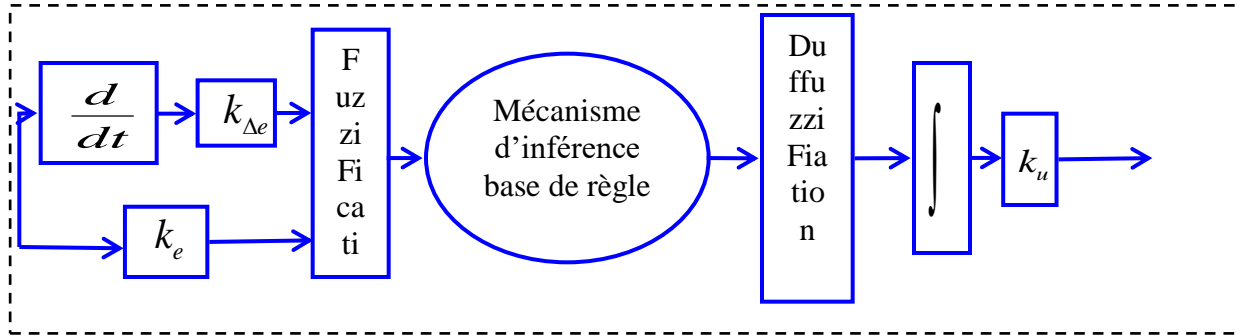


Figure. IV.7: Schéma de principe d'un contrôleur flou de type PI

Par contre, si la sortie du contrôleur est directement appliquée au processus, le contrôleur est appelé, contrôleur flou de type PD (FLC-PD), la structure de ce type de régulateur est représentée dans la figure (IV.9)

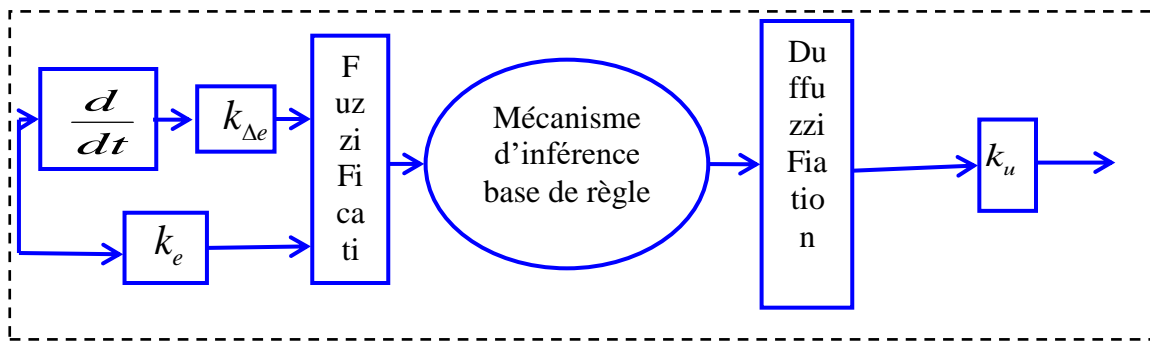


Figure. IV.8: Schéma de principe d'un contrôleur de type PD

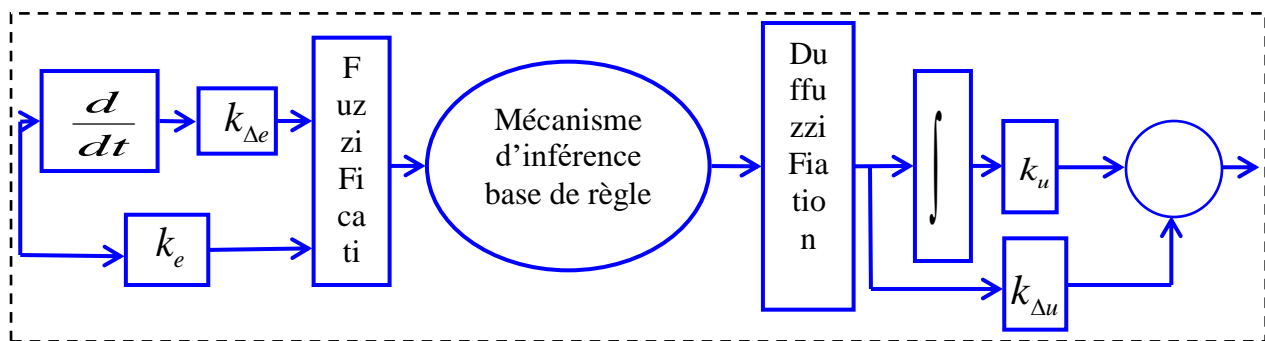


Figure. IV.9: Schéma de principe d'un contrôleur de type PID

IV.4 Régulateur flou à trois ensembles

Les trois ensembles flous: N (négative), Z (zéro), P (positive).

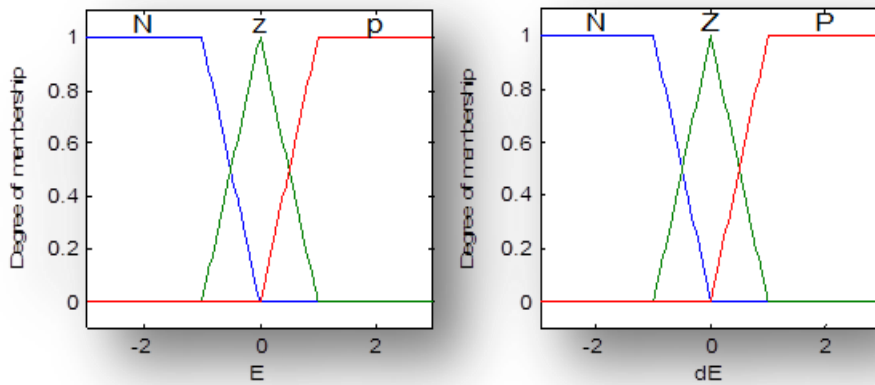


Figure VI. 10: Formes des fonctions d'appartenance d'entrées du PI flou à 3 ensembles

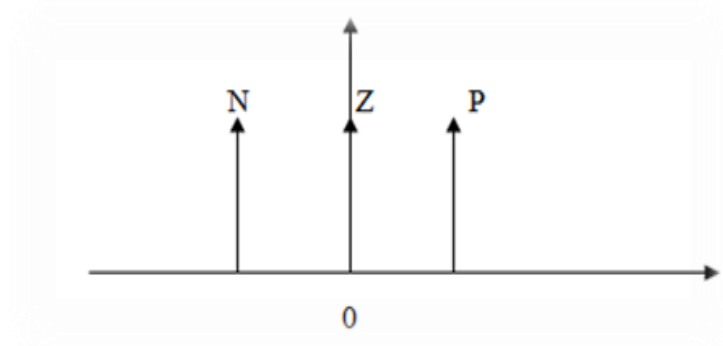


Figure VI. 11: Formes des fonctions d'appartenance de La sortie du PI flou à 3 ensembles

- **Base de règles**

D'après l'étude du comportement du système, nous allons utiliser les règles de commande, qui relient la sortie avec les entrées pour avoir la réponse temporelle désirée. Les entrées du contrôleur flou possèdent 3 ensembles flous, ce qui donne un ensemble de 9 règles floues. Ces règles sont représentées dans la « matrice d'inférence » (Tableau IV.1).

Tableau IV. 2: Matrice d'inférence d'un régulateur flou à trois ensembles

		dE		
		N	Z	P
E	N	N	N	Z
	Z	N	Z	P
	P	Z	P	P

- **Méthode d'inférence**

Nous avons utilisé la méthode d'inférence (Max- Min), où l'opérateur « ET » est réalisé par la fonction Min, l'opérateur « Alors » de chaque règle par la fonction « Min » et la liaison entre toutes les règles (l'opérateur OU) par la fonction « Max ».

- **Défuzzification**

Lorsque la sortie floue est calculée, il faut la transformer en une valeur numérique. Il existe plusieurs méthodes pour réaliser cette transformation. La plus utilisée est la méthode du centre de gravité, qu'on a utilisé dans notre travail.

IV.5. Résultats d'applications

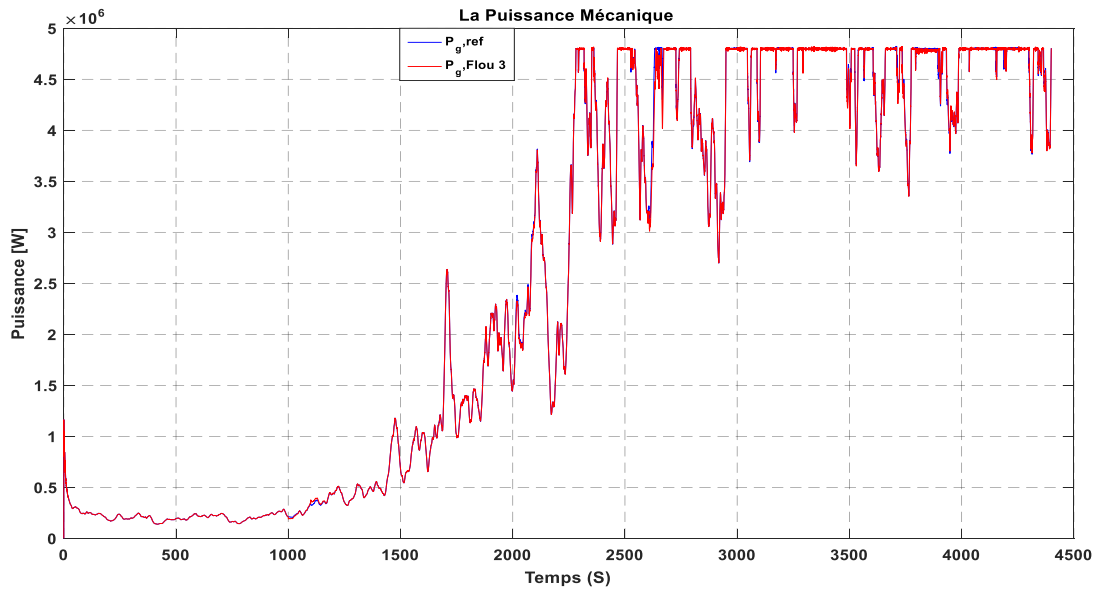


Figure. IV. 12: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne

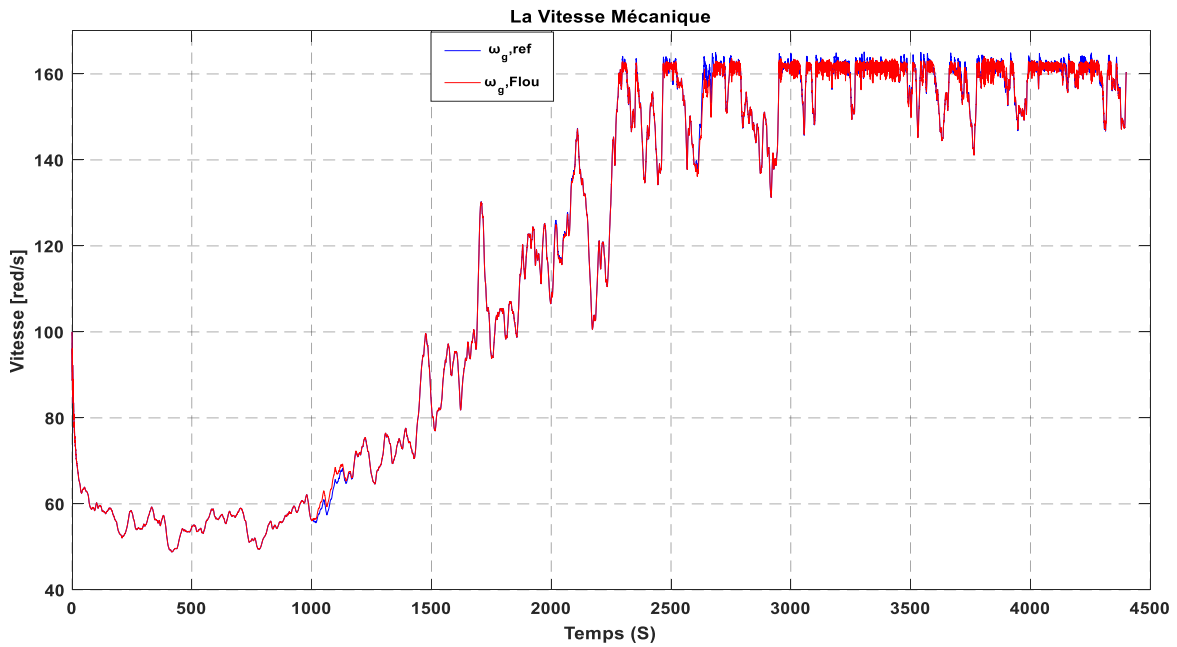


Figure. IV. 13: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne

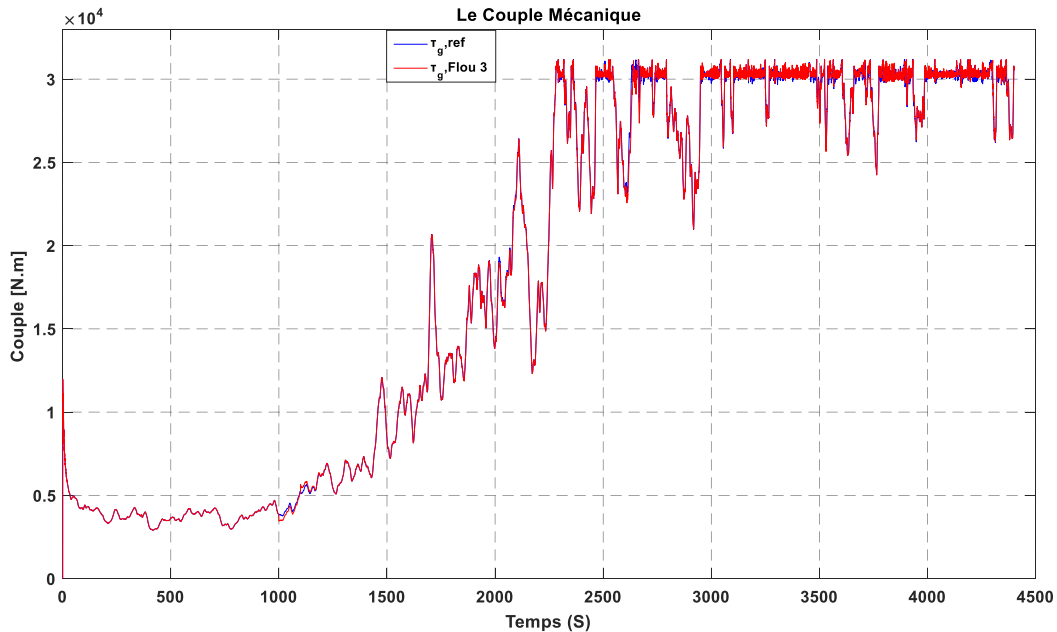


Figure. IV. 14: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne. Le modèle développé par kk-electronic est présenté pour une éolienne de 4,8 MW pour un profil de vent donné précédemment, pour l'investigation et les tests de l'approche proposée, les données réelles de fonctionnement de l'éolienne étudiée ont été utilisées dans le contrôleur PI, pour présenter la dynamique de la turbine en mode opérationnel.

On note qu'entre ($t = 0$ à $t = 2300$ s), la vitesse du vent est dans la zone 2, d'où la valeur de l'angle de tangage et la puissance résultante est optimale. A partir de ($t > 2300$ s), la vitesse du vent peut atteindre la zone (zone 3), on peut remarquer que la puissance, le couple et la vitesse sont contrôlés à leurs valeurs nominales. L'angle de tangage est égal à 0 dans ce cas.

La Fig.IV.14, Fig.IV.15 et la Fig.16 montrent les mesures du capteur et le résultat du défaut. On constate la présence d'un défaut de valeur fixe. C'est le défaut 1, il est détecté et isolé entre les instants 2000 et 2100. À partir de ces résultats, nous remarquons que dans l'ensemble des facteurs, la stratégie des trois contrôles montre meilleures performances.

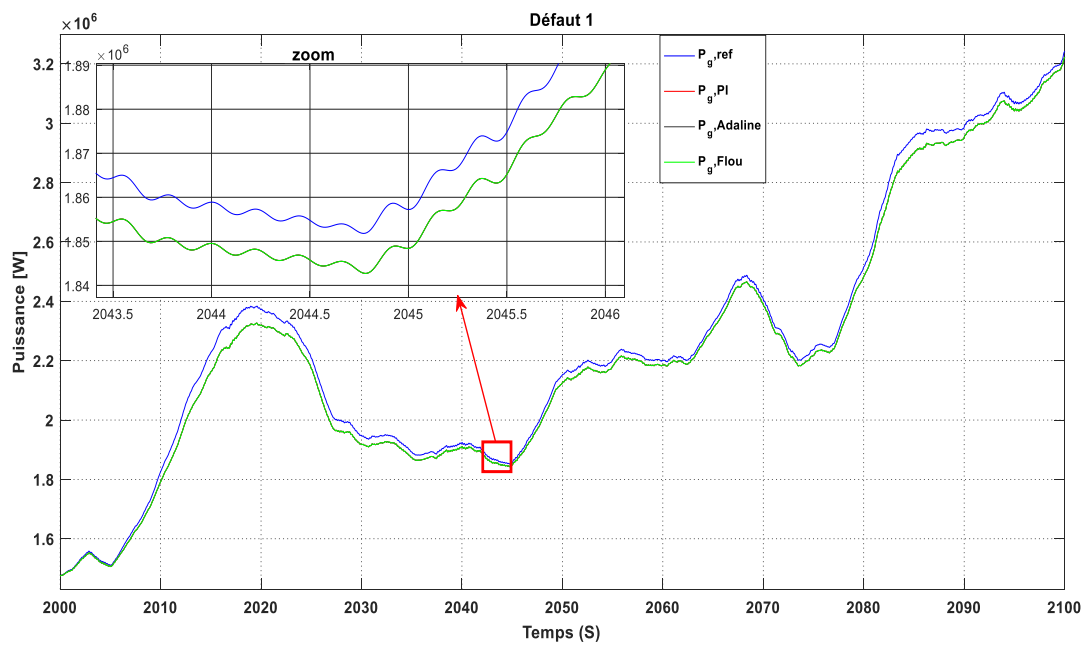


Figure. IV. 15: Les résultats obtenus à partir du changement de Puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 1

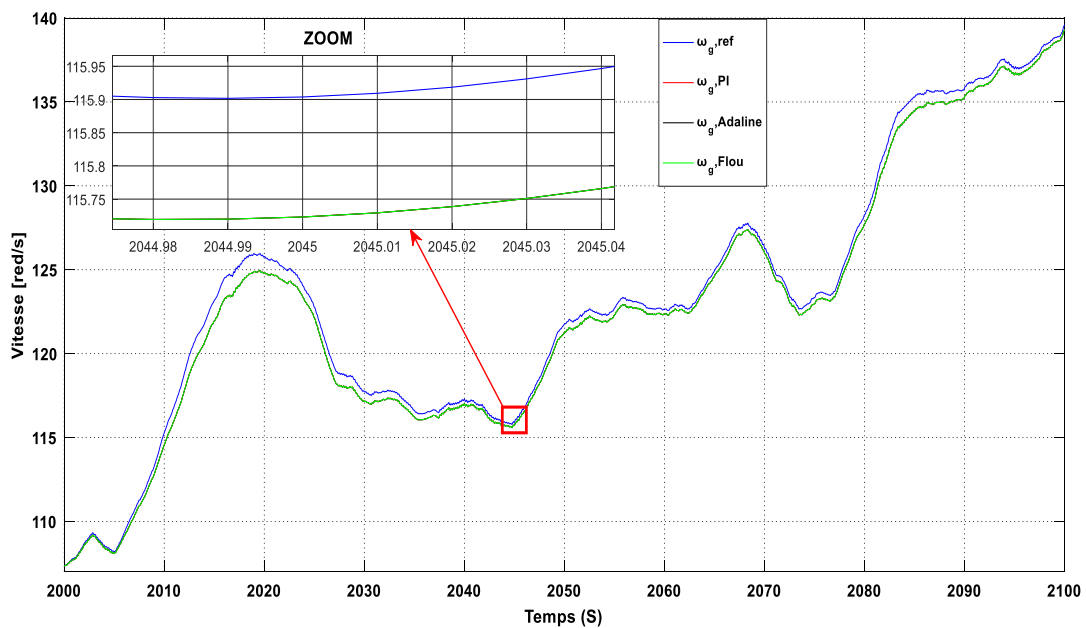


Figure. IV. 16: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 1

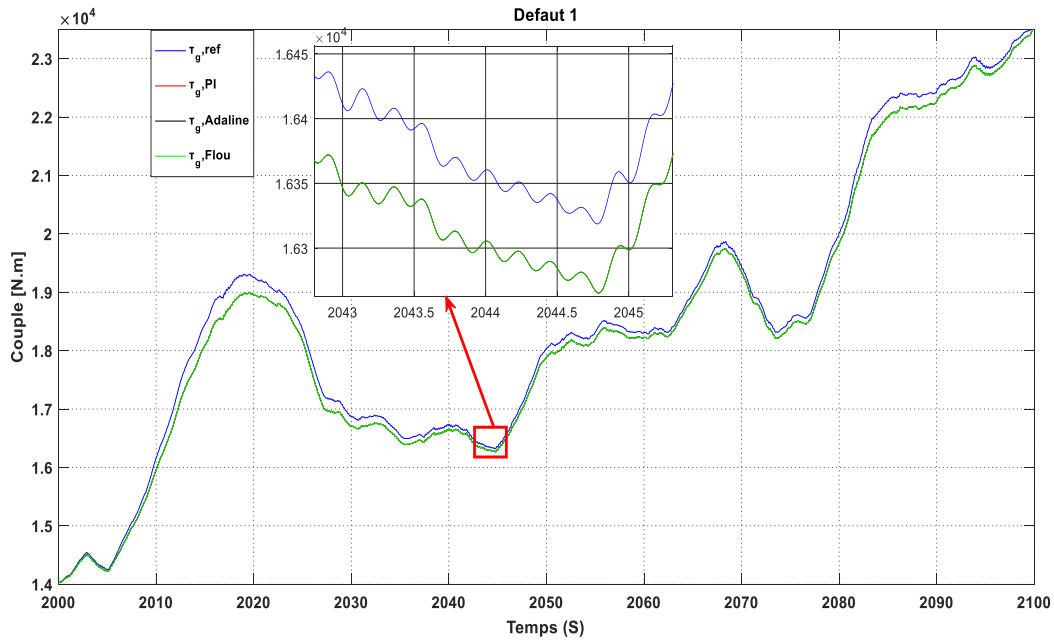


Figure. IV. 17: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 1

Les figures IV.17, IV.18 et IV.19 montrent que le défaut 2 est un défaut du capteur d'erreur de mise à l'échelle dans l'un des capteurs de position à deux lames 2. A partir de ces résultats, nous constatons qu'en étudiant globalement les facteurs, la stratégie de contrôle floue Adeline montre de meilleures performances par rapport à la stratégie de contrôle PI et Flou.

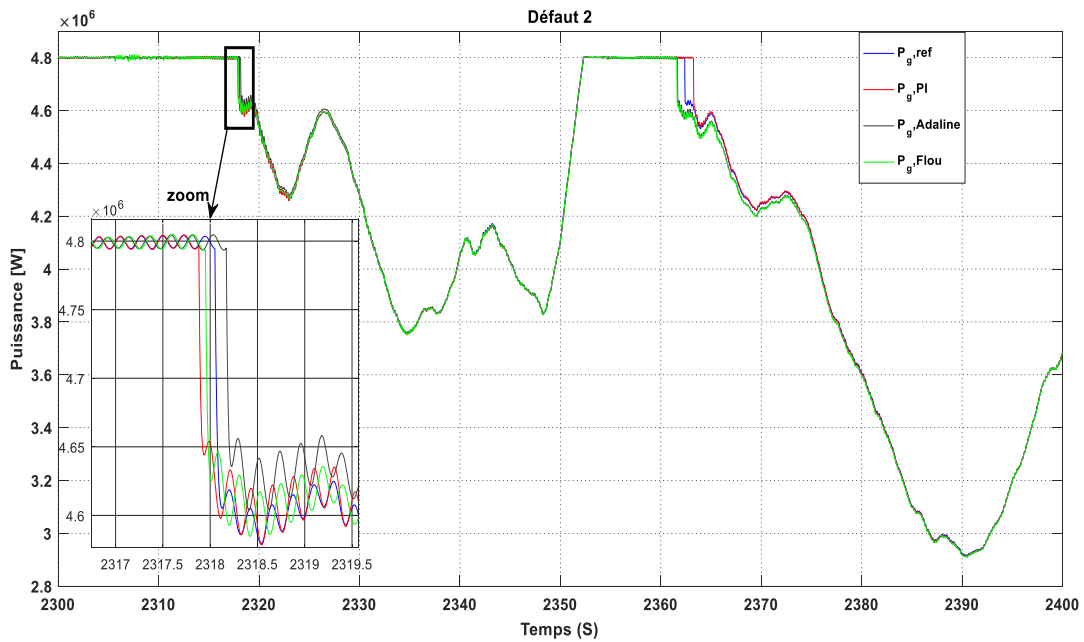


Figure. IV. 18: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 2

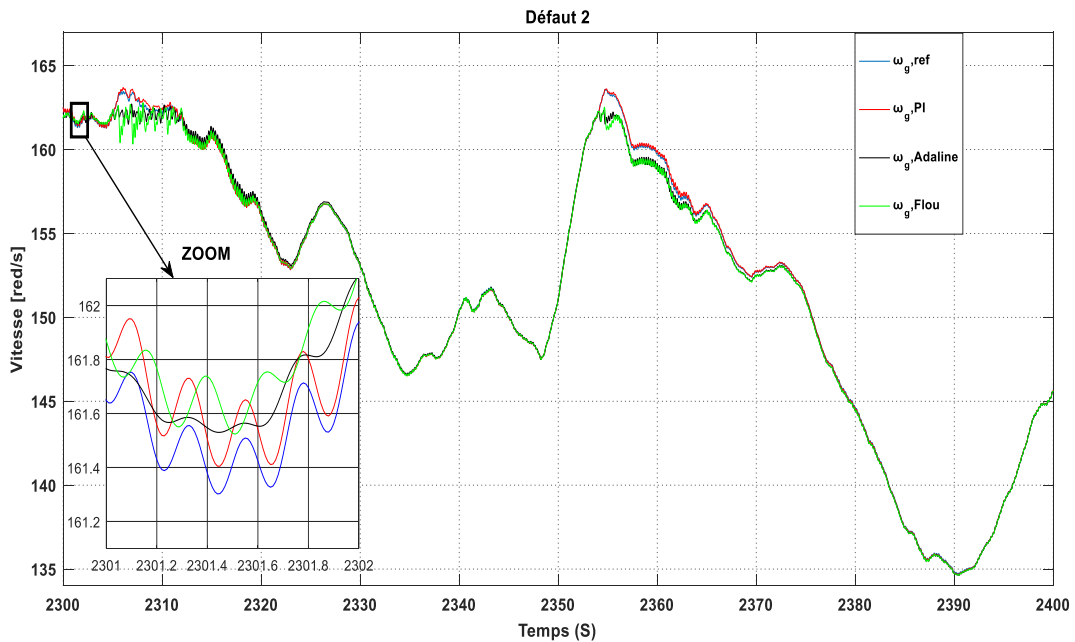


Figure. IV. 19: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 2

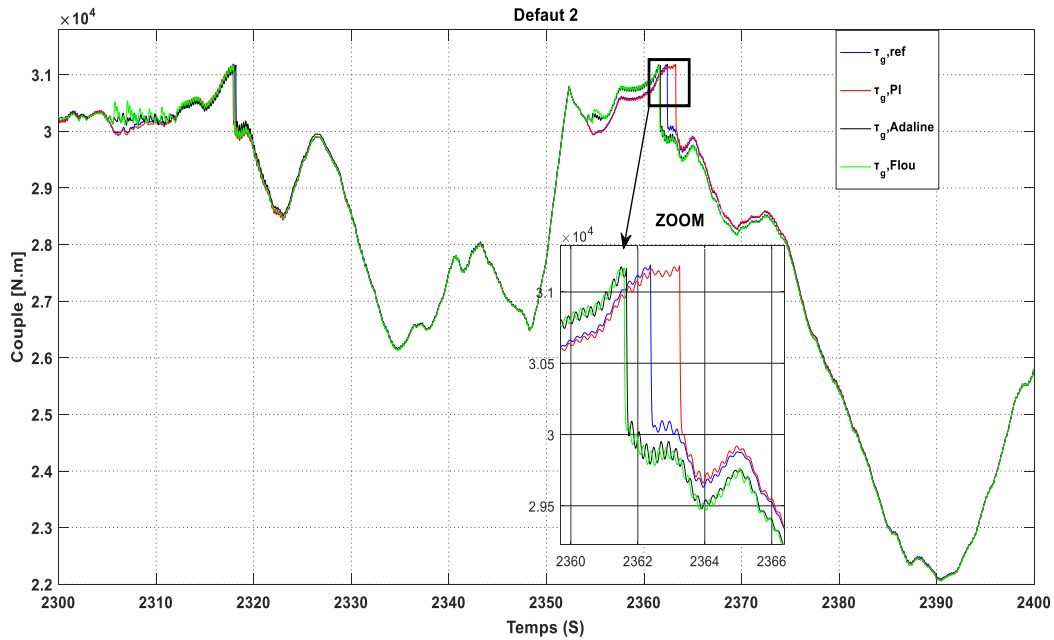


Figure. IV. 20: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 2

Les figures IV.20, IV. 21 et IV.21 montrent que le défaut 3 est un défaut du capteur d'erreur de mise à l'échelle dans l'un des capteurs de position à deux pales 1. A partir de ces résultats, nous constatons qu'en étudiant globalement les facteurs, la stratégie de contrôle floue montre de meilleures performances par rapport des stratégies de contrôle PI et Flou Adeline.

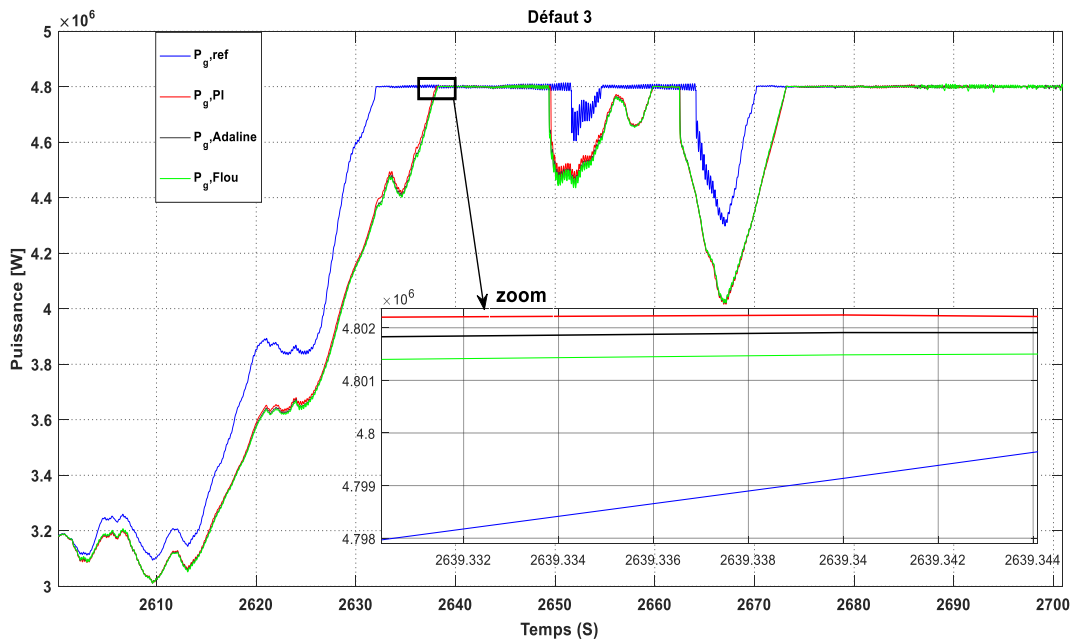


Figure. IV. 21: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 3

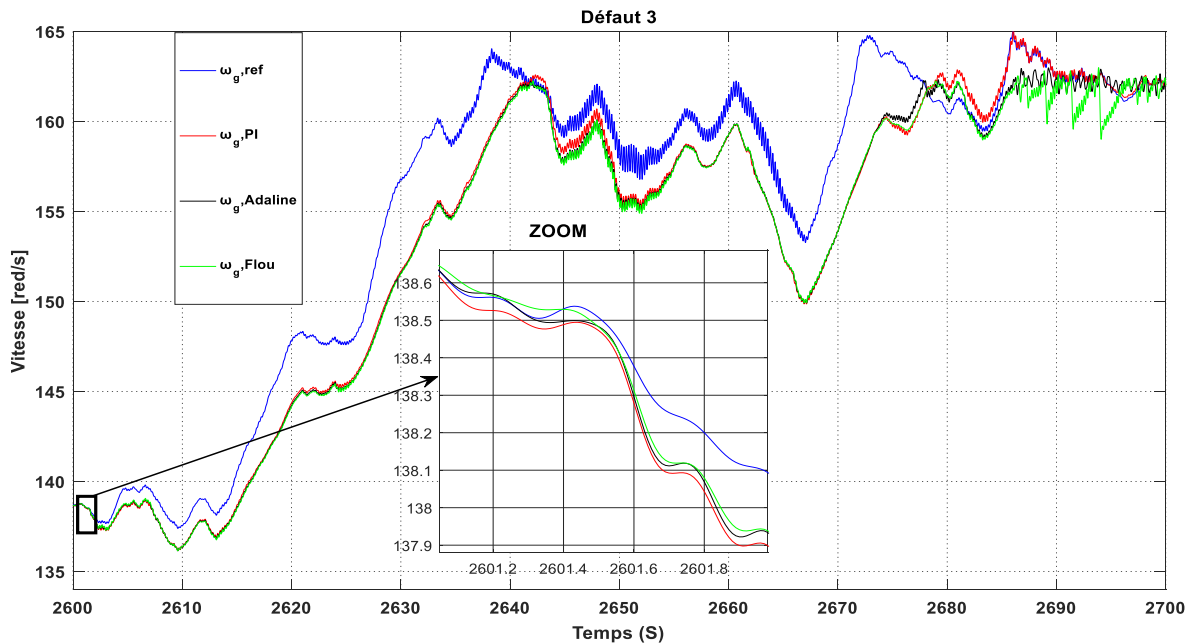


Figure. IV. 22: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 3

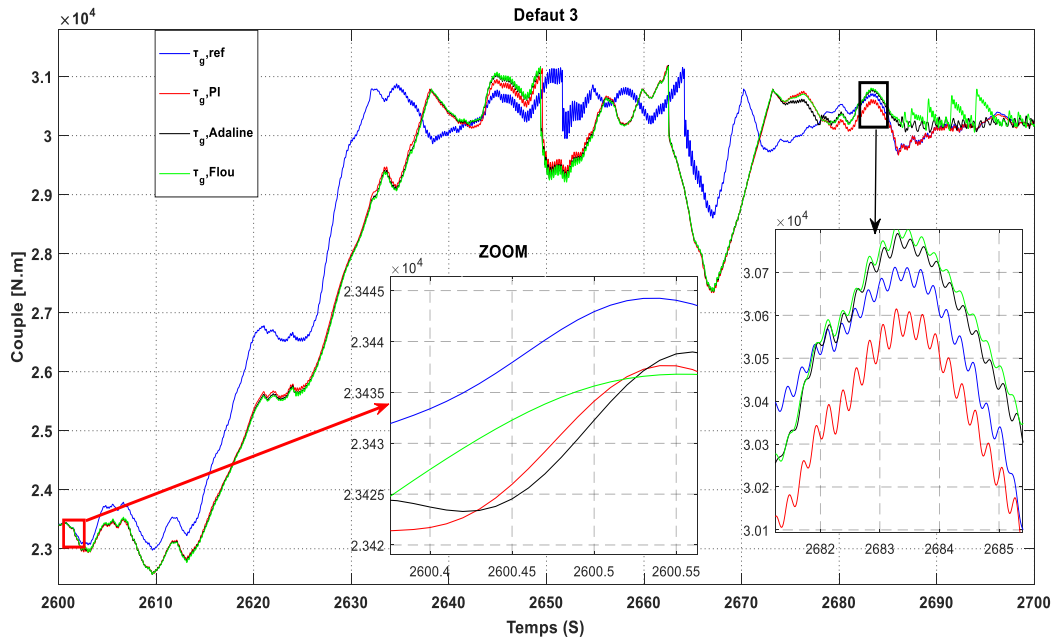


Figure. IV.23: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 3

La figure IV.23, IV.24 et IV.25 montre les mesures du capteur sur le résultat de la décision de le défaut 4, on remarque l'existence d'un défaut, de type facteurs de gain, provoqué par la défaut 4, il apparaît entre les instants 1500s et 1600s. A partir de ces résultats, on constate un bon suivi de résultant et un bon rejet des perturbations les trois Controller.

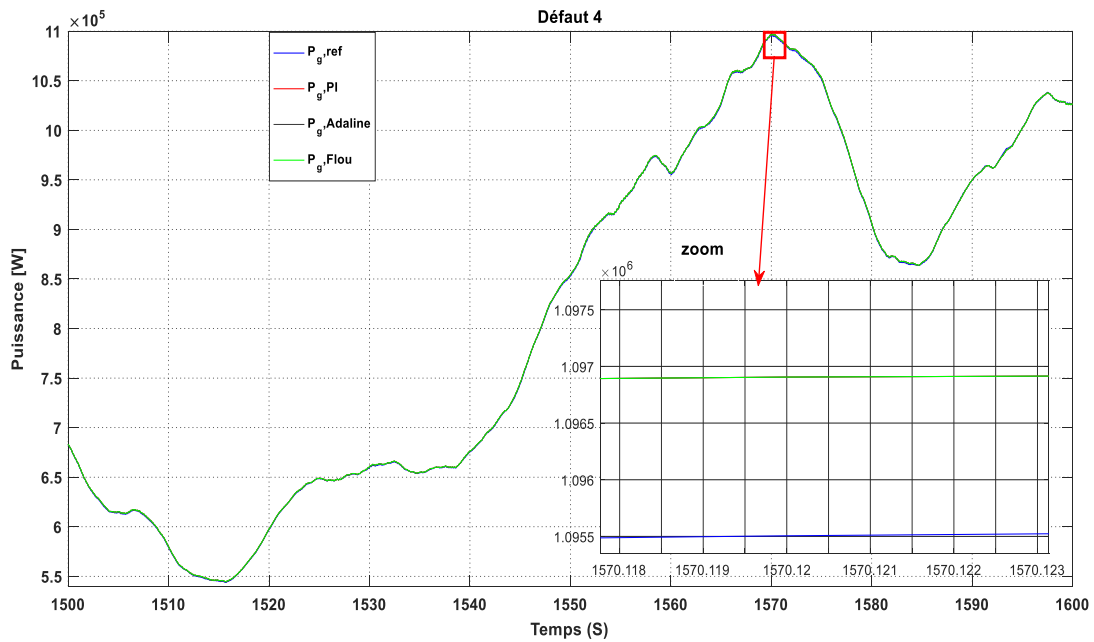


Figure. II. 24: Les résultats obtenus à partir du changement La puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 4

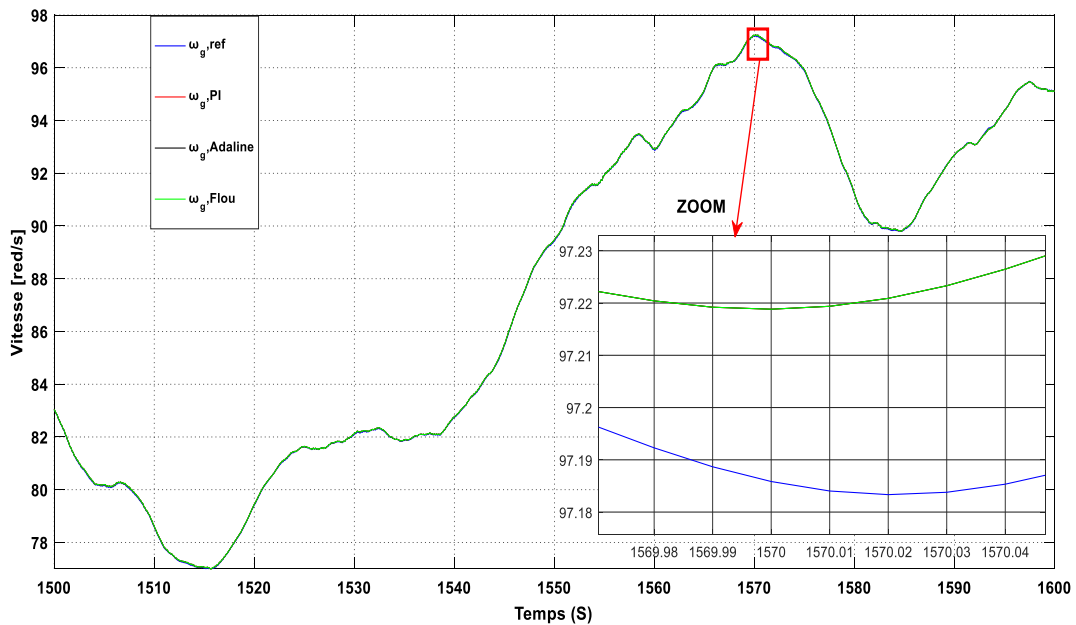


Figure. IV. 25: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 4

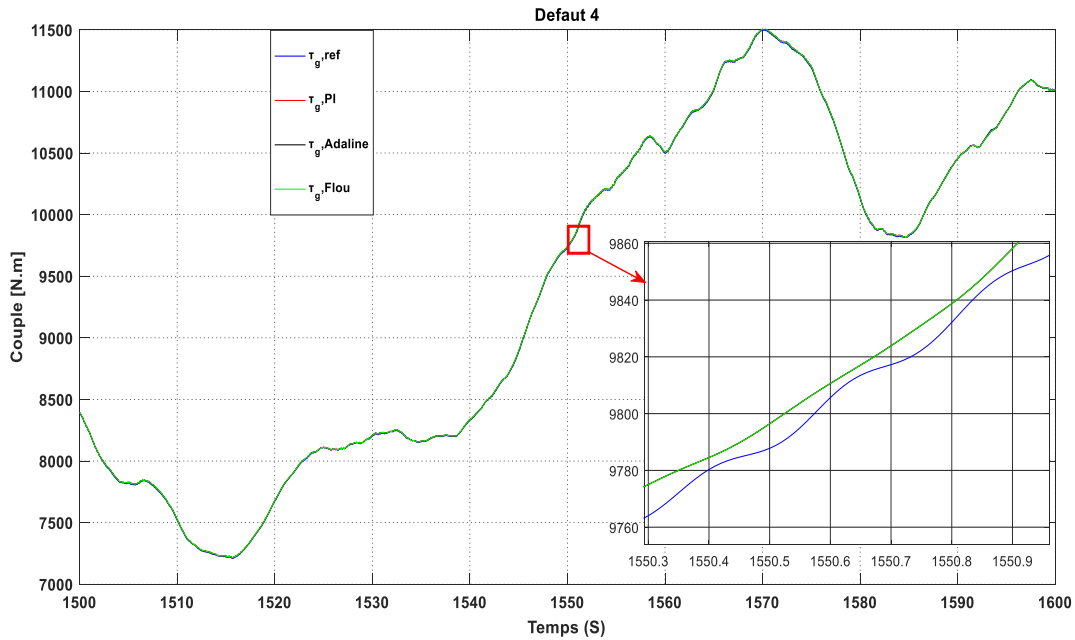


Figure. II. 26: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 5

Les figure IV.26, IV.27 et IV.28 montre les mesures du capteur résultant de la décision de panne, on remarque l'existence d'un défaut 5, de type facteurs de gain, c'est la faute 5, il apparaît entre les instants 1000s et 1100s, dont la mesure est également influencée par perturbations. A partir de ces résultats, on constate un bon suivi de résultant, avec un dépassement quasi nul du gouverneur Controller, et un bon rejet des perturbations.

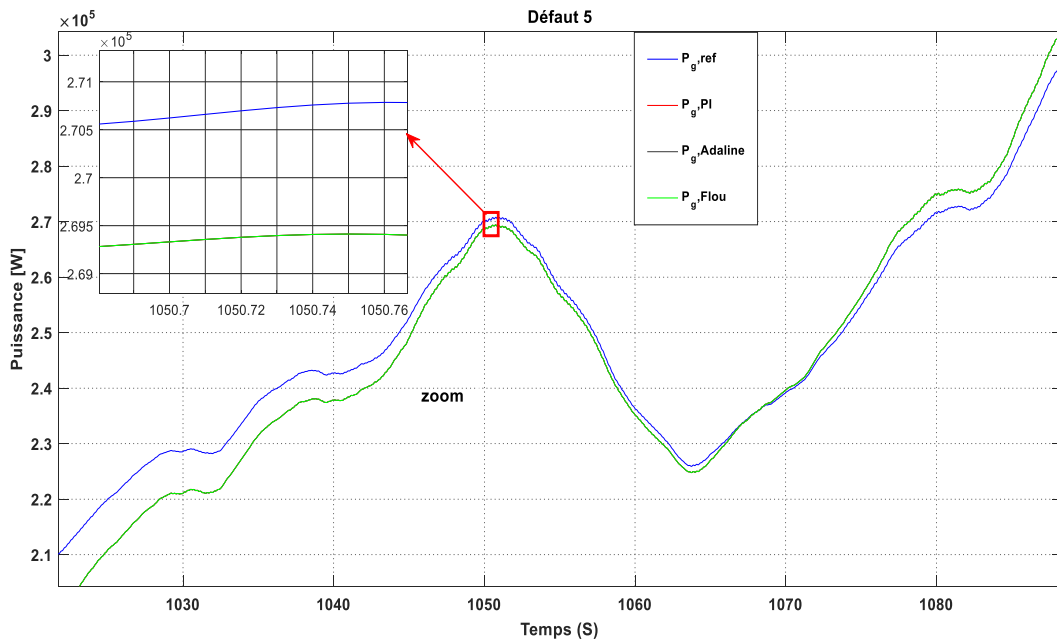


Figure. II. 27: Les résultats obtenus à partir du changement d'énergie électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 5

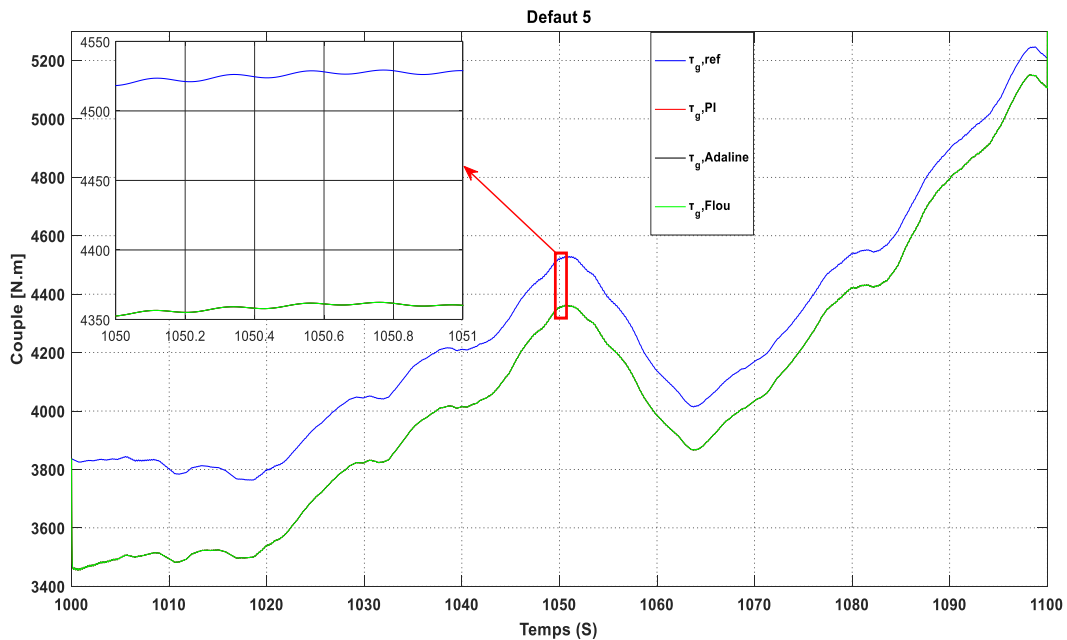


Figure. IV. 28: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 5

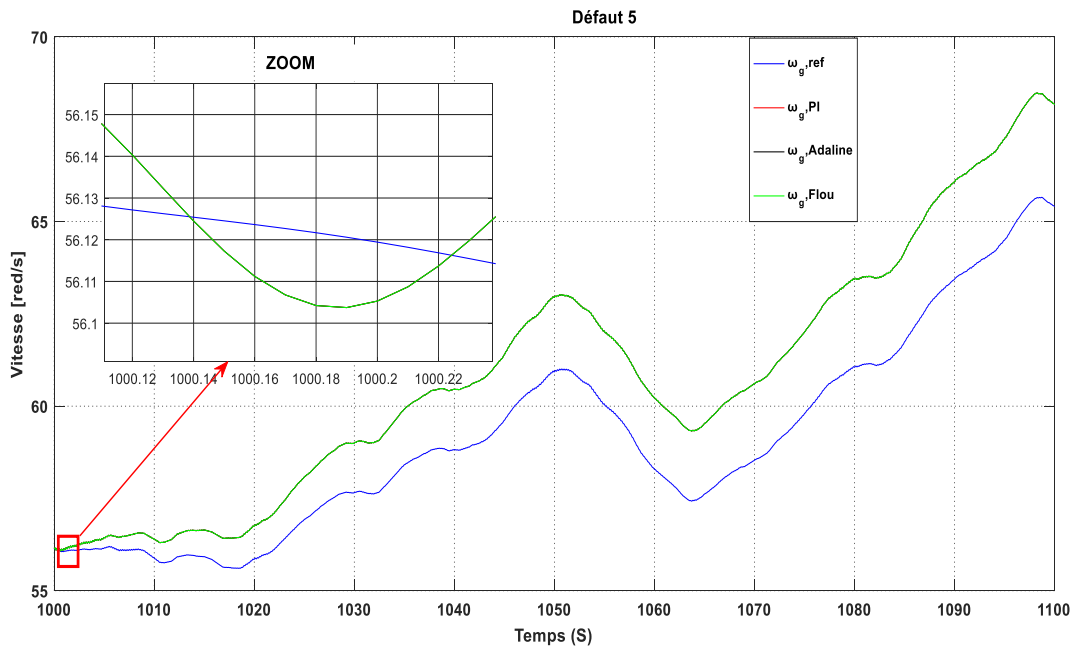


Figure. IV. 29: Les résultats obtenus à partir du changement de vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 5

Les Fig. IV.29, IV.30 et IV.31 montrent que le défaut 6 est un type de défaut B3 dans l'actionneur provoqué par une forte teneur en air dans l'actionneur de pas d'huile 2. D'après ces résultats, nous remarquons qu'en étudiant globalement les facteurs, la stratégie de contrôle flou montre de meilleures performances en comparaison avec la stratégie de contrôle PI et flou adaline.

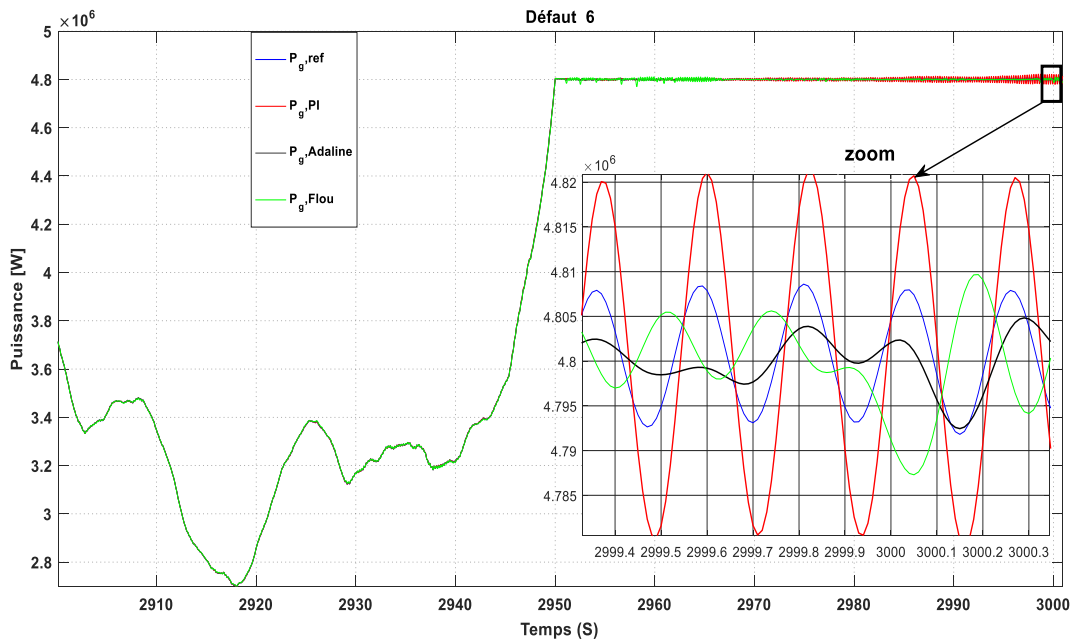


Figure. IV. 30: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 6

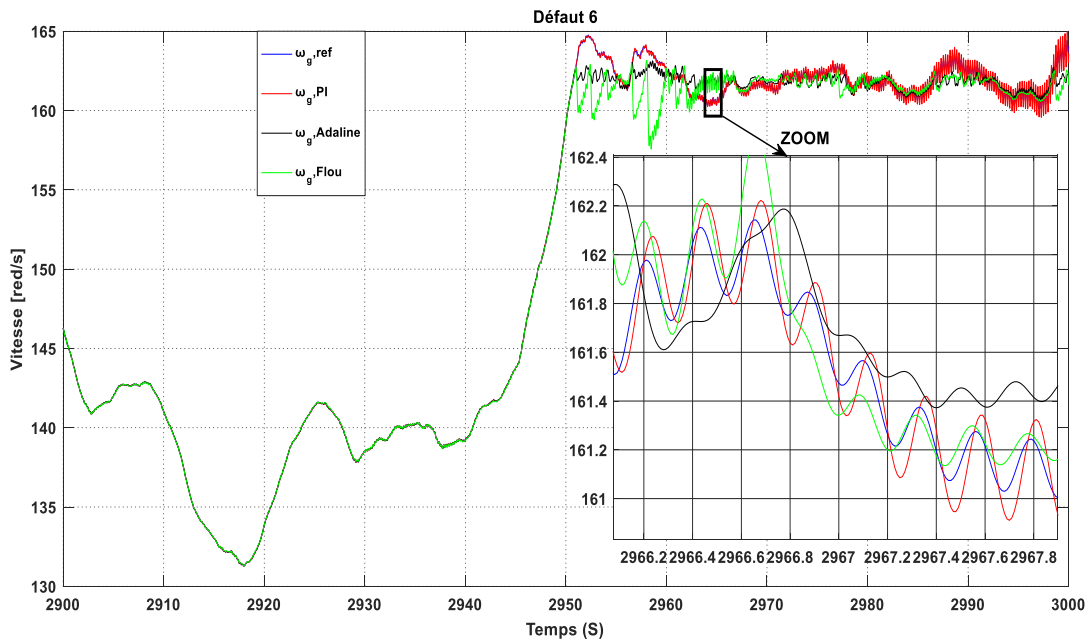


Figure. IV. 31: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 6

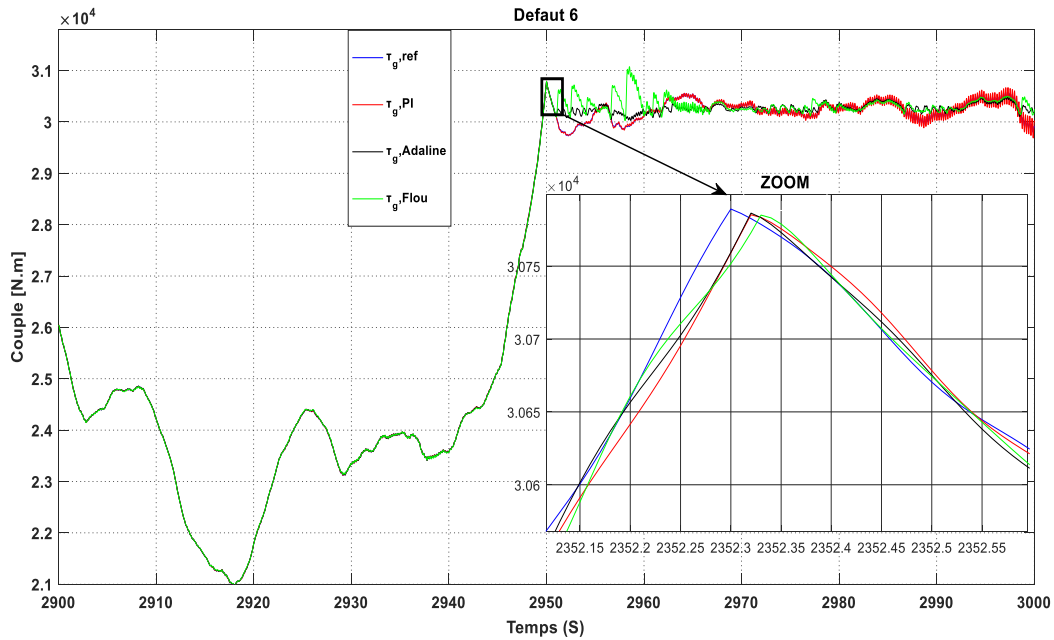


Figure. IV. 32: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 6

Les Fig.IV.32, IV.33 et Fig.IV.34 montrent que le défaut 7 est un type de défaut B3 dans l'actionneur provoqué par une teneur élevée en air dans l'actionneur de pas d'huile 3. D'après ces résultats, nous remarquons qu'en examinant globalement les facteurs, la stratégie de commande floue montre de meilleures performances en comparaison avec les stratégies de contrôle PI et flou Adeline.

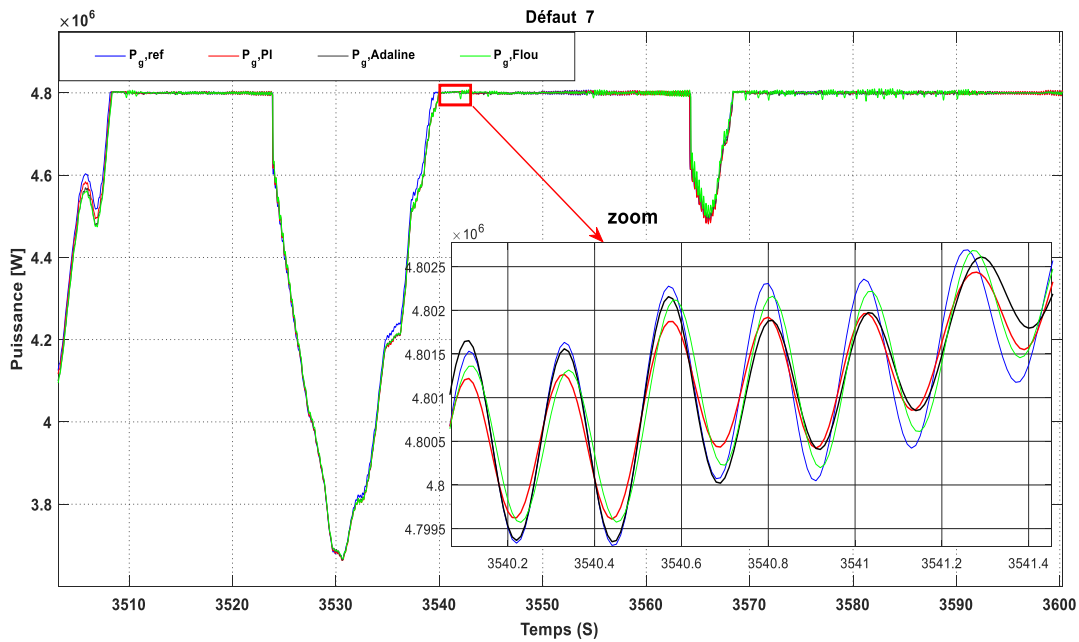


Figure. IV. 33: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 7

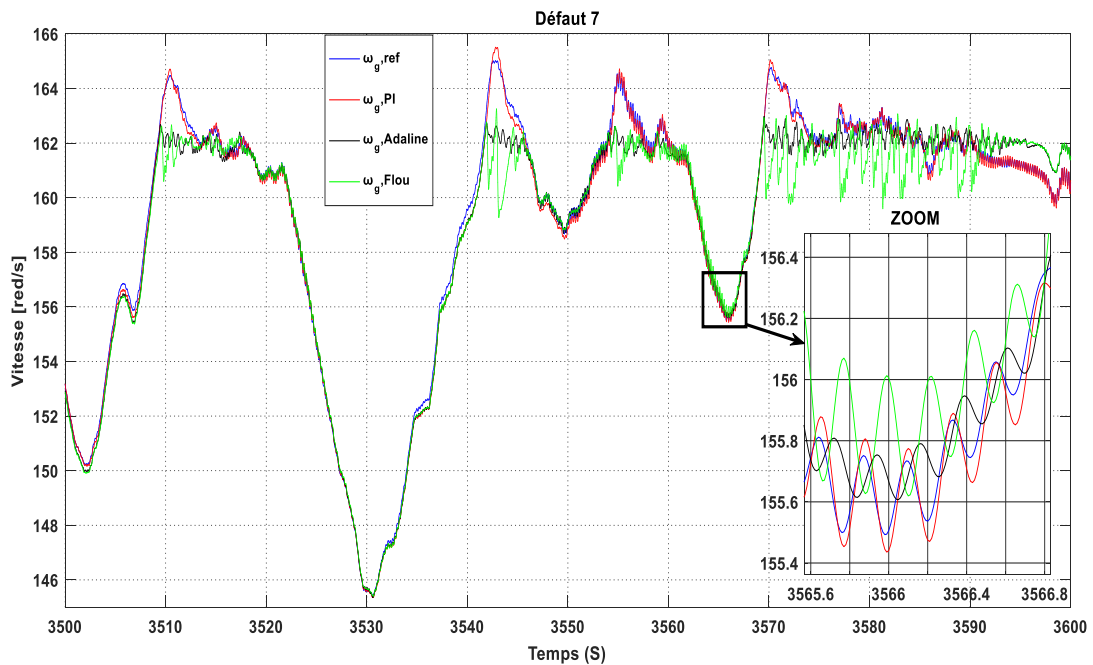


Figure. IV. 34: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 7

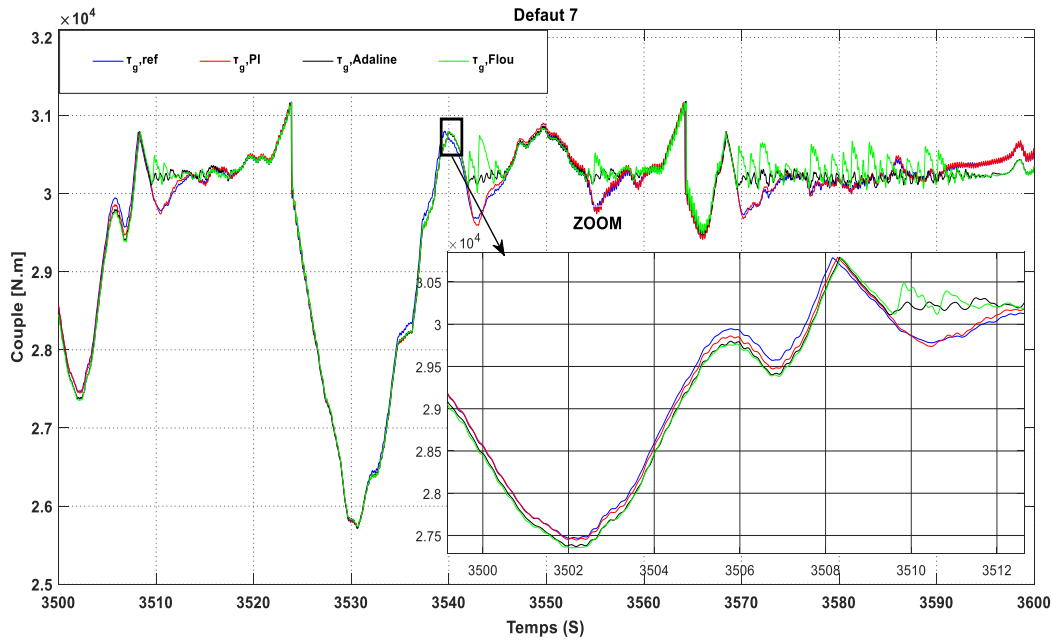


Figure. IV. 35: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 7

La figure IV.35, IV.36 et IV.37 montre ce scénario, nous constatons que la production d'énergie est influencée par la commande, nous observons un défaut entre les instants 3800 s et 3900 s, cela est provoqué par le défaut 8 dans la valeur fixe. De ces résultats, on constate un bon suivi de vitesse, et un bon rejet des perturbations.

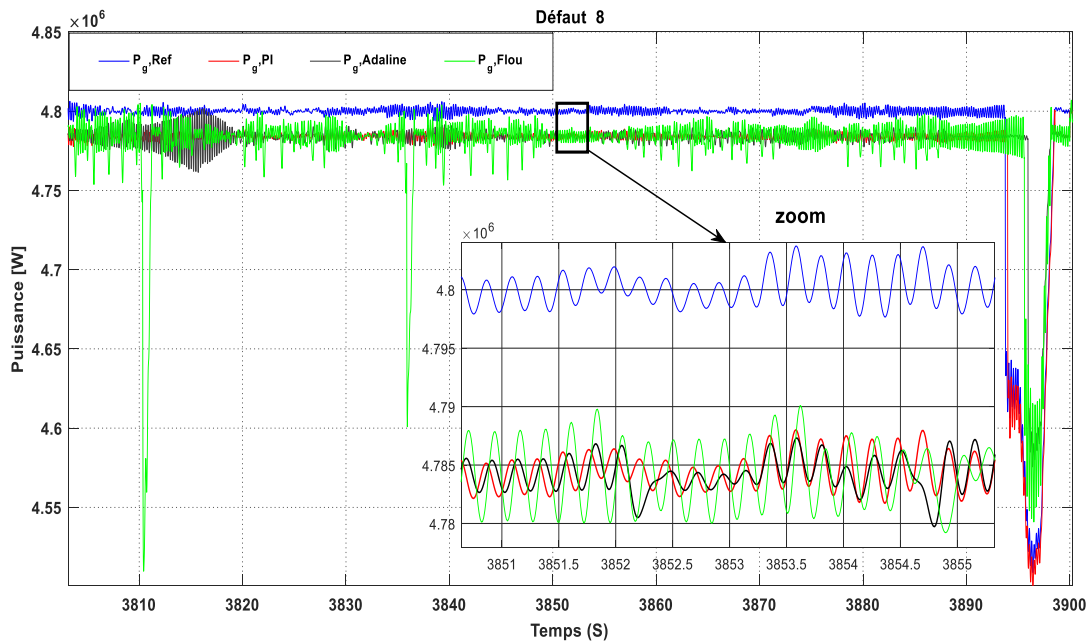


Figure. IV. 36: Les résultats obtenus à partir du changement de puissance électrique de l'éolienne ont été examinés par défaut 8

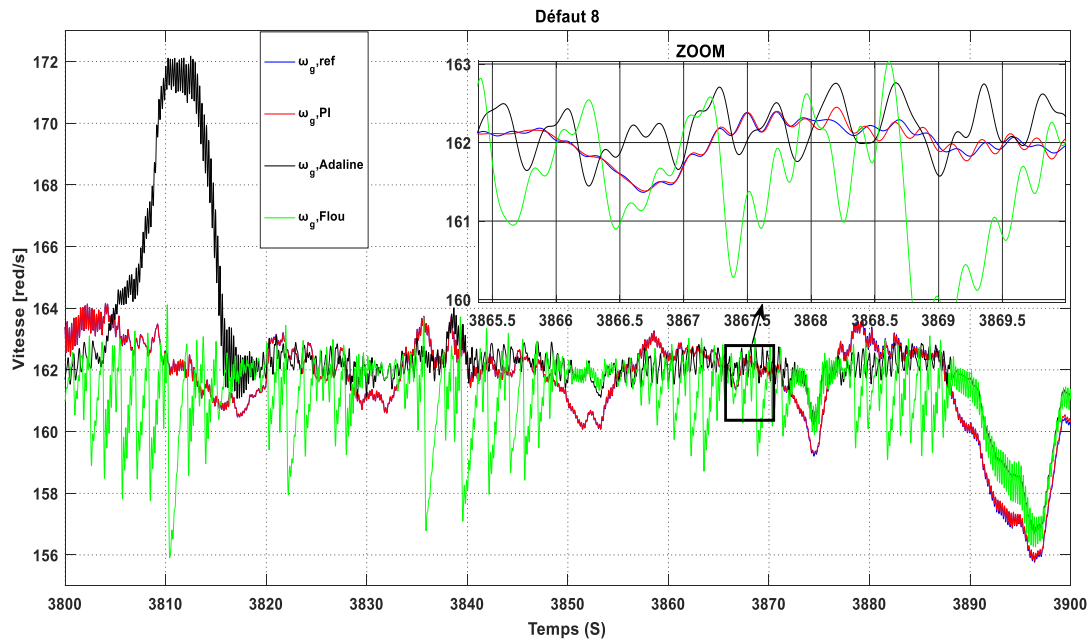


Figure. IV. 37: Les résultats obtenus à partir du changement de la vitesse mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 8

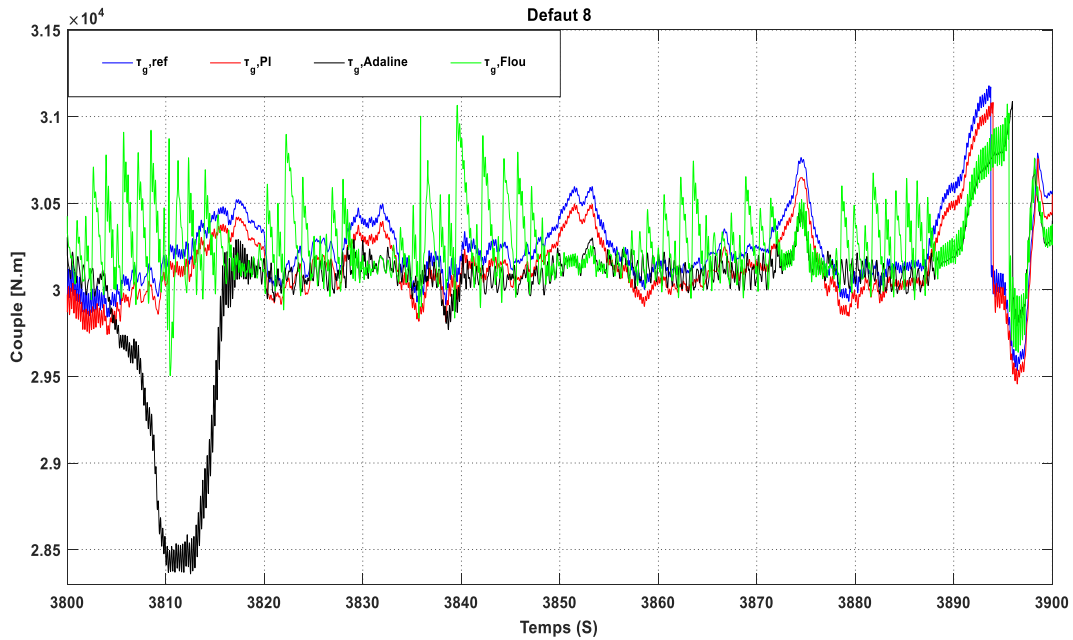


Figure. IV. 38: Les résultats obtenus à partir du changement de couple mécanique de l'éolienne ont été examinés par défaut 8

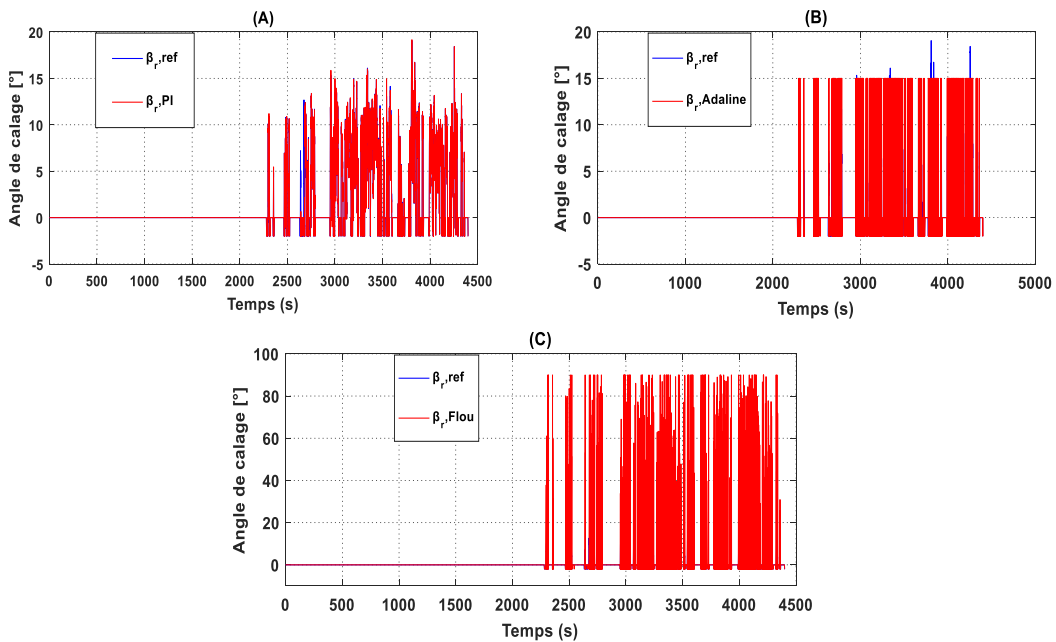


Figure IV. 39 : Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant β_r

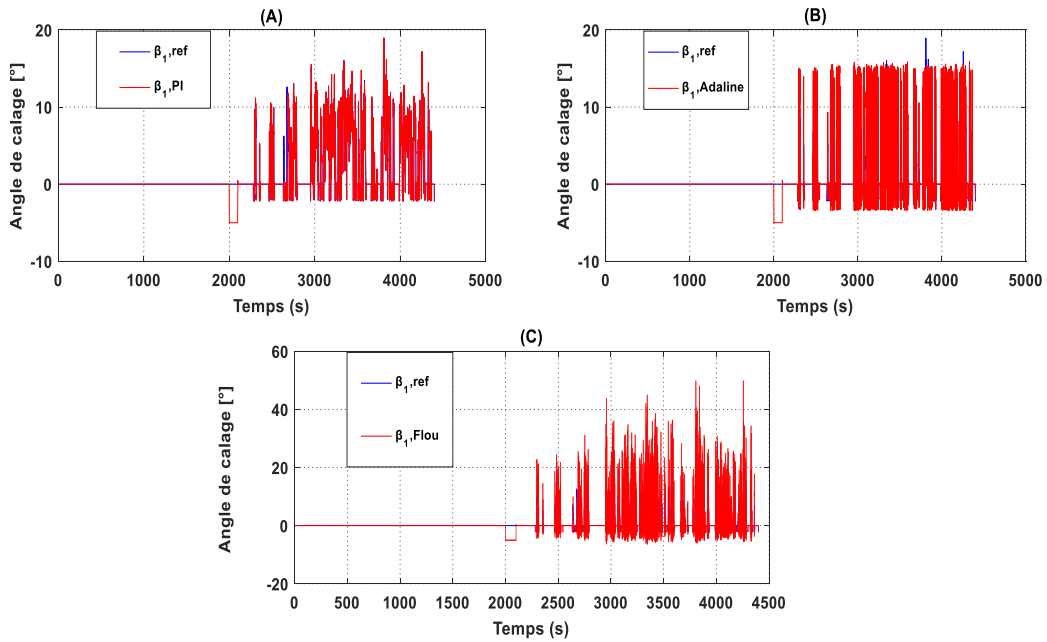


Figure II. 40 : Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant $\beta_{1,m1}$

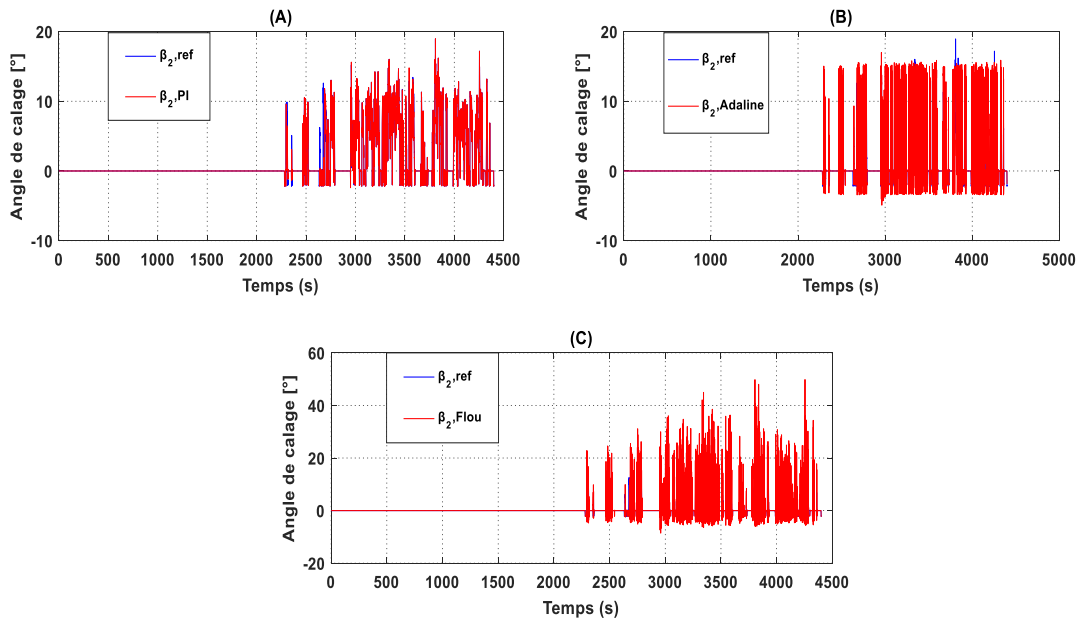


Figure IV. 41: Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant $\beta_{2,m2}$

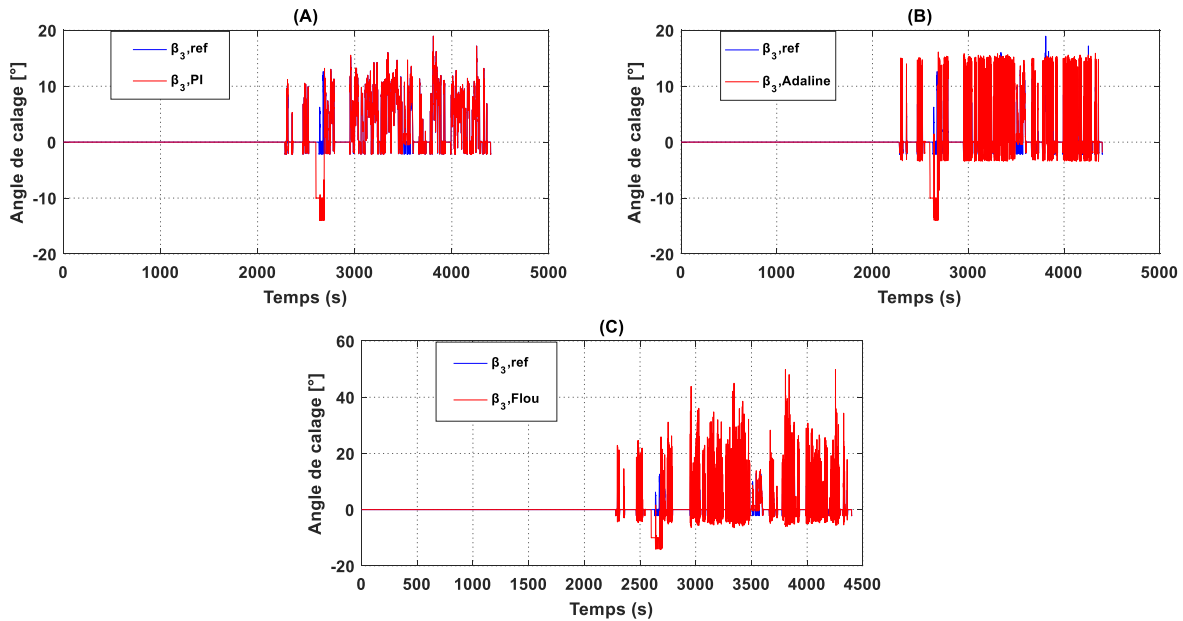


Figure IV. 42: Les signaux donnés par les capteurs de position angulaire mesurant $\beta_{3,m1}$

D'après les figure au-dessus, on peut constater qu'avant l'instant $t=2100$ (zone 2) le défaut 1, le défaut 4 et le défaut 5 permettent de diminuer la puissance et augmentent le couple. Toutefois la commande n'a aucun apport sur ces défaut (zone 2). Après $t = 2100$ (zone 3) la commande logique permet de diminuer l'effet du défaut 2,3 ,6, 7 et 8 pour le contrôle de la puissance par rapport au régulateur PI. De même pour le couple et la vitesse. Pour le défaut 8 on a constaté que la loi de commande a donné une amélioration intéressante par rapport au régulateur classique. En outre les angles de calages, on peut remarquer la disparition des pics illustrés dans la commande adline et la commande classique.

IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons synthétisé deux lois de commandes à savoir la logique floue et la commande neuronale (adline) afin de les tester pour élaborer une commande tolérante aux défauts passifs pour les différentes défaillances. Le diagnostic a été réalisé pour un banc d'observateurs développé dans le troisième chapitre 3. L'influence de chaque loi de commande pour un tel défaut a été discutée. On a remarqué que la commande par la logique floue a donné

des résultats très satisfaisants par rapport aux autres commandes. Toutefois, il est vraiment nécessaire de développer des FTC active afin de bien éliminer l'effet de ces défaillances.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse porte sur le diagnostic et la commande tolérante aux défauts du modèle de Benchmark éolien.

Dans le premier chapitre nous avons présenté le principe de fonctionnement d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne et on a présenté brièvement les méthodes de diagnostic et de commande tolérante au défaut appliqué à un système physique. Dans la fin de ce chapitre nous avons présenté un état de l'art sur le diagnostic et la FTC appliqué à un benchmark éolien.

Quant au deuxième chapitre, il est consacré aux développements des modèles de simulation des composants essentiels de modèle de benchmark dans les conditions normales (sans défauts). Un test de simulation a été présenté pour un profil de vent bien déterminé.

Dans le troisième chapitre on a présenté le principe du diagnostic par la technique d'observation, ensuite on a appliqué cette technique pour la détection des défauts du benchmark éolien et généré un vecteur de résidu utilisé comme un indicateur fiable pour la détection et l'isolation des défauts. Nous avons appliqué un scénario de défauts pour tester la sensibilité de chaque observateur synthétisé vis-à-vis ces défaillances.

Dans le quatrième chapitre, nous avons synthétisé deux lois de commandes à savoir la logique floue et la commande neuronale (Adline) afin d'élaborer une commande tolérante aux défauts passive pour différentes défaillances. On a remarqué que les deux commandes ont donné des résultats acceptables, toutefois la commande par la logique floue est meilleure par rapport aux autres commandes.

Enfin, nous proposons un certain nombre de perspectives qui peuvent être envisagées :

- Développement de nouvelles stratégies de commande et voir l'influence de ces commandes sur les défauts
- Application d'une stratégie de commande tolérante aux défauts actifs pour corriger les défauts relativement sévères

-
- Développer d'autres méthodes de diagnostic sur le modèle de benchmark telle que les méthodes basées sur l'intelligence artificielle.

Systèmes à angle de calage

$\xi = 0.6$	Facteur d'amortissement
$\omega_{n1} = 11.11$	Fréquence naturelle

Le train d'entraînement

$B_{dt} = 775.49 \frac{Nms}{rad}$	Coefficient d'amortissement
$B_r = 7.11 \frac{Nms}{rad}$	Frottement visqueux de l'arbre à faible vitesse
$B_g = 45.6 \frac{Nms}{rad}$	Frottement visqueux de l'arbre à haute vitesse
$N_g = 95$	Rapport d'engrenage du train d'entraînement
$K_{dt} = 2,7.10^9 \frac{Nms}{rad}$	La rigidité en torsion du train d'entraînement
$\eta_{dt} = 0.97$	Rendement
$J_g = 390 \text{ kg.m}^2$	Moment d'inertie de l'arbre à haute vitesse
$J_r = 55.106 \text{ Kg.m}^2$	Moment d'inertie de l'arbre à faible vitesse

Modèle du générateur et convertisseur

$\alpha_{gc} = 50$	Les paramètres du modèle de convertisseur et générateur
$\eta_{gc} = 0.98$	Le rendement

Modèle du contrôleur

$k_i = 1$	Paramètre du régulateur
$k_p = 4$	Paramètre du régulateur
$\omega_n = 162 \frac{rad}{s}$	La vitesse nominale du générateur
$\omega_\Delta = 15 \frac{rad}{s}$	Décalage de la vitesse nominale du générateur
$P_r = 4.8$	La puissance produite par le générateur

Bibliographie

1. M. Knowles M. R. Wilkinson, F. Spianto and P. J. Tavner. Towards the zero maintenance wind turbine.2006.
2. D. McMillan and G. W. Ault. Quanti_cation of condition monitoring bene_t for o_shore wind turbines.2007.
3. K. L. Sullivan J. F. Manwell R. W. Hyers, J. G. McGowan and B. C. Syrett. Condition monitoring and prognosis of utility scale wind turbines. 2006.
4. C.A. Walford. Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs. 200.
5. B. Bensaker Y. Amirat, M. E. H. Benbouzid and R. Wamkeue. Condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems: à review. 2007.
6. Buhl, M. and Jonkman, J. (2007). IECWind. NREL National Renewable Energy Laboratory, Colorado,USA. URL <https://nwtc.nrel.gov/IECWind>.
7. Aylin Adem, Ali Çolak, Metin Dağdeviren, An integrated model using SWOT analysis and hesitant fuzzy linguistic term set for evaluation occupational safety risks in life cycle of wind turbine. Safety Science 2018; 106: 184-190. <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2018.02.033>
8. Bounar N., Labdai S., Boulkroune A., Farza M., M'Saad M., Adaptive fuzzy control scheme for variable speed wind turbines based on a doubly fed induction generator. Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering 2020; 44: 629-641. <https://doi.org/10.1007/s40998-019-00276-6>
9. Pongpak Lap-Arparat, Thananchai Leephakpreeda, Real-time maximized power generation of vertical axis wind turbines based on characteristic curves of power coefficients via fuzzy pulse width modulation load regulation. Energy 2019; 182: 975-987. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.098>
10. Sy-Jye Guo, Jung-Hsing Chen, Chia-Hsin Chiu, Fuzzy duration forecast model for wind turbine construction project subject to the impact of wind uncertainty. Automation in Construction 2017; 81: 401-410. <https://doi.org/10.1016/j.autcon.2017.03.009>

11. Odgaard, P.F., Stoustrup, J., 2012. "Fault Tolerant Wind Speed Estimator used in Wind Turbine Controllers," The 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, August 29-31. National Autonomous University of Mexico, Mexico City, Mexico.
12. Ahmet Arda Ozdemir, Peter Seiler, Gary J. Balas, Wind turbine fault detection using counter-based residual thresholding. IFAC Proceedings Volumes 2011; 44(1): 8289-8294.
13. A. Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », Université Henri Poincaré-Nancy I, 2006.
14. A. MIRECKI, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
15. M.Machmoum. Contribution à l'étude de la commande numérique de l'ensemble Cycloconvertisseur triphasé-Machine Asynchrone `a Double Alimentation, Thèse de doctorat. Institut Nationale Polytechnique de Lorraine, 1989.
16. M. Mohamed abd elbasset, «Modélisation et commande d'un system éolien à base d'une génératrice double alimentée sans balais», thèse de doctorat Université de Batna, 2017.
17. F. Blaabjerg, « Power Electronics in Renewable Energy Systems ». Institute of EnergyTechnology, Aalborg University, April 27, 2006.
18. D. GOURIÈRES, « ENERGIE EOLIENNE: Théorie, conception et calcul pratique des installations », EYROLLES, Paris 1982
19. S. Muller, M. Deicke, R. W. De Doncker, "Doubly fed induction generator systems for wind turbines", IEEE Industry Applications Magazine, pp. 26-33, May-June 2002.
20. <https://fee.asso.fr/wp-content/uploads/2019/10/2019-wind-observatory-final.pdf>

21. A. MOUALDIA, « stratégies de commande DTC-SVM et DPC appliquées à un MADA utilisée pour la production d'énergie éolienne », thèse de doctorat Ecole National Polytechnique, 2014.
22. M. LOPEZ, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée », Thèse de Doctorat, Université Paris Sud 11, 2008.
23. F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau », Université de Nantes, 2003.
24. H. Eloy S´anchez Sardi , « PROGNOSTICS AND HEALTH AWARE MODEL PREDICTIVE CONTROL OF WIND TURBINES», Thèse de Doctorat Mai 2017, AUTOMATICA, ROBOTICA I VISIO de UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA.
25. A. GAILLARD, « Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de continuité de service », Thèse de doctorat 2010.
26. LAVERDURE, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 2005.
27. B. Samir, «Estimation technico-économique de la production d'électricité par voie éolienne, intégrée aux réseaux interconnectés de transport électrique », thèse de doctorat de l'université Tlemcen, 2004.
28. R. D. Fernandez, P. E. Battaiot, R. J. Mantz "Wind Farm Control Based on Passivity", IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), pp. 1000-1005, 2010.
29. KHAIR A. F. HEMSAS K. E. «Diagnostic des Machines Asynchrones: Utilisation du Modèle Multi Enroulements», 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP'07, 2007.
30. A. Khelassi, « Nouvelle méthodologie de synthèse de lois de commande tolérante aux fautes garantissant la fiabilité des systèmes », phdthesis, Université Henri Poincaré - Nancy I, 2011.

31. J. Cieslak, « AN ARCHITECTURE FOR ACTIVE FAULT TOLERANT CONTROL SYSTEMS - APPLICATION TO A LARGE TRANSPORT AIRCRAFT », Theses, Université Sciences et Technologies - Bordeaux I, 2007.
32. Michel Batteux. Diagnosticabilité et diagnostic de systèmes technologiques pilotés. Thèse de doctorat Intelligence artificielle . Université Paris Sud - Paris XI, 2011. Français.
33. Peter Fogh Odgaard, Jakob Stoustrup, et Michel Kinnaert, « Fault Tolerant Control of WindTurbines-a benchmark mode.»I Preprints of the IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes Barcelona, Spain, June 30 - July 3, 2009.
34. D. Rotondo, F. Nejjari, V. Puig, et J. Blesa, « Fault Tolerant Control of the Wind Turbine Benchmark Using Virtual Sensors/Actuators », présenté à Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, 2012, vol. 8, p. 114-119.
35. S. Simani et P. Castaldi, « Adaptive Fault-Tolerant Control Design Approach for a Wind Turbine Benchmark », présenté à Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, 2012, vol. 8, p. 319-324.
36. M. Sami et R. J. Patton, « An FTC Approach to Wind Turbine Power Maximisation Via T-S Fuzzy Modelling and Control », présenté à Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, 2012, vol. 8, p. 349-354.
37. Odgaard, P., Knudsen, T., Overgaard, A., Steffensen, H., and Jørgensen, M. (2015a). Importance of dynamic inflow in model predictive control of wind turbines. In 9th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems CPES, volume 48, 90–95. New Delhi, India.
38. Odgaard, P.F., Stoustrup, J., 2012. Fault Tolerant Control of Wind Turbines using UnknownInput Observers. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, Mexico City, Mexico, pp. 313–318.
39. Odgaard, P.F., Johnson, K.E., 2013. Wind turbine fault detection and fault tolerant control - An enhanced benchmark challenge. IEEE, pp. 4447–4452.doi:10.1109/ACC.2013.6580525.

40. KAMAL, E., AITOUICHE, A., GHORBANI, R., BAYART, M., 2012. Unknown Input Observer with Fuzzy Fault Tolerant Control for Wind Energy System. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS), Mexico City, Mexico, pp. 946–951.
41. Kim, J., Yang, I., Lee, D., 2012. Control Allocation based Compensation for Faulty Blade Actuator of Wind Turbine. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS), Mexico City, Mexico, pp. 355–340.
42. Montadher, S., Patton, R.J., 2012. An FTC Approach to Wind Turbine Power Maximisation via T-S Fuzzy Modelling and Control. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS), Mexico City, Mexico.
43. Rotondo, Puig, V. (2010). Fault diagnosis and fault tolerant control using set-membership approaches: Application to real case studies. *International Journal of Applied Mathematics and Computer Science*, 20(4), 619–635.
44. Simani, S., Castaldi, P., 2012a. Data-Drive Design of Fuzzy Logic Fault Tolerant Control for a Wind Turbine Benchmark. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS), Mexico City, Mexico, pp. 108–113.
45. Simani, S., Castaldi, P., 2012b. Adaptive Fault-Tolerant Control Design Approach for a Wind Turbine Benchmark. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS), Mexico City, Mexico, pp. 319–324.
46. Sloth, C., Esbensen, T., Stoustrup, J., 2011. Robust and fault-tolerant linear parameter-varying control of wind turbines. *Mechatronics* 21, 645–659. doi:10.1016/j.mechatronics.2011.02.001

47. Yang, X., Maciejowski, J., 2012a. Fault-tolerant model predictive control of a wind turbine benchmark. Presented at the Preprints of the 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS), Mexico City, Mexico, pp. 337–342.
48. P. F. Odgaard, J. Stoustrup, et M. Kinnaert, « Fault-tolerant control of wind turbines: A benchmark model », *Control Syst. Technol. IEEE Trans. On*, vol. 21, no 4, p. 1168–1182, 2013.
49. Wei X., M. Verhaegen, et T. Van den Engelen, « Sensor fault diagnosis of wind turbines for fault tolerant », in *Proceedings of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control*, 2008, vol. 17, p. 3222–3227.
50. P. F. Odgaard, J. Stoustrup, R. Nielsen, et C. Damgaard, « Observer based detection of sensor faults in wind turbines », in *Proceedings of European Wind Energy Conference*, 2009, p. 4421–4430.
51. C. Sloth, T. Esbensen, et J. Stoustrup, « Active and passive fault-tolerant LPV control of wind turbines », in *American Control Conference (ACC)*, 2010, 2010, p. 4640–4646.
52. P. Odgaard, P., Sanchez, H., Escobet, T., and Puig, V. (2015b). Fault diagnosis and fault tolerant control with application on a wind turbine low speed shaft encoder. In *9th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety for Technical Processes*, volume 48, 1357–1362. Paris, France.
53. W. Chen, S. X. Ding, A. Sari, A. Naik, A. Q. Khan, et S. Yin, « Observer-based FDI schemes for wind turbine benchmark », in *Proceedings of IFAC world congress*, 2011, vol. 18, p. 7073–7078.
54. N. Laouti, N. Sheibat-Othman, et S. Othman, « Support vector machines for fault detection in wind turbines », in *Proceedings of IFAC world congress*, 2011, vol. 2, p. 7067–707.
55. A. A. Ozdemir, P. Seiler, et G. J. Balas, « Wind turbine fault detection using counter-based residual thresholding », in *Proceedings of IFAC world congress*, 2011, vol. 18, p. 8289–8294.
56. P. Pisu et B. Ayalew, « Robust fault diagnosis for a horizontal axis wind turbine », in *18th IFAC World Congress*, 2011, p. 7055–7060.

57. J. Blesa Izquierdo, V. Puig Cayuela, J. Romera Formiguera, et J. Saludes Closa, « Fault diagnosis of wind turbines using a set-membership approach », 2011.
58. J. Dong et M. Verhaegen, « Data driven fault detection and isolation of a wind turbine benchmark », in Proceedings of the 18th IFAC World Congress, 2011, p. 7086–7091.
59. F. Kiasi, J. Prakash, S. Shah, et J. M. Lee, « Fault detection and isolation of benchmark wind turbine using the likelihood ratio test », in Proceedings of IFAC World Congress, 2011, p. 7079–7085.
60. D. Chilin, J. Liu, X. Chen, et P. D. Christofides, « Fault detection and isolation and fault tolerant control of a catalytic alkylation of benzene process », Chem. Eng. Sci., vol. 78, p. 155–166, 2012.
61. Puig, V., Quevedo, J., Escobet, T., Nejjari, F., and de las Heras, S. (2008). Passive Robust Fault Detection of Dynamic Processes using Interval Models. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 16(5), 1083–1089.
62. M. Sami et R. J. Patton, « Global wind turbine FTC via TS fuzzy modelling and control », in Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, 2012, vol. 8, p. 325–330.
63. Hamed Habibi, Ian Howard, Silvio Simani, Reliability improvement of wind turbine power generation using model-based fault detection and fault tolerant control: A review. Renewable Energy 2019; 135: 877-896. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.066>
64. A. A. Ozdemir, P. Seiler, et G. J. Balas, « Wind turbine fault detection using counter-based residual thresholding », in Proceedings of IFAC world congress, 2011, vol. 18, p. 8289–8294.
65. M. Sami et R. J. Patton, « Global wind turbine FTC via TS fuzzy modelling and control », in Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, 2012, vol. 8, p. 325–330.
66. Bianchi, F., De Battista, H., and Mantz, R. (2007). Wind Turbine Control Systems. Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Springer, London.

67. Hui Shao, Zhiwei Gao, Xiaoxu Liu, Krishna Busawon, Parameter-varying modelling and fault reconstruction for wind turbine systems. *Renewable Energy* 2018; 116 (Part B): 145-152. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.083>
68. Esbensen, T. and Sloth, C. (2009). *Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Control of Wind Turbines*. Master Thesis, Aalborg University, Denmark.
69. Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., and Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*. JohnWiley and Sons, Ltd. Chichester.
70. BESANÇON, G. *Nonlinear Observers and Applications*, Springer, 2007.
71. Siefeddine CHOUABA., « " Diagnostic et Commande de la machine asynchrone à caged'écureuil à l'aide des observateurs". Mémoire de Stage recherche M2. Université de Poitiers. » 2008.
72. LUENBERGER, D. An introduction to observers. *IEEE Trans. Automatic Control*, 1971.
73. O'REILLY, J. *Observers for linear systems, volume 170. Mathematics in science and engineering*, 1983.
74. A. Akhenak, « Conception d'observateurs non linéaires par approche multi-modèle: application au diagnostic », Dr. L'Institut Natl. Polytech. Lorraine, vol. 16, 2004.
75. K. E. Johnson, L. Y. Pao, M. J. Balas, et L. J. Fingersh, « Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture », *Control Syst.IEEE*, vol. 26, no 3, p. 70–81, 2006.
76. S. Zhao, « *Observer-Based Fault Diagnosis of Wind Turbines* », Wright State University, 2011.