

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



THESE

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

En : Génie Electrique

Spécialité : Électrotechnique **Option** : Commande des machines électriques

Par : Dekali Zouheyr

Sujet

Contribution à la commande d'un simulateur HIL d'éolienne et d'une génératrice asynchrone à double alimentation

Soutenue, le 04/11/ 2021, devant le jury composé de :

Mme Choukchou Braham Amel	Professeur	Univ. Tlemcen	Président
Mr Baghli Lotfi	Professeur	Univ. Tlemcen	Directeur
Mr Boumediene Abdelmadjid	Professeur	Univ. Tlemcen	Co-Directeur
Mr Marouani Khoudir	MCA	Ecole Militaire Polytechnique EMP	Examineur 1
Mr Mechernene Abdelkader	MCA	Univ. Tlemcen	Examineur 2

DÉCLARATION

Moi, **DEKALI Zouheyr** l'auteur correspond de la thèse, je déclare pour ma propre responsabilité que cette est mon travail original et n'a pas été publié avant cette date, et n'a pas été soumise pour une quelconque récompense dans une université ou un établissement d'enseignement supérieur.

Signature



Date

03/06/2021

DEKALI Zouheyr


DEKALI Zouheyr

Auteur correspondant


Laboratoire d'Automatique de Tlemcen LAT


Faculté de Technologie


Université de Tlemcen


 BP 119, 13000 Chetouane Tlemcen Algérie,


 zouheyr.dekali@univ-tlemcen.dz

 0000-0003-3103-2163

 \Dekali Zouheyr

 \dekali zouheyr

 +2130(0) 675 377 561

 <http://lat.univ-tlemcen.dz/index.php>



CERTIFICATION

Cette thèse a été soumise avec mon approbation en tant que directeur de la thèse.

Signature

Date

03/06/2021


BAGHLI Lotfi


Directeur de thèse


Laboratoire d'Automatique de Tlemcen LAT


Faculté de Technologie


Université de Tlemcen

 BP 119, 13000 Chetouane Tlemcen Algérie,

 lotfi.baghli@univ-tlemcen.dz

 0000-0003-3078-3328

 \Baghli Lotfi

 <http://lat.univ-tlemcen.dz/index.php>



Université de Tlemcen Département Génie Electrique
Faculté de Technologie Laboratoire d'Automatique de Tlemcen LAT
BP 119 13000 Chetouane, Tlemcen, Algérie



CERTIFICATION

Cette thèse a été soumise avec mon approbation en tant que Co-directeur de la thèse.

Signature

Date 03/06/2021

Boumediene Abdelmadjid

Co-Directeur de thèse


Laboratoire d'Automatique de Tlemcen LAT


Faculté de Technologie

Université de Tlemcen

 BP 119, 13000 Chetouane Tlemcen Algérie,

 abdelmadjid.boumediene@univ-tlemcen.dz

 0000-0003-3244-2949

 \Boumediene Abdelmadjid

 <http://lat.univ-tlemcen.dz/index.php>

Avant-propos

Les travaux présentés dans cette thèse ont été effectués au sein du **Laboratoire d'Automatique de Tlemcen LAT**, à la Faculté de Technologie de l'Université Aboubakr Belkaïd -Tlemcen.

Ce travail est soutenu par **la Direction Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique (DG RSDT)**.

Avant tout, je voudrais exprimer ma sincère gratitude à mon directeur de thèse, le professeur **Lotfi BAGHLI**, pour son soutien continu durant mes études de doctorat et de mes recherches, pour sa patience, sa motivation, son enthousiasme et ses immenses connaissances. Ses conseils m'ont aidé dans toutes les phases de recherche et de rédaction de cette thèse.

Je tiens à remercier mon Co-directeur de thèse, le professeur **Abdelmadjid BOUMEDIENE** pour son soutien et ses conseils éclairés. Il m'a continuellement encouragée et a toujours été prêt et enthousiaste à m'aider de quelque manière que ce soit tout au long du projet de recherche.

Mes remerciements vont également aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer cette thèse : Messieurs **Khoudir MAROUANI**, Maître de conférences classe A à l'École Militaire Polytechnique d'Alger, et **Abdelkader MECHERNENE**, Maître de conférences classe A à l'Université de Tlemcen, pour avoir accepté d'être les rapporteurs de ce mémoire.

Je remercie vivement Madame **Amal CHOUKCHOU BRAHAM**, Professeur à l'université de Tlemcen, pour avoir approuvé de présider ce jury.

Je remercie également l'ensemble des membres et des collègues du LAT pour leur aide et leur soutien généreux. Travailler avec eux pendant cette période a été une expérience très enrichissante.

Enfin, je remercie du fond du cœur ma famille qui m'a encouragé et a prié pour moi tout au long de mes recherches, en particulier mes parents qui m'ont encouragé dans la voie de la science, mes frères et mes sœurs qui m'ont soutenu émotionnellement.

Sommaire

Déclaration	2
Avant-propos	5
Sommaire	6
Liste des figures	10
Liste des tableaux	16
Tables des symboles et acronymes	17

Chapitre.1 Introduction générale

1	Introduction.....	22
2	Présentation du projet LAT : Réalisations et contrôle intelligent d'une microcentrale	22
2.1	Émulateur de turbine éolienne à base d'une GADA	23
2.2	Emulateur de turbine éolienne à base d'un SG.	25
2.3	Microcentrale photovoltaïque.....	26
2.4	Prototypage d'un système photovoltaïque à onduleur GTI.....	26
2.5	La chaîne YouTube	28
3	Objectifs de la recherche	28
3.1	L'objectif de cette recherche.....	28
3.2	Contributions de la recherche.....	28
4	Bibliographie	28

Chapitre.2 Introduction à la production d'énergie éolienne

1	Introduction.....	32
2	Types de fonctionnement des éoliennes.....	33
3	Classification des éoliennes	33
3.1	Turbines à axe horizontal	34
3.2	Turbines à axe vertical	34
3.2.1	Éolienne de Darrieus	34
3.2.2	Éolienne d'Avonius	35
4	Construction des éoliennes	35
4.1	Parties mécaniques	36
4.1.1	Fondation.....	36
4.1.2	La tour	36
4.1.3	Nacelle.....	36
4.1.4	L'arbre	37
4.1.5	Les pales	37
4.1.6	Boîte de vitesses	37
4.2	Parties électriques.....	37
4.2.1	Générateur électrique.....	37

4.2.2	Convertisseur de puissance.....	37
4.2.3	Transformateur	37
5	Principe de fonctionnement des éoliennes.....	37
6	Avantages et inconvénients des turbines éoliennes	38
7	Différents types de générateurs	39
7.1	Machines asynchrones.....	39
7.2	Machines synchrones	40
7.2.1	Avec excitation externe	40
7.2.2	Avec des aimants permanents.....	40
8	Évolution de la commande robuste des machines électriques.....	40
9	Développement de la fabrication d'éoliennes.....	41
10	Développement des énergies renouvelables	42
11	Énergies renouvelables en Algérie.....	44
12	Potentiel des énergies renouvelable en Algérie.....	44
12.1	Potentiel Solaire :	44
12.2	Potentiel Éolien	45
12.3	Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie	45
13	Configurations des centrales éoliennes.....	46
14	Conclusion	48
15	Bibliographie	48

Chapitre.3 Système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

1	Introduction.....	53
2	Concept d'énergie éolienne.....	53
3	Concept de vitesse fixe	54
3.1	Concept de vitesse variable avec convertisseurs à puissance partielle	54
3.2	Concept de vitesse variable avec convertisseurs de puissance à pleine échelle	55
4	Modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable	56
4.1	Analyse de la vitesse du vent	56
4.2	L'analyse des données de vent	58
4.2.1	Distribution de Weibull	58
4.2.2	Distribution de Rayleigh.....	59
4.2.3	Densité de puissance éolienne	59
4.3	Modélisation de la turbine éoliennes	60
4.3.1	Modèle à simple masse.....	62
4.3.2	Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent.....	63
4.3.3	Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide.....	63
4.4	Contrôle d'angle de calage des pales	64
4.5	Schéma de contrôle global	64
5	Gamme opérationnelle des systèmes d'éoliennes.....	65
5.1	Fonctionnement de l'éolienne autour de vitesse d'enclenchement	65
5.2	Fonctionnement MPPT de l'éolienne	65

5.3	Fonctionnement de l'éolienne autour de vitesse nominale	66
6	Modélisation du GADA	66
6.1	Concept de glissement.....	66
6.2	Équations de puissance.....	68
6.3	Modèle dynamique de la GADA.....	68
6.4	Modèle abc.....	68
6.5	Modèle dq	71
7	Modélisation des convertisseurs de puissance	73
7.1	Modélisation mathématique du convertisseur de puissance	74
7.1.1	Modèle de convertisseur côté réseau CCR	74
7.1.2	Modèle de convertisseur avec filtre inductif.....	76
7.2	Modèle de convertisseur côté machine CCM.....	77
7.3	Le bus continu	77
8	Conclusion	79
9	Bibliographie	79

Chapitre.4 Émulation expérimentale d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

1	Introduction.....	85
2	Présentation du banc d'essai de l'émulateur éolien.....	85
3	Modélisation et contrôle de l'émulateur physique de la turbine éolienne	87
3.1	Modélisation du moteur à courant continu	88
3.2	Stratégie de contrôle du MCC.....	89
4	Contrôle des puissances du GADA.....	90
4.1	Contrôle vectoriel du GADA	90
4.2	Contrôle direct de la puissance de la GADA avec synthèse du contrôleur PI.....	92
5	Contrôle du système éolien à vitesse variable	93
5.1	Structure de l'algorithme MPPT basé sur le TSR.....	94
5.2	Contrôleur de vitesse de la structure MPPT	95
6	L'application AppDesigner d'émulateur éolienne.....	95
6.1	AppDesigner de l'émulateur éolien en régime permanent à vitesse fixe	96
6.2	AppDesigner d'émulateur éolienne en régime permanent à vitesse variable.....	96
7	Test de l'émulateur de la chaîne de conversion d'énergie éolienne.....	97
7.1	Procédure du démarrage et d'arrêt du banc expérimental.....	97
7.1.1	Procédure de démarrage du banc expérimental:	97
7.1.2	Procédure d'arrêt du banc expérimental:.....	97
7.2	Contrôle du système éolien à vitesse fixe	97
7.2.1	Contrôle de la puissance active P_s du GADA à vitesse fixe	98
7.2.2	Contrôle de la puissance réactive Q_s du GADA à vitesse fixe	102
7.3	Contrôle du système éolien à vitesse variable	105
7.3.1	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone.....	105
7.3.2	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone.....	111

7.3.3	Contrôle du système éolien sous un profil de vent réel	117
8	Conclusion	122
9	Bibliographie	123

Chapitre.5 Contrôle par mode glissant d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

1	Introduction.....	128
2	Contrôle du système éolien par l'approche mode glissant.....	128
2.1	Contrôle directe des puissances du GADA par mode glissant d'ordre 1	129
2.2	Algorithme MPPT basée sur le contrôleur de vitesse SMC d'ordre 1	131
2.3	Contrôle du la MCC par mode glissant d'ordre 1	132
2.4	Commande directe des puissances par mode glissant d'ordre supérieur	133
2.5	Algorithme MPPT basée sur le contrôleur de vitesse mode glissant d'ordre supérieur	135
2.6	Contrôle du la MCC par mode glissant d'ordre supérieur.....	136
3	Résultats de simulations	137
3.1	Contrôle du système éolien à vitesse fixe par le mode glissant	137
3.1.1	Contrôle de la puissance active du GADA à vitesse fixe	137
3.1.2	Contrôle de la puissance réactive du GADA à vitesse fixe	139
3.2	Contrôle du système éolien à vitesse variable par le mode glissant	141
3.2.1	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone	141
3.2.2	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone.....	146
3.2.3	Contrôle du système éolien sous un profil de vent réel	150
4	Analyse des indices de performances	154
4.1	Indice IAE (Integral Absolute Error)	154
4.2	Indice ISE (Integral Square Error)	155
5	Conclusion	155
6	Bibliographie	156
	Conclusion.....	159
	Annexe A	162
	Annexe B	167
	Annexe C	175
	Annexe D	178
	Productions scientifiques	189

Liste des figures

Figure 1.1: Intégration de microcentrales intelligentes au réseau de distribution.	23
Figure 1.2: Cluster de 6 PI3 qui émuleront des parties de microcentrales distribuées.	23
Figure 1.3: La structure expérimentale de l'émulateur de turbine éolienne à base d'un GADA.	24
Figure 1.4: Banc expérimental d'émulateur de chaîne de conversion de l'énergie éolienne à base de GADA.	24
Figure 1.5: La structure expérimentale de l'émulateur de turbine éolienne à base d'un GS.	25
Figure 1.6: Banc expérimental d'émulateur de chaîne de conversion de l'énergie éolienne à base d'un GS. .	25
Figure 1.7: Structure expérimentale de la microcentrale photovoltaïque couplé au réseau.	26
Figure 1.8: Prototype du système photovoltaïque à onduleur GTI.	27
Figure 1.9: Banc expérimental du système photovoltaïque à onduleur GTI.	27
Figure 2.1: Premier générateur aérodynamique construit par Charles F. Bruch.	32
Figure 2.2: Gedser Turbine.	32
Figure 2.3: Évolution du coefficient de puissance C_p en fonction du type d'éolienne.	33
Figure 2.4: Turbine éolienne à axe horizontale.	34
Figure 2.5: Éolienne de Darrieus.	34
Figure 2.6: Éolienne d'Avonius.	35
Figure 2.7: Composants principaux de la turbine.	35
Figure 2.8: Structure d'un système d'éolienne.	36
Figure 2.9: Fondation des éoliennes.	36
Figure 2.10: Nacelle des éoliennes.	37
Figure 2.11: Développement des éoliennes entre 1980 et 2020.	42
Figure 2.15: Rayonnement global (Wh/m^2) moyenne annuelle (Période 2002-2011).	44
Figure 2.16: Rayonnement direct (Wh/m^2) moyenne annuelle (Période 2002-2011).	44
Figure 2.17: Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).	45
Figure 2.18: Programme de développement des énergies renouvelables.	45
Figure 2.19: Configurations potentielles de parcs éoliens avec alimentation en courant alternatif et continu.	47
Figure 3.1: Configuration de base d'un système de production d'énergie éolienne.	53
Figure 3.2: Les systèmes de production d'énergie éolienne.	53
Figure 3.3: Schéma d'un système de production d'énergie éolienne à vitesse fixe utilisant un générateur asynchrone à cage d'écureuil.	54
Figure 3.4: Configuration des systèmes d'énergie éolienne à base d'un générateur asynchrone à double alimentation (GADA).	55
Figure 3.5: Configuration d'un système d'énergie éolienne basée sur le concept de convertisseurs électroniques de puissance à pleine échelle.	55
Figure 3.6: Structure générale d'une éolienne à vitesse variable avec convertisseurs à puissance partielle équipé par une GADA et sa commande.	56
Figure 3.7: Localisation des mesures réelles à Tlemcen.	57
Figure 3.8: La variabilité annuelle de vitesse de vent en 2020 à Tlemcen.	57
Figure 3.9: Histogramme de variabilité annuelle des moyennes de vitesse de vent en 2020 à Tlemcen,	57
Figure 3.10: a) distribution de probabilité de Rayleigh PDF, b) distribution cumulative de Rayleigh CDF. .	59
Figure 3.11: Représentation d'une colonne d'air.	60
Figure 3.12: Caractéristiques $C_p(\lambda, \beta)$ de l'éolienne à vitesse variable.	61
Figure 3.13: Modèle à deux masses de couplage mécanique de l'éolienne.	62
Figure 3.14: Modèle à simple masse de couplage mécanique de l'éolienne. a) Modèle ramené sur l'arbre lent. b) Modèle ramené sur l'arbre rapide.	63
Figure 3.15: Le modèle global d'un système éolien à vitesse variable.	64

Figure 3.16: Boucle de contrôle d'angle du calage.....	64
Figure 3.17: Schéma général de contrôle du system éolien à vitesse variable.....	64
Figure 3.18: Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.....	65
Figure 3.19: Modes de fonctionnement à quatre quadrants du GADA.....	67
Figure 3.20: Enroulements triphasés idéaux (stator et rotor) du GADA.....	69
Figure 3.21: Circuit électrique équivalent du GADA.....	69
Figure 3.22: Circuit équivalent du GADA dans le repère dq : (a) sur l'axe d, (b) sur l'axe q.....	73
Figure 3.23: Modèle du GADA dans le référentiel dq.....	73
Figure 3.24: Convertisseur côté réseau CCR.....	74
Figure 25: Formes d'onde de la sortie du convertisseur.....	75
Figure 3.26: Circuit équivalent de la phase de CCR.....	75
Figure 3.27: Circuit équivalent de la phase de CCR avec filtre inductif.....	76
Figure 3.28: Modèle d'onduleur côté réseau.....	77
Figure 3.29: Schéma du convertisseur côté machine (redresseur).....	77
Figure 3.30: Bus continu.....	78
Figure 3.31: Model de bus continu.....	78
Figure 4.1: Configuration générale de l'émulateur éolienne.....	85
Figure 4.2: Banc expérimental de l'émulateur de chaîne de conversion de l'énergie éolienne.....	87
Figure 4.3: Structure de principe de l'émulateur d'éolienne proposé.....	88
Figure 4.4: Modèle électrique de la machine à courant continu à excitation séparée.....	88
Figure 4.5: Modèle mécanique de l'émulateur.....	89
Figure 4.6: Schéma bloc du modèle de la MCC.....	89
Figure 4.7: Schéma général de contrôle de l'émulateur éolien.....	90
Figure 4.8: Orientation du flux statorique du GADA.....	90
Figure 4.9: Modèle simplifié du GADA.....	92
Figure 4.10: Contrôle direct de la puissance du GADA avec des contrôleurs PI.....	93
Figure 4.11: Contrôle PI en boucle fermée des courants de rotor.....	93
Figure 4.12: Schémas de contrôle pour la zone B-C.....	94
Figure 4.13: Principe de l'algorithme MPPT basé sur le TSR.....	94
Figure 4.14: Principe de fonctionnement du MPPT.....	94
Figure 4.15: MPPT basé sur TSR utilisant un contrôleur PI.....	95
Figure 4.16: Digramme de l'interface AppDesigner en fonctionnement à vitesse fixe.....	96
Figure 4.17: Digramme de l'interface AppDesigner en fonctionnement à vitesse variable.....	97
Figure 4.18: Schéma de contrôle des puissances du GADA à vitesse fixe.....	98
Figure 4.19: Puissance active du stator.....	98
Figure 4.20: Courant en quadrature du rotor.....	99
Figure 4.21: Puissance réactive du stator.....	99
Figure 4.22: Courant direct du rotor.....	99
Figure 4.23: Couple électromagnétique du GADA.....	99
Figure 4.24: Vitesse mécanique du rotor.....	100
Figure 4.25: Tensions de rotor du GADA.....	100
Figure 4.26: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu VDC.....	101
Figure 4.27: Erreur à l'entrée des boucles de contrôle PI du courant I_{qr}	101
Figure 4.28: Erreur à l'entrée des boucles de contrôle PI du courant I_{dr}	101
Figure 4.29: Interface AppDesigner en régime permanent de GADA pour $P_s^* = -500W$	101
Figure 4.30: Puissance réactive du stator.....	102
Figure 4.31: Courant direct du rotor.....	102
Figure 4.32: Puissance active du stator.....	102
Figure 4.33: Courant en quadrature du rotor.....	103
Figure 4.34: Couple électromagnétique du GADA.....	103
Figure 4.35: Vitesse mécanique du rotor.....	103

Figure 4.36: Tensions de rotor du GADA.	103
Figure 4.37: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC}	104
Figure 4.38: L'erreur de suivi de boucles de contrôle PI du courant I_{qr}	104
Figure 4.39: L'erreur de suivi de boucles de contrôle PI du courant I_{dr}	104
Figure 4.40: Interface AppDesigner en régime permanent de GADA pour $Q_s^*=0$ Var.	105
Figure 4.41: Schéma général de contrôle d'émulateur éolien proposé.	105
Figure 4.42: Profil de la vitesse du vent.	106
Figure 4.43: Couple électromagnétique du GADA.	106
Figure 4.44: Vitesse mécanique du rotor.	106
Figure 4.45: Contrôle de vitesse du rotor.	107
Figure 4.46: Coefficient de puissance.	107
Figure 4.47: Rapport de vitesse relative de la turbine.	107
Figure 4.48: Courant d'armature du MCC.	108
Figure 4.49: Tension d'armature du MCC.	108
Figure 4.50: Puissance active du stator.	108
Figure 4.51: Courant en quadrature du rotor.	109
Figure 4.52: Puissance réactive du stator.	109
Figure 4.53: Courant en quadrature du rotor.	109
Figure 4.54: Tensions de rotor du GADA.	109
Figure 4.55: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC}	110
Figure 4.56: Interface AppDesigner d'émulateur éolien en fonctionnement hyposynchrone.....	110
Figure 4.57: L'erreur de suivi du courant I_{qr}	110
Figure 4.58: L'erreur de suivi du courant I_{dr}	111
Figure 4.59: L'erreur de suivi du courant I_a	111
Figure 4.60: L'erreur de suivi de la vitesse ω	111
Figure 4.61: Profil de la vitesse du vent V	112
Figure 4.62: Couple électromagnétique du GADA.	112
Figure 4.63: Vitesse mécanique du rotor.	112
Figure 4.64: Contrôle de vitesse du rotor.	113
Figure 4.65: Coefficient de puissance.	113
Figure 4.66: Rapport de vitesse relative de la turbine.	113
Figure 4.67: Courant d'armature du MCC.	113
Figure 4.68: Tension d'armature du MCC.	114
Figure 4.69: Puissance active du stator.	114
Figure 4.70: Courant en quadrature du rotor.	114
Figure 4.71: Puissance réactive du stator.	114
Figure 4.72: Courant en quadrature du rotor.	115
Figure 4.73: Tensions de rotor du GADA.	115
Figure 4.74: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC}	115
Figure 4.75: Interface AppDesigner d'émulateur éolien en fonctionnement hypersynchrone.	116
Figure 4.76: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	116
Figure 4.77: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	116
Figure 4.78: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a	117
Figure 4.79: L'erreur de suivi du trajet de vitesse ω	117
Figure 4.80: Profil de la vitesse du vent.	117
Figure 4.81: Vitesse mécanique du rotor.	118
Figure 4.82: Contrôle de vitesse du GADA.	118
Figure 4.83: Coefficient de puissance.	118
Figure 4.84: Rapport de vitesse relative (TSR) de la turbine.	118
Figure 4.85: Courant d'armature du MCC.	119
Figure 4.86: Tension d'armature du MCC.	119
Figure 4.87: Puissance active du stator.	119

Figure 4.88: Courant en quadrature du rotor.	120
Figure 4.89: Couple électromagnétique du GADA.	120
Figure 4.90: Puissance réactive du stator.	120
Figure 4.91: Courant en quadrature du rotor.	120
Figure 4.92: Tensions de rotor du GADA.	121
Figure 4.93: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC}	121
Figure 4.94: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	121
Figure 4.95: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	121
Figure 4.96: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{mec}	122
Figure 4.97: L'erreur de suivi du trajet de vitesse ω	122
Figure 5.1: Principe de l'approche de contrôle par mode glissant.	128
Figure 5.2: Diagramme du contrôle de la puissance directe du DFIG utilisant le SMC (a) Boucle de contrôle du puissance réactive Q_s (b) Boucle de contrôle du puissance active P_s	131
Figure 5.3: Algorithme MPPT basé sur TSR utilisant le contrôleur SMC.	132
Figure 5.4: Schéma général de contrôle de l'émulateur éolien par l'approche SMC.	133
Figure 5.5: Convergence de l'algorithme de Supertwisting dans.	134
Figure 5.6: Diagramme du contrôle de la puissance direct du DFIG utilisant le SMC-ST (a) Boucle de contrôle du puissance réactive Q_s (b) Boucle de contrôle du puissance active P_s	135
Figure 5.7: Algorithme MPPT basé sur TSR utilisant le contrôleur SMC-ST.	136
Figure 5.8: Schéma général de contrôle de l'émulateur éolien par l'approche SMC-ST.	136
Figure 5.9: Puissance active du stator.	137
Figure 5.10: Courant en quadrature du rotor.	137
Figure 5.11: Puissance réactive du stator.	137
Figure 5.12: Courant direct du rotor.	138
Figure 5.13: Couple électromagnétique du GADA.	138
Figure 5.14: Vitesse mécanique du rotor.	138
Figure 5.15: Tensions du rotor du GADA.	138
Figure 5.16: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	139
Figure 5.17: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	139
Figure 5.18: Puissance réactive du stator.	139
Figure 5.19: Courant direct du rotor.	139
Figure 5.20: Puissance active du stator.	140
Figure 5.21: Courant en quadrature du rotor.	140
Figure 5.22: Couple électromagnétique du GADA.	140
Figure 5.23: Vitesse mécanique du rotor.	140
Figure 5.24: Tensions de rotor du GADA.	141
Figure 5.25: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	141
Figure 5.26: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	141
Figure 5.27: Profil de la vitesse du vent.	142
Figure 5.28: Couple électromagnétique du GADA.	142
Figure 5.29: Vitesse mécanique du rotor.	142
Figure 5.30: Contrôle de vitesse du rotor.	142
Figure 5.31: Coefficient de puissance.	143
Figure 5.32: Rapport de vitesse relative de la turbine.	143
Figure 5.33: Courant d'armature du MCC.	143
Figure 5.34: Tension d'armature du MCC.	143
Figure 5.35: Puissance active du stator.	144
Figure 5.36: Courant en quadrature du rotor.	144
Figure 5.37: Puissance réactive du stator.	144
Figure 5.38: Courant en quadrature du rotor.	144
Figure 5.39: Tensions de rotor du GADA.	145

Figure 5.40: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	145
Figure 5.41: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	145
Figure 5.42: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a	145
Figure 5.43: L'erreur de suivi de vitesse ω	146
Figure 5.44: Profil de la vitesse du vent.	146
Figure 5.45: Couple électromagnétique du GADA.	146
Figure 5.46: Vitesse mécanique du rotor.	147
Figure 5.47: Contrôle de vitesse du rotor.	147
Figure 5.48: Coefficient de puissance.	147
Figure 5.49: Rapport de vitesse relative de la turbine.	147
Figure 5.50: Courant d'armature du MCC.	148
Figure 5.51: Tension d'armature du MCC.	148
Figure 5.52: Puissance active du stator.	148
Figure 5.53: Courant en quadrature du rotor.	148
Figure 5.54: Puissance réactive du stator.	149
Figure 5.55: Courant en quadrature du rotor.	149
Figure 5.56: Tensions de rotor du GADA.	149
Figure 5.57: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	149
Figure 5.58: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	150
Figure 5.59: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a	150
Figure 5.60: L'erreur de suivi de vitesse ω	150
Figure 5.61: Profil de la vitesse du vent.	150
Figure 5.62: Vitesse mécanique du rotor.	151
Figure 5.63: Contrôle de vitesse du rotor.	151
Figure 5.64: Coefficient de puissance.	151
Figure 5.65: Rapport de vitesse relative de la turbine.	151
Figure 5.66: Courant d'armature du MCC.	152
Figure 5.67: Tension d'armature du MCC.	152
Figure 5.68: Puissance active du stator.	152
Figure 5.69: Courant en quadrature du rotor.	152
Figure 5.70: Couple électromagnétique du GADA.	153
Figure 5.71: Puissance réactive du stator.	153
Figure 5.72: Courant en quadrature du rotor.	153
Figure 5.73: Tensions de rotor du GADA.	153
Figure 5.74: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr}	154
Figure 5.75: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr}	154
Figure 5.76: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a	154
Figure 5.77: L'erreur de suivi du trajet de vitesse ω	154

Annexe A

Figure 1: Modèle équivalent monophasé du GADA.	161
Figure 2: Montage pour la mesure de R_s par la méthode volt-ampèremétrique.	161
Figure 3: Montage pour la mesure de R_r par la méthode volt-ampèremétrique.	162
Figure 4: Montage pour l'identification des inductances cycliques de la GADA.	162
Figure 5: La variation d'inductance cyclique L_s en fonction de la tension du stator V_s	163
Figure 6: La variation de la tension du rotor V_r en fonction de la tension du stator V_s	164
Figure 7: La variation d'inductance cyclique L_r en fonction de la tension du rotor V_s	164

Annexe B

Figure 1: Schéma bloc du modèle simplifié du GADA.	167
Figure 2: Schéma bloc du modèle de l'éolienne.	169
Figure 3: Schéma fonctionnel des contrôleurs PI.	170

Figure 4: Schéma fonctionnel des contrôleurs SMC.....	171
Figure 5: Schéma fonctionnel des contrôleurs SMC-ST.....	172
Figure 6: Schéma fonctionnel de simulation de contrôle du GADA à vitesse fixe.....	173
Figure 7: Schéma fonctionnel de simulation de contrôle du GADA à vitesse variable.....	174
 Annexe D	
Figure 1: Capteur de tension à effet Hall LEM LV25-P.....	178
Figure 2: Capteur de tension LV25-P.....	179
Figure 3: Capteur de courant à effet Hall LEM LA55-P.....	180
Figure 4: Capteur de courant LA55-P.....	180
Figure 5: Schéma et cartes de mesure des 3 tensions et des 2 courants.....	182
Figure 6: 1 Schéma et boîtier de mesure de 2 courants.....	183
Figure 7: Boîtier SEMIKRON Semiteach.....	186
Figure 8: Codeur incrémental 1024 points.....	186
Figure 9: Le schéma des connexions du CLP 1104.....	187
Figure 10: Carte d'adaptation des signaux MLI au CPL1104.....	189
Figure 11: L'interface graphique Control Desk™ (MAS fonctionnement moteur, tests).....	189
Figure 12: L'interface graphique Control Desk™ (fonctionnement GADA échelon de 1kW).....	190
Figure 13: L'interface graphique Control Desk™ (fonctionnement GADA avec profil de vent).....	190
Figure 14: Châssis GADA+MCC.....	191
Figure 15: Unité d'alimentation variable transportable.....	191
Figure 16: Autotransformateurs variables LANGLOIS.....	192

Liste des tableaux

Table 1.1: Composants du banc expérimental d'émulateur éolien à base de GADA.	24
Table 1.2: Composants du banc expérimental d'émulateur éolien à base d'un GS.	26
Table 1.3: Composants matériels du prototype.	27
Table 2.1: Turbine à axe horizontal.....	38
Table 2.2: Turbine à axe vertical.....	38
Table 2.3: Principaux fabricants d'éoliennes.....	41
Table 2.4: Programme de développement des énergies renouvelables.	46
Tableau 3.1: Vitesses moyennes mensuelles du vent à Tlemcen en 2020.....	58
Tableau 3.2: Les modes de fonctionnement du GADA en fonction de la vitesse et de la puissance.	68
Tableau 4.1: Composants du banc expérimental d'émulateur.	87
Tableau 5.1: Critères de performances pour le contrôle du GADA à vitesse fixe.	155
Tableau 5.2: Critères de performances pour le contrôle du système éolien à vitesse variable.....	155
Annexe A	
Table 1: Paramètres de la machine asynchrone à double alimentation GADA.....	160
Table 2: Paramètres de la turbine éolienne.....	160
Table 3: Paramètres de la MCC.	160
Table 4: Évolution des paramètres du GADA en essai rotor ouvert.	163
Table 5: Évolution des paramètres du GADA en essai stator ouvert.	164
Annexe D	
Tableau 1: Tableaux des connexions du CLP 1104.	183

Tables des symboles et acronymes

Abréviations

ADC	Analog Digital Converter
CCM	Convertisseur Côté Machine
CCR	Convertisseur Côté Réseau
DSP	Digital Signal Processeur
GADA	Générateur Asynchrone à Double Alimentation
HIL	Hardware In the Loop
IAE	Integral of Absolute Value of the Error
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
ISE	Integral of the Squared Error
MCC	Machine à Courant Continue
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Contrôleur Proportionnel Intégral
PLL	Phase-Locked Loop
PV	Panneau Photovoltaïque
SMC	Sliding Mode Control
SMC-ST	Sliding Mode Control – Supertwisting
ZCD	Zero Crissing Detector

Repères

$\overrightarrow{S_{abc}}$	Axes liés aux enroulements triphasés statoriques
$\overrightarrow{R_{abc}}$	Axes liés aux enroulements triphasés rotoriques
dq	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme)
θ	Position angulaire du rotor par rapport au stator
θ_s	Position angulaire du stator par rapport à l'axe d
θ_r	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe q

Paramètres de la modélisation de la machine asynchrone

R_s	Résistances statorique par phase
R_r	Résistances rotorique par phase
L_s	Inductance cyclique statorique
L_r	Inductance cyclique rotorique

L_m	Inductance cyclique mutuelle (entre stator et rotor)
L_{ss}	Inductances propres d'une phase statorique
L_{rr}	Inductances propres d'une phase rotorique
M	l'inductance mutuelle entre phase statorique et phase rotorique
σ	Coefficient de dispersion ou (de Blondel)
p	Nombre de paires de pôles
J	Moment d'inertie
f	Coefficient de frottements visqueux
T_{em}	Couple électromagnétique
T_r	Couple résistant

Grandeurs électriques

V_{sabc}	Tensions statoriques triphasées
V_{rabc}	Tensions rotoriques triphasées
V_{ds}, V_{qs}	Tensions statoriques diphasées dans le repère dq
V_{dr}, V_{qr}	Tensions rotoriques diphasées dans le repère dq
I_{sabc}	Courants statoriques triphasés
I_{rabc}	Courants rotoriques triphasés
I_{ds}, I_{qs}	Courants statoriques diphasés dans le repère tournant dq
I_{dr}, I_{qr}	Courants rotoriques diphasés dans le repère tournant dq
P_s	Puissance active du stator
Q_s	Puissance réactive du stator

Grandeurs magnétiques

ϕ_{sabc}	Flux magnétiques au stator
ϕ_{ds}, ϕ_{qs}	Flux statoriques diphasés dans le repère tournant dq
ϕ_{rabc}	Flux magnétiques au rotor
ϕ_{dr}, ϕ_{qr}	Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant dq

Grandeurs mécaniques

ω	Pulsation électrique correspondante à la vitesse de rotation
ω_s	Pulsation électrique des grandeurs statoriques
ω_r	Pulsation électrique des grandeurs rotoriques
g	Glissement de la vitesse de rotation
Ω	Vitesse mécanique de rotation

Grandeurs de la turbine

β	Angle d'orientation des pales
T_{aer}	Couple aérogénérateur
C_p	Coefficient de puissance
$C_{p\text{max}}$	Coefficient de puissance maximale
G	Gain du multiplicateur
ρ	Masse volumique de l'air
P_m	Puissance aérogénérateur
R	Rayon de pale
V	Vitesse du vent
λ	Rapport de la vitesse relative
λ_{opt}	Vitesse relative optimal

Chapitre 1 Introduction générale

Dans cette partie, La problématique principale abordé par cette thèse est énoncée et les objectifs sont énumérés avec la portée de l'étude. Nous présentons par ailleurs les intérêts scientifiques et la contribution aux tendances socio-économiques liées à l'introduction des énergies renouvelables au niveau national, le développement de projets de recherche au niveau du Laboratoire d'Automatique de Tlemcen LAT, afin de fournir une expertise locale dans le domaine selon les besoins nationaux.

Chapitre.1 Introduction générale

1	Introduction	22
2	Présentation du projet LAT : Réalisations et contrôle intelligent d'une microcentrale	22
2.1	Émulateur de turbine éolienne à base d'une GADA.....	23
2.2	Emulateur de turbine éolienne à base d'un SG.....	25
2.3	Microcentrale photovoltaïque.....	26
2.4	Prototypage d'un système photovoltaïque à onduleur GTI.....	26
2.5	La chaîne YouTube	28
3	Objectifs de la recherche.....	28
3.1	L'objectif de cette recherche.....	28
3.2	Contributions de la recherche.....	28
4	Bibliographie.....	28

1 Introduction

Le sujet de cette thèse va dans le sens de la prospection et de la maîtrise de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable entamée en Algérie dont le gouvernement a fixé l'objectif de 40% du parc de production à l'horizon 2030.

Les travaux consistent en l'étude et la mise en œuvre d'un banc expérimental à base d'un générateur asynchrone à double alimentation (GADA) entraînée par une machine à courant continu (MCC) qui émule l'éolienne et permettra ainsi de simuler, en "Hardware In the Loop" (HIL), différents profils de vent et cas d'étude.

Le générateur asynchrone à double alimentation (GADA) représente actuellement une des meilleures solutions technico-économiques de production d'énergie électrique à partir d'une éolienne. En effet, elle permet le branchement direct du stator de la machine au réseau électrique de puissance et le contrôle du transfert de puissance à l'aide d'un onduleur / redresseur connecté au rotor de la GADA, qui ne requièrent qu'un tiers de la puissance nominale de production au stator. Cela permet d'opérer à l'aide d'une commande adéquate dans une large gamme de vitesse de vent pour une fréquence de sortie fixe de 50 Hz. Le seul inconvénient reste la nécessité d'un étage de réduction entre l'arbre de l'éolienne et celui du moteur, contrainte que l'on retrouve également dans d'autres solutions.

Afin d'étudier l'insertion de la GADA dans un réseau de distribution, on doit maîtriser son dimensionnement et ses méthodes de contrôle. Cela va dans le sens du changement que subissent les réseaux électriques de puissance, puisque l'on se dirige doucement mais sûrement vers une production distribuée de faible puissance par rapport à la traditionnelle production centralisée de forte puissance. La stabilité du réseau et son contrôle distribué posent des problèmes nouveaux. Un simulateur HIL se pose donc comme un outil d'analyse intéressant.

Le contrôle de la GADA en fonction des aléas climatiques et des contraintes de production d'énergie active et réactive nécessite une souplesse et une robustesse qui échappent aux régulateurs classiques. La prospection vers d'autres types de commandes à base de mode glissant ou d'algorithmes évolutionnaires fera l'objet d'une partie du travail de cette thèse.

Ce sujet de thèse requiert une partie expérimentale conséquente en plus des traditionnelles recherches bibliographiques, de l'état de l'art, de l'étude de dimensionnement et des simulations. Les techniques récentes de contrôle seront examinées pour voir si elles apportent une contribution positive à la commande de ce genre de systèmes.

Ce travail est encadré par le Pr Lotfi BAGHLI, professeur à l'Université Aboubekr Belkaid, Tlemcen, et Co-encadré par le Pr Abdelmadjid BOUMEDIENE, professeur à l'Université Aboubekr Belkaid, Tlemcen.

2 Présentation du projet LAT : Réalisations et contrôle intelligent d'une microcentrale

Le concept d'intégration des ressources énergétiques distribuées pour le développement des micro-réseaux sera très important dans un avenir proche. L'Algérie a lancé un programme ambitieux qui consiste à installer jusqu'à 22 000 MW de capacité de production d'énergie à partir de sources renouvelables d'ici 2030. Cette importante capacité ouvre les portes d'étudier l'impact de la mise en place de nombreuses microcentrales d'énergie renouvelable, et d'analyser leur interaction mutuelle non seulement dans les villes, mais aussi dans les zones rurales [1,2].

Le travail présenté dans cette thèse fait partie d'un grand projet, qui consiste en la conception, la modélisation et la gestion intelligente en temps réel de microcentrales connectées [3–6]. L'objectif principal de ce projet est de gérer la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque) sans créer de perturbations dans le réseau et à les absorber si elles se produisent par la variation de la charge dans le temps. Nous développons des stratégies pour contrôler les microcentrales de manière à ce que chacune produise une quantité exacte d'énergie en temps réel pour suivre la variation de la consommation et passer outre les limitations des variations météorologiques [7–11].

Le travail de notre équipe consiste en l'étude et la mise en place de bancs d'essais expérimentaux pour le contrôle des microcentrales électriques (PV et éoliennes). Ces systèmes permettront de piloter de véritables systèmes de production : Panneaux photovoltaïques, hacheur contrôlé par MPPT, Grid Tie Inverter (GTI)

(onduleur monophasé), émulateur d'éolienne basé sur un générateur asynchrone à double alimentation (GADA) ou sur un générateur synchrone (GS), entraîné par un moteur à courant continu (MCC) émulant l'éolienne.

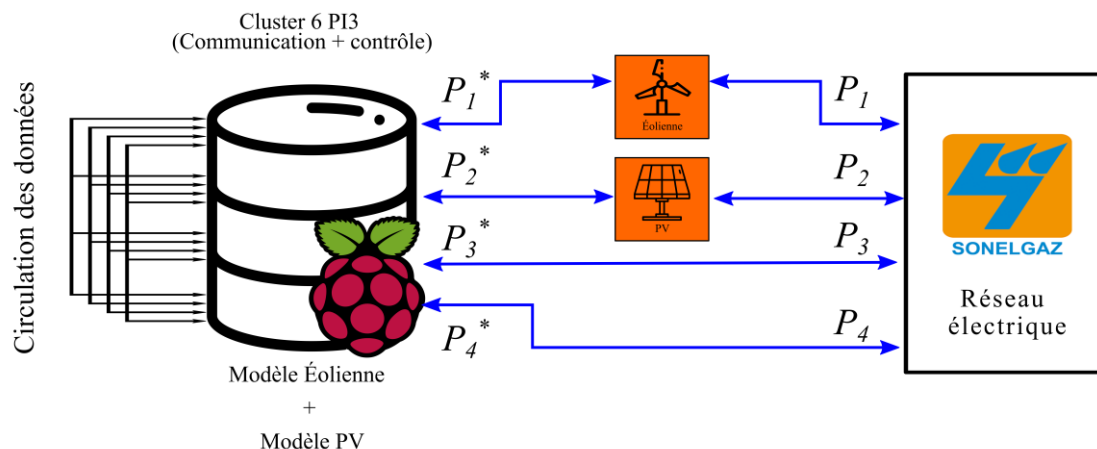


Figure 1.1: Intégration de microcentrales intelligentes au réseau de distribution.

De plus, elles peuvent être émulées par des modèles fonctionnant sur des processeurs embarqués en grappes (Raspberry Pi3). Ainsi, l'ensemble représente un essaim de microcentrales électriques connectées au réseau électrique de distribution, lui-même connecté au réseau électrique de transport (Figure 1.1). La communication de ces systèmes peut se faire entre eux ou via un superviseur central, par TCP IP sur Ethernet, Wi-Fi ou 3G. Il s'agit également d'une carte à faible coût et nous pouvons en empiler plusieurs pour construire un cluster (Figure 1.2) et les contrôler à distance via VNC sur le réseau local.



Figure 1.2: Cluster de 6 Pi3 qui émuleront des parties de microcentrales distribuées.

2.1 Émulateur de turbine éolienne à base d'une GADA.

L'objectif de cette recherche est de construire un banc expérimental à faible coût pour l'émulation en temps réel d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à petite échelle (Figure 1.3) et (Figure 1.4), par l'utilisation d'un moteur à courant continu contrôlé au courant d'induit pour la simulation physique de l'entraînement aérodynamique. Le banc expérimental est opérationnel dans toutes les conditions de fonctionnement d'une véritable éolienne. Ce dispositif gère plusieurs scénarios et points de fonctionnement, et permet d'évaluer de nombreuses lois de contrôle (linéaire / non linéaire) pour le contrôle de la puissance du générateur. Le dispositif HIL a été testée avec succès grâce à la loi de contrôle linéaire PI du GADA. Cependant, une loi de contrôle non linéaire serait plus flexible afin d'améliorer la qualité du contrôle et de réduire les contraintes d'exploitation [12–15].

2.2 Emulateur de turbine éolienne à base d'un SG.

Cette partie décrit la mise en œuvre et le contrôle en temps réel d'un émulateur de chaîne de conversion d'énergie éolienne basé sur un générateur synchrone (SG) utilisant une configuration de convertisseur de puissance pleine échelle (Figure 1.5) et (Figure 1.6). La structure proposée est constituée du couplage mécanique de deux machines de 1,5 kW, d'un moteur à courant continu qui émule les comportements statique-dynamique d'une éolienne tripale à axe horizontal comprenant un multiplicateur idéal, et d'un générateur synchrone qui assure la conversion électromécanique et gère les différents modes de fonctionnement. L'objectif est la conception et l'implémentation de la commande du convertisseur côté réseau afin de contrôler le flux de la puissance active et réactive produite/consommée dans les deux directions entre le générateur et le réseau. Un algorithme expérimental amélioré de contrôle de la tension du réseau par commande vectorielle est étudié et appliqué au convertisseur côté réseau (CCR) pour contrôler les puissances de manière indépendante et instantanée. Les algorithmes de contrôle sont implantés en C, en utilisant la carte de contrôle dSPACE DS1104 pour piloter l'onduleur à 6-IGBT. Les résultats expérimentaux valident l'efficacité du schéma de contrôle proposé pour le CCR. Un banc HIL similaire a déjà été installé et testé avec succès au laboratoire GREEN (Groupe de Recherche en Energie Electrique de Nancy) en France par le Pr BAGHLI Lotfi, lors d'un stage (SSHN), et il est actuellement en construction au LAT à Tlemcen [7].

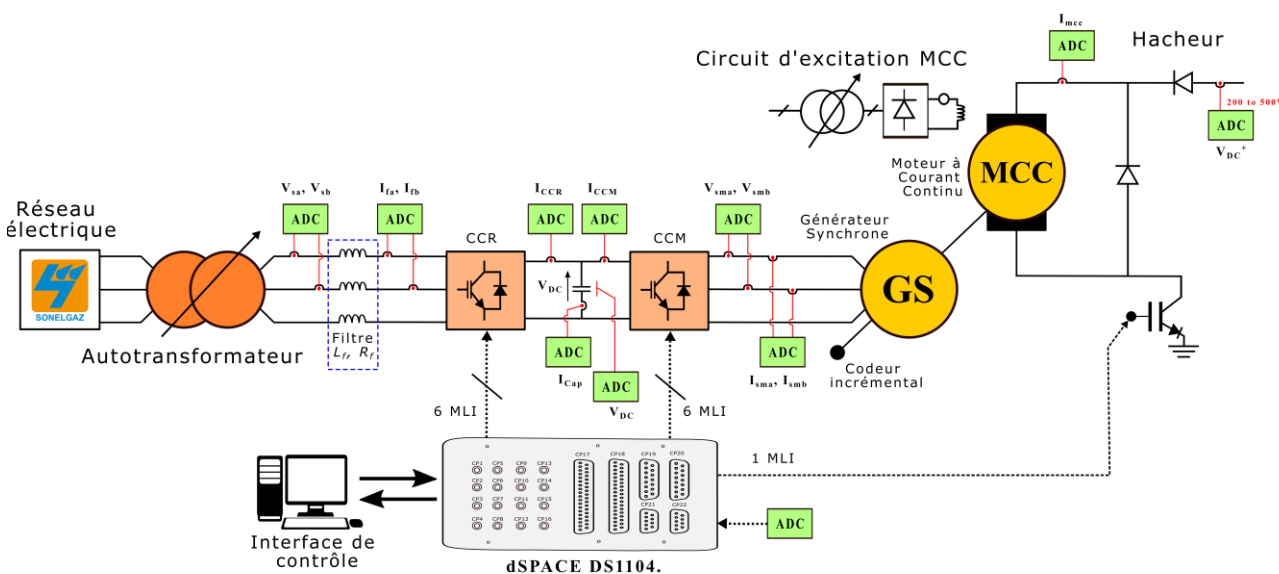


Figure 1.5: La structure expérimentale de l'émulateur de turbine éolienne à base d'un GS.

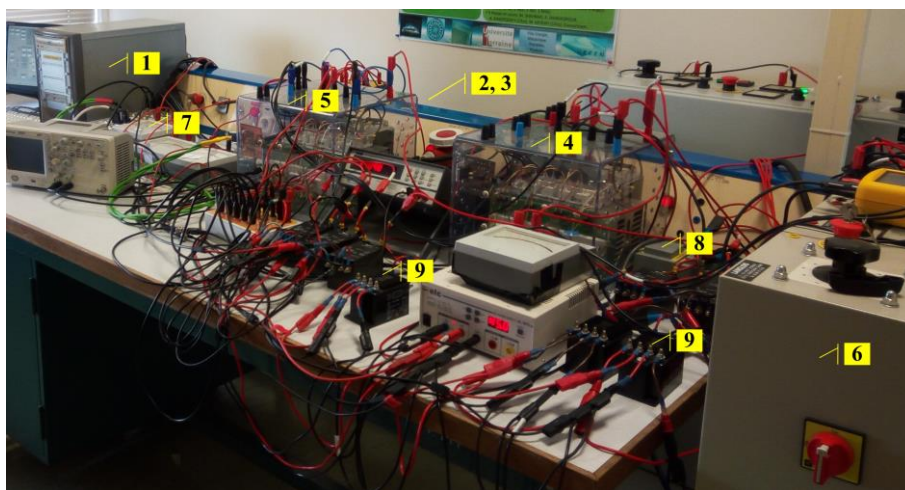


Figure 1.6: Banc expérimental d'émulateur de chaîne de conversion de l'énergie éolienne à base d'un GS.

Table 1.2: Composants du banc expérimental d'émulateur éolien à base d'un GS.

Corposant	Nom
1	PC
2	MCC
3	GS
4	Onduleur (CCR)
5	Onduleur (CCM)
6	Autotransformateur
7	Carte DS1104
8	Filtre
9	Cartes de mesure

2.3 Microcentrale photovoltaïque

Le second prototype consiste en une microcentrale industrielle photovoltaïque de 1,5 kW. Six panneaux PV de 250 W connectés à trois onduleurs à GTI (Grid Tie Inverters), avec une unité de communication (ECU). Un Raspberry Pi3 (RPi3) lit les données de la puissance générée à partir du serveur web de l'ECU et les envoie à la base de données Firebase (DB) (Figure 1.7). Nous développons les stratégies pour contrôler les microcentrales électriques de telle sorte que chacune produise la quantité exacte d'énergie en temps réel pour suivre la variation de la consommation et les changements météorologiques [9].

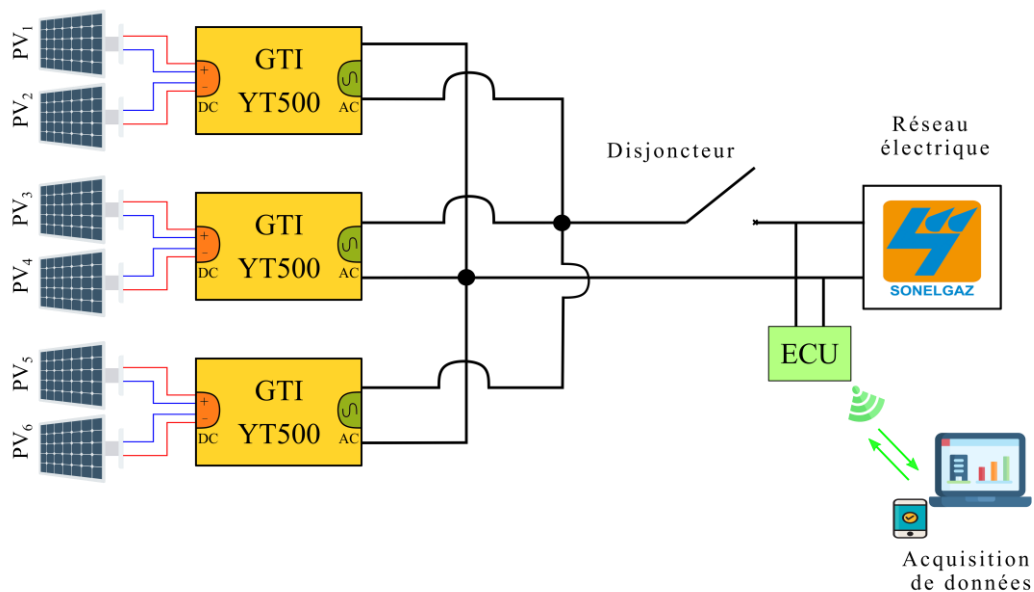


Figure 1.7: Structure expérimentale de la microcentrale photovoltaïque couplé au réseau.

2.4 Prototypage d'un système photovoltaïque à onduleur GTI

Le quatrième système est une microcentrale photovoltaïque de 250 W (Figure 1.8) et (Figure 1.9). Il est en cours de réalisation au LAT. Il est fortement lié à la partie précédente. Il met en œuvre un GTI monophasé. L'étude décrit l'injection indirecte de la puissance active et réactive en utilisant une méthode de détection du passage à zéro (Zero Crossing Detector ZCD) pour maîtriser la synchronisation de la tension générée par l'onduleur avec celle du réseau électrique [16,17]. L'ajustement de la puissance active et réactive injectée se fait en agissant sur le déphasage et l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur.

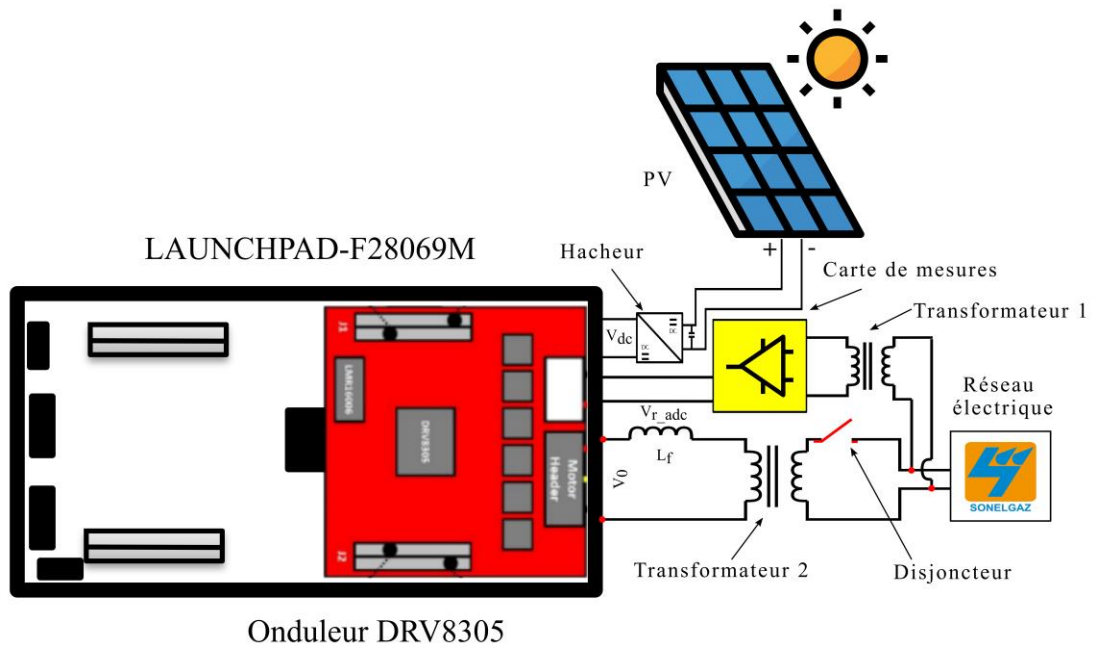


Figure 1.8: Prototypé du système photovoltaïque à onduleur GTI.

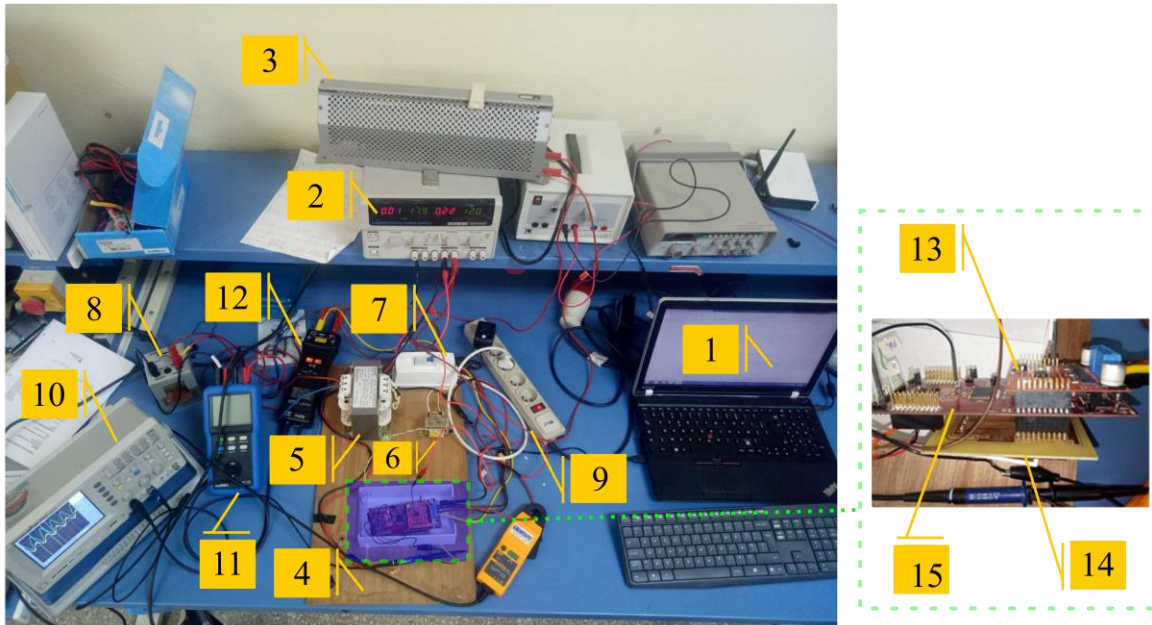


Figure 1.9: Banc expérimental du système photovoltaïque à onduleur GTI.

Table 1.3: Composants matériels du prototype.

Corposant	Nom	Corposant	Nom
1	PC	9	Source réseau
2	Source DC	10	Oscilloscope
3	Rheostat	11	Wattmètre
4	Panneau de soutien	12	Sonde différentielle de tension
5	Transformateur 250 VA	13	Onduleur DRV8305
6	Transformateur 40 VA	14	Transformateur 40 VA
7	Disjoncteur	15	LAUNCHXL-F28069M
8	Inductance 5.2 mH		

2.5 La chaîne YouTube

Afin de donner plus de visibilité à nos travaux, Pr BAGHLI a mis en ligne plusieurs vidéos sur sa chaîne YouTube **embesystems** à but non lucratif. Les vidéos donnent une description détaillée les implémentations expérimentales, les tests expérimentaux, les structures des programmes ainsi que de nombreuses autres vidéos éducatives. Ci-dessous, un lien vers la chaîne YouTube.

[\[https://www.youtube.com/channel/UCXz-fjR26wZPecy5eZCJa7g\]](https://www.youtube.com/channel/UCXz-fjR26wZPecy5eZCJa7g)

3 Objectifs de la recherche

3.1 L'objectif de cette recherche

- De construire un banc expérimental à faible coût pour l'émulation en temps réel d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à petite échelle.
- Le contrôle de production d'énergie active et réactive de la GADA en fonction des données climatiques et les contraintes de production.
- Amélioration des techniques de contrôle pour augmenter la qualité de l'énergie produite, ainsi que l'algorithme MPPT pour extraire la puissance maximale disponible.
- Développement d'une application logicielle pour la gestion et la protection du système d'énergie éolienne.

3.2 Contributions de la recherche

- Explications détaillées du fonctionnement d'un système d'énergie éolienne.
- Le banc d'essai réalisé permet de comprendre comment le système réel est construit et peut servir de guide pour construire un banc d'essai à petite échelle dans un laboratoire.
- Les travaux réalisés constituent un outil pédagogique pour la formation des doctorants sur le terrain, mais ils peuvent également contribuer à la révolution nationale de l'énergie verte.

4 Bibliographie

- [1] Centre de Développement des Energies Renouvelables. Bulletin Des Energies Renouvelables. Algérie, 2021.
- [2] MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES. Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Énergie. Algérie, 2021.
- [3] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. "Real-Time Emulation of a Grid-Connected Wind Energy Conversion System Based Double Fed Induction Generator Configuration under Random Operating Modes." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 23, No. 3, 2021, pp. 207–219. <https://doi.org/10.18280/ejee.230305>.
- [4] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. "Real-Time Emulation of a Grid-Connected Wind Energy Conversion System Based Double Fed Induction Generator Configuration under Random Operating Modes." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 23, No. 3, 2021, pp. 207–219. <https://doi.org/10.18280/ejee.230305>.
- [5] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. "Improved Hardware Implementation of a TSR Based MPPT Algorithm for a Low Cost Connected Wind Turbine Emulator under Unbalanced Wind Speeds." *Energy*, Vol. 232, 2021, p. 121039. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121039>.
- [6] Terfa, H., Baghli, L., and Bhandari, R. "Impact of Renewable Energy Micro-Power Plants on Power Grids over Africa." *Energy*, Vol. 238, 2022, p. 121702. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121702>.
- [7] Dekali, Z., Baghli, L., Lubin, T., and Boumediene, A. "Grid Side Inverter Control for a Grid Connected Synchronous Generator Based Wind Turbine Experimental Emulator." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 23, No. 1, 2021, pp. 1–7. <https://doi.org/10.18280/ejee.230101>.
- [8] Tara, K., Sarkar, A. K., Khan, M. A. G., and Mou, J. R. Detection of Cardiac Disorder Using MATLAB Based Graphical User Interface (GUI). Presented at the 2017 IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC), Dhaka, 2017.
- [9] Terfa, H., Baghli, L., and Bhandari, R. Distributed Renewable Energy Micro-Power Plants: A Solution For New and Existing Power Grids Over Africa. Presented at the 4th SEE SDEWES conference, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2020.
- [10] Terfa, H., Baghli, L., and Bhandari, R. Real Time Simulations of Power Systems in Transient Stability with Power System Stabilizers. Presented at the PAUWES Research-2-Practice Forum 2018 - PAUWES CoP, Tlemcen, Algeria.

- [11] Wollz, D. H., da Silva, S. A. O., and Sampaio, L. P. “Real-Time Monitoring of an Electronic Wind Turbine Emulator Based on the Dynamic PMSG Model Using a Graphical Interface.” *Renewable Energy*, Vol. 155, 2020, pp. 296–308. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.096>.
- [12] Dekali, Z., Baghli, L., Boumediene, A., and Djemai, M. Control of a Grid Connected DFIG Based Wind Turbine Emulator. Presented at the 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA), Rome, 2018.
- [13] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. “Experimental Implantation of an Emulator of a Wind Energy Conversion Chain System Based on Double Fed Induction Generator.” 11th Scientific and Technical Days INNOVATION AND PARTNERSHIP IN A GLOBAL CONTEXT OF ENERGY TRANSITION, 2018.
- [14] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. Indirect Power Control for a Grid Connected Double Fed Induction Generator Based Wind Turbine Emulator. Presented at the 2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE), Algiers, Algeria, 2019.
- [15] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. Experimental Emulation of a Small Wind Turbine Under Operating Modes Using DC Motor. Presented at the 2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA), Elazig, Turkey, 2019.
- [16] Merah, M., Baghli, L., and Boumediene, A. Prototyping of Photovoltaic Grid-Tie Inverter with Active and Reactive Power Injection. Presented at the 2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE), Algiers, Algeria, 2019.
- [17] Mohamed, M., Baghli, L., and Boumediene, A. “Simulation and Comparison Between Conventional and Interleaved Buck-Boost Converter for Grid-Connected PV System.” Research-2-Practice Forum on Renewable Energy, Water and Climate Security in Africa, , 2018.

Chapitre 2 Introduction à la production d'énergie éolienne

Ce chapitre, une vue d'ensemble de la production d'énergie éolienne et de l'évolution des systèmes est brièvement introduit. Ainsi, il présente une définition du système avec ses principes fondamentaux, la construction des turbines éoliennes, et les tendances futures de l'énergie éolienne et sa contribution au système énergétique mondial.

Chapitre.2 Introduction à la production d'énergie éolienne

1	Introduction	32
2	Types de fonctionnement des éoliennes	33
3	Classification des éoliennes	33
3.1	Turbines à axe horizontal	34
3.2	Turbines à axe vertical.....	34
3.2.1	Éolienne de Darrieus	34
3.2.2	Éolienne d'Avonius	35
4	Construction des éoliennes.....	35
4.1	Parties mécaniques	36
4.1.1	Fondation.....	36
4.1.2	La tour	36
4.1.3	Nacelle.....	36
4.1.4	L'arbre	37
4.1.5	Les pales	37
4.1.6	Boîte de vitesses	37
4.2	Parties électriques.....	37
4.2.1	Générateur électrique.....	37
4.2.2	Convertisseur de puissance.....	37
4.2.3	Transformateur	37
5	Principe de fonctionnement des éoliennes	37
6	Avantages et inconvénients des turbines éoliennes.....	38
7	Différents types de générateurs.....	39
7.1	Machines asynchrones.....	39
7.2	Machines synchrones.....	40
7.2.1	Avec excitation externe	40
7.2.2	Avec des aimants permanents.....	40
8	Évolution de la commande robuste des machines électriques	40
9	Développement de la fabrication d'éoliennes.....	41
10	Développement des énergies renouvelables.....	42
11	Énergies renouvelables en Algérie	44
12	Potentiel des énergies renouvelable en Algérie	44
12.1	Potentiel Solaire :	44
12.2	Potentiel Éolien	45
12.3	Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie.....	45
13	Configurations des centrales éoliennes	46
14	Conclusion.....	48
15	Bibliographie.....	48

1 Introduction

Avant la révolution industrielle du 19^{ème} siècle, la quasi-totalité de l'énergie était utilisée à partir de sources renouvelables. Le vent a été l'une des premières ressources énergétiques découvertes, il a été utilisé dans le transport par navigation il y a plus de 4000 ans par les Égyptiens. Il a aussi été utilisé dans la vie quotidienne comme dans les moulins pour moulin le grain [1]. Les premiers moulins à vent ont été conçus il y a 2000 ans par les Perses, pour le transport de l'eau. En [1846- 1908] Paul La COUR - météorologue danois a expérimenté l'utilisation d'une éolienne pour faire tourner un générateur de courant continu afin de générer de l'énergie électrique. Au cours de l'hiver [1887-1888], l'Américain Charles Francis Brush construit la première éolienne et le premier générateur électrique (12 kW) pour alimenter sa maison en énergie électrique en utilisant une batterie comme unité de stockage (Figure 2.1) [2].

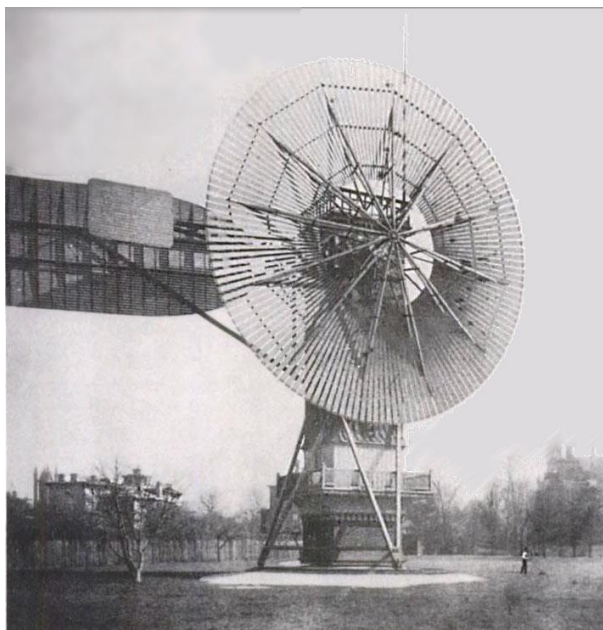


Figure 2.1: Premier générateur aérodynamique construit par Charles F. Brush.

En 1957, l'un des étudiants de La COUR 'Johannes JUUL', a créé la première éolienne générant du courant alternatif 200 kW (turbine Gedser) (Figure 2.2) [3].



Figure 2.2: Gedser Turbine.

2 Types de fonctionnement des éoliennes

Les éoliennes peuvent tourner autour d'un axe horizontal ou vertical, le premier étant plus ancien et plus répandu. Les modèles à axe vertical produisent une plus petite quantité d'énergie et ne sont pas aussi répandus [4]. La figure 2.3 montre pourquoi aujourd'hui la plupart des éoliennes sont équipées de trois pales. En effet, c'est avec le nombre de pales que le coefficient de puissance C_p , qui joue un rôle clé dans la formule de l'énergie éolienne, atteint sa valeur maximale [1,5].

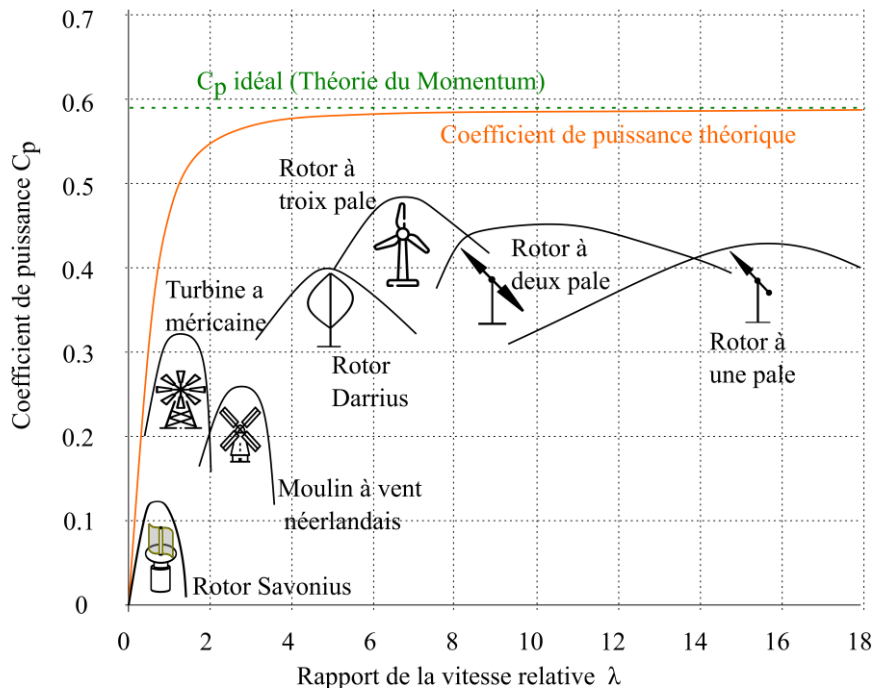


Figure 2.3: Évolution du coefficient de puissance C_p en fonction du type d'éolienne.

La figure 2.3 montre également que si l'on souhaite obtenir un coefficient de puissance maximal C_p , alors λ doit être maintenu à une valeur constante. Comme la vitesse du vent et le rayon de la pale après la fabrication sont tous deux hors de contrôle et qu'il n'est pas possible de les modifier, la vitesse de rotation Ω doit être adaptée en temps réel. Cette adaptation est appelée contrôle de la vitesse variable et permet de travailler constamment au point de puissance maximale [6,7]. Les éoliennes de grande puissance, principalement destinées à être raccordées au réseau électrique, fonctionnent selon des méthodes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) telles que l'orientation de la nacelle pour capturer la puissance maximale du vent, le système de tangage basé sur une action de calage avec un pas variable qui incline les pales, ou le système de décrochage conduisant à un arrêt aérodynamique. Ces premières méthodes MPPT sont actives, tandis que le système de décrochage est passif. Ce système consiste à concevoir la forme des pales, ce qui est réalisé par modélisation numérique puis par validation en soufflerie sur la base d'un prototype à échelle réduite [8,9].

3 Classification des éoliennes

Les éoliennes sont classées en fonction du point de vue du domaine de recherche. Par exemple, du point de vue du contrôle, elles sont classées en deux catégories principales [10]:

- Les éoliennes et/ou turbines à vitesse fixe.
- Les éoliennes et/ou turbines à vitesse variable.

Les éoliennes sont également classées en trois catégories principales en fonction de la puissance mécanique générée [11]:

- Petite échelle : puissance nominale inférieure à 40 kW.
- Moyenne échelle : puissance nominale comprise entre 40 kW et 100 kW.
- Grande échelle : puissance nominale supérieure à 1MW.

Alors que, du point de vue d'axe des pales, les turbines sont classées en deux types principaux :

- Turbines à axe horizontal.
- Turbines à axe vertical.

3.1 Turbines à axe horizontal

Les turbines à axe horizontale sont le type le plus couramment utilisé, elles sont composées de trois pales généralement, d'un réducteur, d'un arbre et d'un générateur électrique, tous ces éléments sont installés dans la nacelle, au sommet de la tour (Figure 2.4) [12].



Figure 2.4: Turbine éolienne à axe horizontale.

3.2 Turbines à axe vertical

Les types les plus couramment utilisés sont les turbines Darrieus et Savonius [2].

3.2.1 Éolienne de Darrieus

L'éolienne de Darrieus est communément appelée "Eggbeater" car elle ressemble à un batteur d'œufs géant (Figure 2.5). C'est l'une des éoliennes à axe vertical les plus réussies. La caractéristique la plus attrayante de ce type, c'est que les dispositifs de génération et de transmission sont situés au niveau du sol. En outre, elle est capable de capter les vents de toutes les directions. Cependant, ces avantages sont contrebalancés par une réduction de la capture d'énergie puisque les vents interceptés par le rotor ont moins d'énergie. De plus, malgré le fait que le générateur et la transmission soient situés au niveau du sol, l'entretien n'est pas simple car il nécessite généralement le démontage du rotor. C'est principalement pour ces raisons que l'utilisation des éoliennes à axe vertical a considérablement diminué au cours des dernières décennies [13].



Figure 2.5: Éolienne de Darrieus.

3.2.2 Éolienne d'Avonius

Ce type de turbines fonctionne sur le principe de la force de traînée différentielle, en effet, la force exercée par le vent sur chaque pale a des intensités différentes (Figure 2.6). Ainsi, il en résulte un couple provoquant la rotation de la turbine [14].



Figure 2.6: Éolienne d'Avonius.

4 Construction des éoliennes

La fonction du système de production d'énergie éolienne est de récolter l'énergie cinétique du vent et de la convertir en énergie électrique et enfin de l'injecter dans le réseau [3]. La configuration du système de turbine éolienne qui est composé de deux parties mécanique et électrique, peut-être simplifiée comme indiqué dans la figure 2.7.

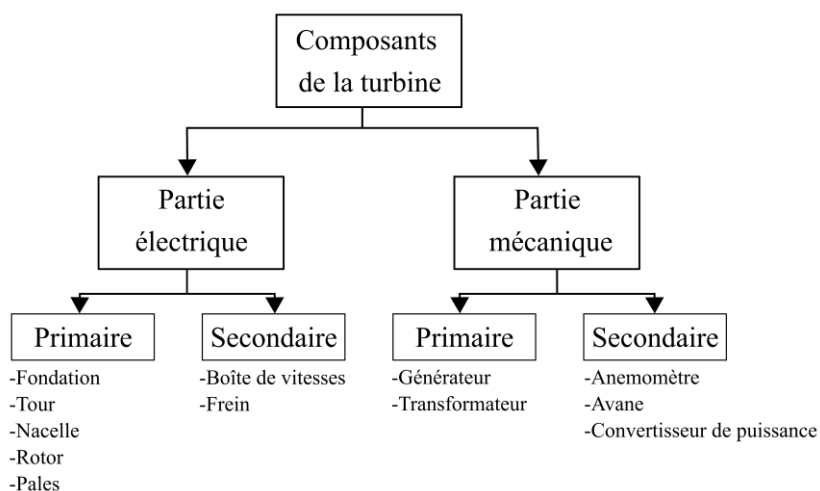


Figure 2.7: Composants principaux de la turbine.

L'éolienne la plus utilisée est l'éolienne horizontale [3,12]. Les pales, l'arbre et la nacelle de l'éolienne sont installés sur une haute tour (figure 2.8). La pale tourne sous la force du vent et l'énergie éolienne est captée et convertie en énergie mécanique dans l'arbre. La vitesse angulaire de rotation de l'arbre est augmentée à l'aide de la boîte de vitesse afin qu'elle soit compatible avec le générateur. L'énergie mécanique provenant du vent est convertie en énergie électrique par le générateur. Elle est ensuite transmise au convertisseur électronique de puissance au sol via le câble d'alimentation, qui est connecté au transformateur du réseau. La nacelle fournit

de l'espace pour les composants tels que l'arbre, la boîte de vitesses et le frein sur la tour, et peut également orienter l'éolienne vers la direction du vent par un mouvement de lacet [2].

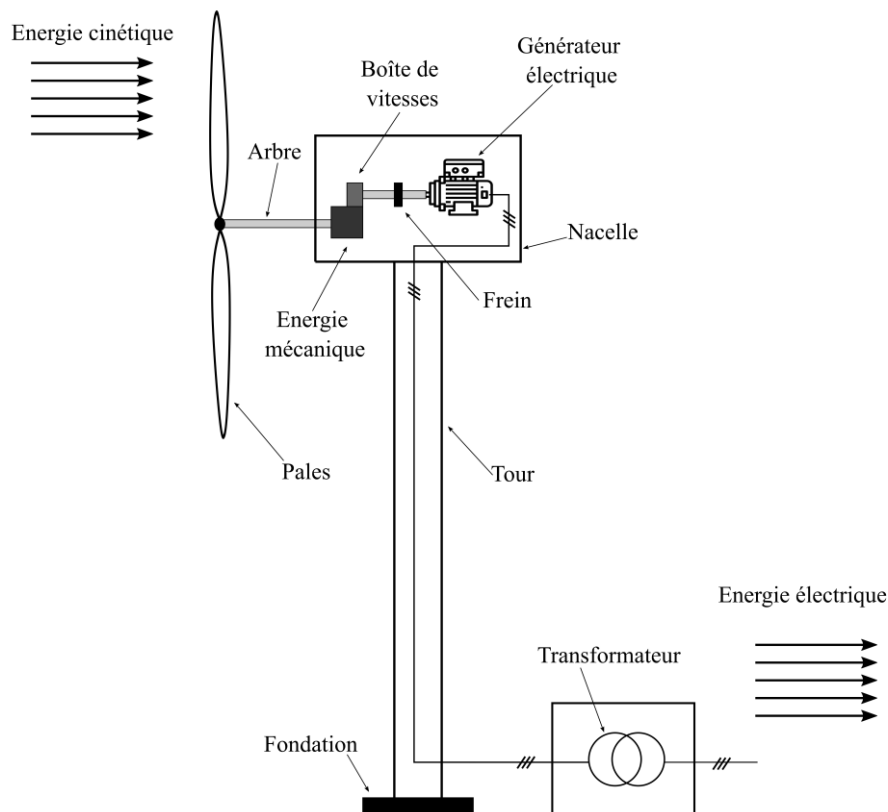


Figure 2.8: Structure d'un système d'éolienne.

4.1 Parties mécaniques

4.1.1 Fondation

Il s'agit d'une grande et lourde structure en béton immergée dans le sol afin de maintenir la tour et les autres parties de l'éolienne (Figure 2.9).



Figure 2.9: Fondation des éoliennes.

4.1.2 La tour

Il sert à soutenir et à maintenir en l'air (hors du sol) les pales de la turbine, le rotor, la boîte d'engrenages et le générateur.

4.1.3 Nacelle

C'est la chambre qui contient et protège le générateur électrique, l'arbre de haute et de basse vitesse, le système de contrôle d'orientation lacet, et le système de contrôle (figure 2.10).

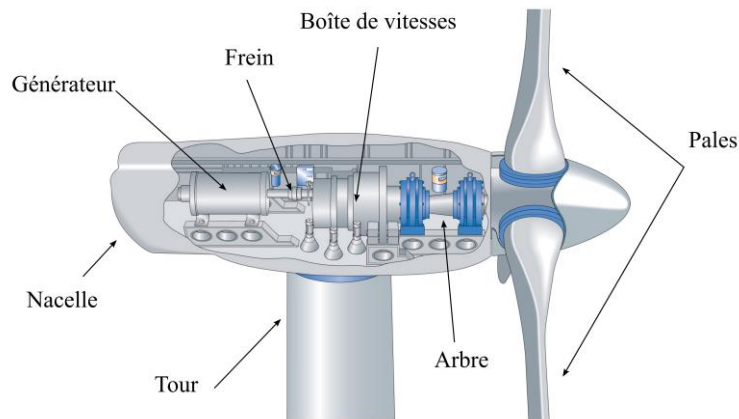


Figure 2.10: Nacelle des éoliennes.

4.1.4 L'arbre

Il s'agit de la partie de connexion entre les pales et le générateur. Dans certains types de turbines, lorsque la boîte de vitesses est utilisée, il y a deux côtés d'arbre : le côté haute vitesse et le côté basse vitesse.

4.1.5 Les pales

Elles constituent la partie principale responsable de la transformation de l'énergie éolienne en énergie mécanique. Elles représentent la zone de transformation de l'énergie, leur longueur a une relation directe avec la production d'énergie, dénotée dans la modélisation mathématique par R^2 .

4.1.6 Boîte de vitesses

Elle est utilisée pour augmenter la vitesse de rotation de l'arbre du générateur électrique, par rapport à la vitesse du côté basse vitesse. En effet, on doit être proche de la vitesse de synchronisme de la machine utilisée.

4.2 Parties électriques

4.2.1 Générateur électrique

Il est utilisé pour convertir l'énergie mécanique sur l'arbre en énergie électrique. Les générateurs électriques généralement utilisés sont des machines synchrones ou asynchrones.

4.2.2 Convertisseur de puissance

Le convertisseur de puissance fonctionne comme une interface entre le générateur et le réseau électrique. Il convertit l'énergie électrique originale du générateur, qui peut être instable en termes d'amplitude ou de fréquence, en une énergie électrique relativement stable, qui est mieux acceptée par le réseau électrique. D'autre part, le convertisseur de puissance contrôle également le générateur afin de coopérer avec l'éolienne pour obtenir une meilleure efficacité de récolte d'énergie [15–18]. Selon les méthodes de commande, il faut généralement deux convertisseurs statiques fonctionnant en back-to-back via un bus continu (DC). On peut ainsi maîtriser l'injection de puissance active et réactive sur le réseau.

4.2.3 Transformateur

Le transformateur est utilisé pour élever la tension de sortie du convertisseur de puissance vers une tension plus élevée, compatible avec le niveau de tension du réseau.

5 Principe de fonctionnement des éoliennes

Le principe de fonctionnement d'un générateur (aéro/hydro) est pratiquement le même que celui d'un moulin à vent, l'énergie cinétique du vent ou des courants d'eau frappe la surface des pales, ce qui fait tourner les pales du générateur (aéro/hydro), les pales sont fixées sur le rotor et couplées à un générateur électrique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique [19].

Ainsi, la puissance générée par une éolienne dépend de certains facteurs qui peuvent être utilisés pour déterminer la puissance qui peut être extraite du vent, ces facteurs sont exprimés dans l'expression mathématique suivante [7]:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\beta, \lambda) \quad (2.1)$$

Où : ρ est densité de l'air ou de l'eau, πR^2 surface balayée, V^3 vitesse du vent, C_p coefficient de puissance. C'est la puissance théorique maximale récupérable de la puissance incidente du vent qui traverse l'éolienne. Cette limite dite de Betz est exprimée ici par la valeur limite que peut prendre le coefficient de puissance C_p .

Le rendement d'une turbine est déterminé par la quantité d'énergie que les pales de la turbine peuvent extraire du vent ou des courants d'eau en mouvement. Par conséquent, le coefficient de puissance est une fonction du rendement de la turbine [20].

L'énergie produite par les éoliennes est appelée énergie éolienne, c'est une énergie propre, répartie géographiquement. De plus, elle n'émet pas de CO₂ et ne produit pas de déchets nucléaires. L'énergie éolienne captée et convertie reste assez complexe, car elle varie avec le temps et les saisons.

6 Avantages et inconvénients des turbines éoliennes

Les avantages et inconvénients des turbines éoliennes sont classés dans le tableau suivant [21]:

Table 2.1: Turbine à axe horizontal.

Avantages	Inconvénients
✓ Vitesse de rotation élevée par rapport aux turbines à axe vertical.	× Un système de contrôle complexe est nécessaire pour atteindre des performances élevées.
✓ Peut être orienté pour suivre la direction du vent grâce au système de contrôle du lacet.	× Contrainte mécanique due à sa perpendicularité à la direction du vent.
✓ L'angle du calage peut être réglé à distance pour extraire la puissance maximale disponible dans le vent.	× Elle doit être à une hauteur suffisante.
✓ Les turbines à axe horizontal sont des turbines à démarrage automatique.	× Consomme une grande superficie de terrain.
✓ Les dommages sont minimisés grâce au système de tangage qui peut s'arrêter par vent fort.	× Pollution visuelle et sonore.
✓ Haute efficacité de la production d'énergie des pales d'arbre.	× L'hydrolienne peut constituer un obstacle à la navigation dans les sites offshore.

Table 2.2: Turbine à axe vertical.

Avantages	Inconvénients
✓ Elle est bidirectionnelle.	× Faible rendement par rapport aux éoliennes horizontales
✓ Le générateur, la boîte de vitesses et les autres composants sont placés sur le sol.	× Une poussée initiale est nécessaire pour démarrer.
✓ Faible coût de production par rapport à une éolienne à axe horizontal.	× Elles ont des vibrations relativement élevées.

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ Elle n'a pas besoin d'être orientée, donc l'entraînement en lacet et le mécanisme de tangage ne sont pas nécessaires. ✓ Facile à installer. ✓ Faibles coûts d'entretien ✓ Faible risque pour les humains et les oiseaux, car les pales se déplacent à une vitesse relativement faible. | <ul style="list-style-type: none"> × En raison des vibrations, l'usure des roulements augmente, ce qui entraîne une hausse des coûts de maintenance. × Pollution sonore. × Elle nécessite des câbles en acier pour la maintenir en place. |
|---|--|

7 Différents types de générateurs

Différents types de machines électriques peuvent être utilisés dans un aérogénérateur [22]:

7.1 Machines asynchrones

Les machines électriques asynchrones sont plus simples à fabriquer et moins coûteuses. Elles se divisent en deux grandes catégories, la première est celle des machines à cage d'écureuil et l'autre celle des machines à double alimentation [18].

Les machines asynchrones à cage d'écureuil ont l'avantage d'être standardisées et fabriquées en grandes quantités et à très grande échelle de puissance. Elles sont également moins exigeantes en termes de maintenance et ont un taux de défaillance très faible [23]. Dans les éoliennes de dimensions importantes (forte puissance et grand rayon de pale), la vitesse de rotation est faible. Or, il n'est pas possible de concevoir un générateur asynchrone avec un retour lent correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine à induction un multiplicateur de vitesse mécanique. Une solution parfois utilisée consiste à modifier la configuration de l'enroulement statorique (nombre de pôles) et donc l'utilisation d'une machine de type Dahlander, mais là encore le rendement n'est pas optimal sur toute la plage de vent.

Une autre possibilité est d'utiliser un variateur de fréquence, mais celle-ci est généralement coûteuse (fréquence variable et multiplicateur de vitesse) et donc rarement utilisée [24]. Ces machines peuvent être facilement utilisées dans les grandes éoliennes en raison de la vitesse de rotation des pales et de la possibilité d'un entraînement direct. Cependant, en plus d'un rendement énergétique inférieur à celui des systèmes à fréquence variable, la rigidité de l'éolienne provoque des changements soudains de puissance et des problèmes de réseau en cas de chute du vent sont leurs principaux inconvénients [25].

La machine asynchrone à double alimentation est actuellement l'une des deux solutions concurrentes dans les applications éoliennes à vitesse variable. Dans ce cas, le stator de la génératrice est directement couplé au réseau le plus souvent par un transformateur. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines possèdent un rotor bobiné dont le contrôle de ses courants assure la variation du glissement. Cela permet de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse dépendant du type et du dimensionnement du rotor de l'éolienne. Ces machines sont un peu plus complexes que les moteurs à induction à cage avec lesquels elles partagent un besoin de multiplicateur de vitesse. Leur puissance est légèrement diminuée par la présence de bagues et de balais, mais les avantages du fonctionnement à vitesse variable sont considérables. Les avantages du fonctionnement à vitesse variable sont un atout suffisant pour de nombreux fabricants (Vestas, Gamesa, etc.) pour utiliser ce type de machine [2]. Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont généralement légèrement inférieures à celles des machines à cage d'écureuil, alors les vitesses du multiplicateur de rapport peuvent être plus petites. Une solution alternative et très intéressante pour obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse synchronisme est de coupler le rotor du générateur à un rotor à double alimentation à travers deux convertisseurs triphasés, l'un en mode redresseur et l'autre en mode onduleur. En général, la conception du rotor de l'éolienne est limitée à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, ce qui est suffisante pour une variation d'environ 30% de la plage de vitesse. C'est son principal avantage, tandis que son principal inconvénient est lié aux interactions avec le réseau, en particulier les surintensités causées par les chutes de tension du réseau [7].

7.2 Machines synchrones

Depuis plusieurs décennies, l'industrie utilise le moteur à courant continu, dont le principal avantage est d'être facilement contrôlable grâce au découplage naturel du flux et du couple. D'un autre côté, la présence du système de balais collecteurs a toujours été un gros problème pour le moteur qui limite la puissance nominale et la vitesse maximale. En outre, cela présente des difficultés pour maintenir un fonctionnement continu en prévoyant des interruptions, ce qui limite de plus en plus son utilisation. C'est pour ces raisons et grâce aux progrès de l'électronique de puissance que l'industrie s'est orientée vers l'utilisation de machines à courant alternatif pour bénéficier d'avantages tels que la flexibilité du taux de changement de vitesse et la stabilité du fonctionnement. Parmi les machines à courant alternatif utilisées dans les variateurs, les machines synchrones à aimant permanent (MSAP) présentent un certain nombre d'avantages, à savoir l'absence de pertes dans le rotor, une faible inertie et un couple massique élevé par rapport aux machines asynchrones et aux machines synchrones classiques [26]. De plus, MSAP a une inductance relativement faible, ce qui entraîne une réponse rapide du courant et donc du couple. D'un point de vue technique, cette machine est plus compacte et génère moins de pertes énergétiques que la machine à excitation séparée. Elle a généralement une faible constante de temps inertielle et un couple massif élevé, elle est robuste et fiable. Les deux inconvénients majeurs sont : le manque de réglage de l'amplitude du flux magnétique et son coût élevé [27].

7.2.1 Avec excitation externe

Les machines synchrones à excitation externe sont connues pour offrir un couple très élevé avec des dimensions géométriques adaptées. Elles peuvent donc être utilisées dans les éoliennes à entraînement direct. Les systèmes de ce type ont également leurs défauts. Le rotor bobiné des machines synchrones nécessite un entretien régulier du système d'anneaux et de balais. Le circuit d'excitation de l'inducteur nécessite la présence d'un réseau d'alimentation et de puissance réactive [28]. Les sites isolés sont adaptés à ces générateurs en présence de condensateurs de batterie ou d'une source de tension indépendante. Par contre, l'ajustabilité de l'inducteur de ces machines fournit un autre moyen pour contrôler le point de fonctionnement. L'électronique de puissance est nécessaire pour toutes les applications utilisant ce type de machine qui sont à vitesse variable. Cependant, contrairement aux machines asynchrones à double alimentation, l'électronique de puissance connectée au stator de la MS doit être dimensionnée pour l'ensemble du système de production d'énergie [29].

7.2.2 Avec des aimants permanents

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent le développement de couples mécaniques considérables et de réduire la vitesse, donc de pouvoir s'affranchir du multiplicateur mécanique. Il existe plusieurs concepts d'applications synchrones à aimants permanents dédiés aux éoliennes, ce sont les machines de construction standard (magnétisation radiale), les générateurs discoïdes (champ axial), et le rotor externe. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux pour tous les types de générateurs asynchrones [30]. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance considéré comme minime en éliminant certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les générateurs à aimants. Les coûts de maintenance sont minimisés, ce qui est très intéressant dans les applications de l'énergie éolienne, notamment dans les sites inaccessibles (offshore). La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation efficace de l'énergie [31].

8 Évolution de la commande robuste des machines électriques

La commande scalaire des machines asynchrones (MAS), bien qu'utilisée avec succès dans l'industrie, ne peut pas être adoptée pour les applications nécessitant une performance dynamique élevée. La commande en boucle ouverte de la liaison de flux magnétique typique de la commande scalaire, rend la génération du couple électromagnétique nominal de la machine pratiquement impossible à une vitesse très basse et nulle [32].

La commande vectorielle (Field Oriented Control) FOC a été introduite il y a près de 30 ans, mais elle a fait l'objet d'études intensives au cours des dernières années et est devenue aujourd'hui la norme industrielle en ce qui concerne les entraînements à haute performance. Son développement a constitué une avancée significative dans le domaine de la commande des entraînements électriques avec MAS puisqu'il a permis l'utilisation de ce

type de moteur pour des applications où seuls les moteurs à courant continu offraient des performances dynamiques adéquates. La FOC permet de commander les machines asynchrones ou synchrones avec des performances dynamiques comparables à celles que l'on peut obtenir avec des moteurs à courant continu, mais sans les inconvénients causés par les balais [33].

L'application de la FOC a été possible, même au niveau industriel, grâce au développement de l'électronique de puissance, qui a permis la mise au point de dispositifs de puissance fiables, bon marché et à commutation rapide, ainsi que d'architectures numériques programmables puissantes et peu coûteuses [34].

La stabilité robuste en temps fini des systèmes non linéaires incertains est devenue importante dans la pratique. Les incertitudes sont supposées être limitées, ce qui est difficile à obtenir exactement alors qu'elles affectent la stabilité dans de nombreux cas. L'approche par mode glissant est considérée comme un outil efficace pour concevoir des contrôleurs robustes pour des installations dynamiques complexes, non linéaires et d'ordre élevé, fonctionnant dans des conditions incertaines [35]. Dans des conditions incertaines. La recherche dans ce domaine a été initiée dans l'ex-Union soviétique au cours du 20^{ème} siècle. La méthodologie de contrôle par mode glissant a par la suite reçu beaucoup plus d'attention de la part de la communauté internationale de contrôle au cours des dernières décennies, avec le développement de l'électronique et de l'informatique [36].

Ces dernières années, la commande par mode glissant a trouvé une large application dans les domaines de la commande robuste, de la commande tolérante aux pannes (FTC) et de la reconstruction des pannes. Leurs avantages bien connus sont la robustesse et l'insensibilité aux perturbations externes. Le contrôle par mode glissant d'ordre élevé a de meilleures performances par rapport au contrôle classique basé sur le mode glissant car leur sortie est continue et ne nécessite pas de filtrage [37]. Le contrôleur adaptatif à mode glissant ne nécessite pas la connaissance des incertitudes. Cependant, pour autant que nous le sachions, les contrôleurs adaptatifs en mode glissant ne peuvent pas garantir la région de convergence des états [38]. Cependant, sa conception nécessite la connaissance de la limite des incertitudes, ce qui peut être, d'un point de vue pratique, une tâche difficile, il s'ensuit souvent que cette limite est surestimée, ce qui conduit à un gain excessif. Le principal inconvénient de la commande par mode glissant, le phénomène bien connu de "Chattering", est alors important et peut endommager les actionneurs et les systèmes [39]. Une première façon de réduire le Chattering est l'utilisation d'une couche limite : dans ce cas, de nombreuses approches ont proposé un réglage adéquat des gains du contrôleur. Une deuxième façon de réduire le ce phénomène est l'utilisation d'un contrôleur de mode glissant d'ordre supérieur [40].

9 Développement de la fabrication d'éoliennes

La taille et la capacité de production d'énergie de l'éolienne ont augmenté progressivement au cours des dernières décennies et augmenteront continuellement à l'avenir, comme le montre la figure 2.11, Plusieurs des principaux fabricants d'éoliennes ont développé des produits de grande puissance et de grande envergure [3].

Plusieurs des principaux fabricants d'éoliennes ont développé des produits de grande puissance et de grande envergure. Certaines des gammes de produits des principaux fabricants d'éoliennes sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Table 2.3: Principaux fabricants d'éoliennes.

Fabricant	Diamètre du rotor (m)	Gamme de puissance (MW)
Goldwind (Chine)	70–121	1.5–3
Vestas (Danemark)	90–136/164	1.8–3.45/8
GE Wind (USA)	83–137/150	1.7–3.8/6
Siemens Wind (Danemark/Allemagne)	101–142/154	2.3–4/6–8
Gamesa (Espagne)	80–132/132	2–3.3/5
Enercon (Allemagne)	44–141	0.8–4.2

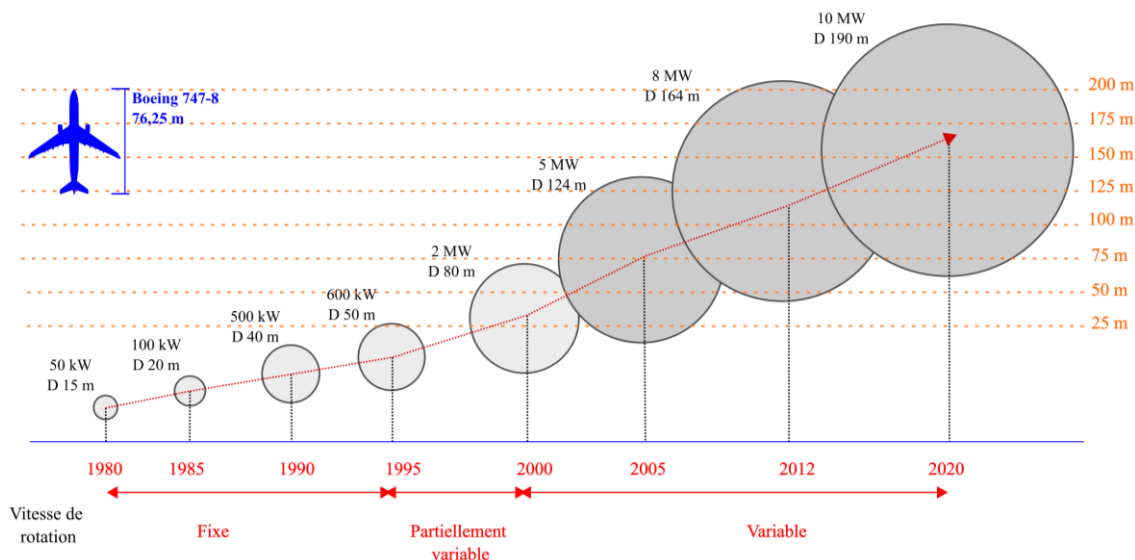


Figure 2.11: Développement des éoliennes entre 1980 et 2020.

10 Développement des énergies renouvelables

Malgré les impacts de la pandémie de COVID-19, les énergies renouvelables ont établi un record de nouvelles capacités électriques en 2020 et ont été la seule source de production d'électricité à enregistrer une augmentation nette de la capacité totale.

Le secteur de l'énergie renouvelable a connu un premier semestre 2020 agité lors du déclenchement de la pandémie COVID-19. Les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, les restrictions sur la circulation de la main-d'œuvre et des biens, les enchères reportées ou annulées et d'autres facteurs ont entraîné des niveaux de nouvelles additions et d'investissements nettement inférieurs à ceux de la même période en 2019. Toutefois, les secteurs de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne ont rebondi au cours du second semestre de 2020 et, à la fin de l'année, ces deux technologies avaient chacune installé une quantité record de nouvelles capacités, ce qui a permis au secteur de l'énergie renouvelable d'atteindre un niveau record de plus de 256 GW de capacité supplémentaire au niveau mondial, la capacité totale d'énergie renouvelable installée a augmenté de près de 10 % pour atteindre 2 839 GW [41].

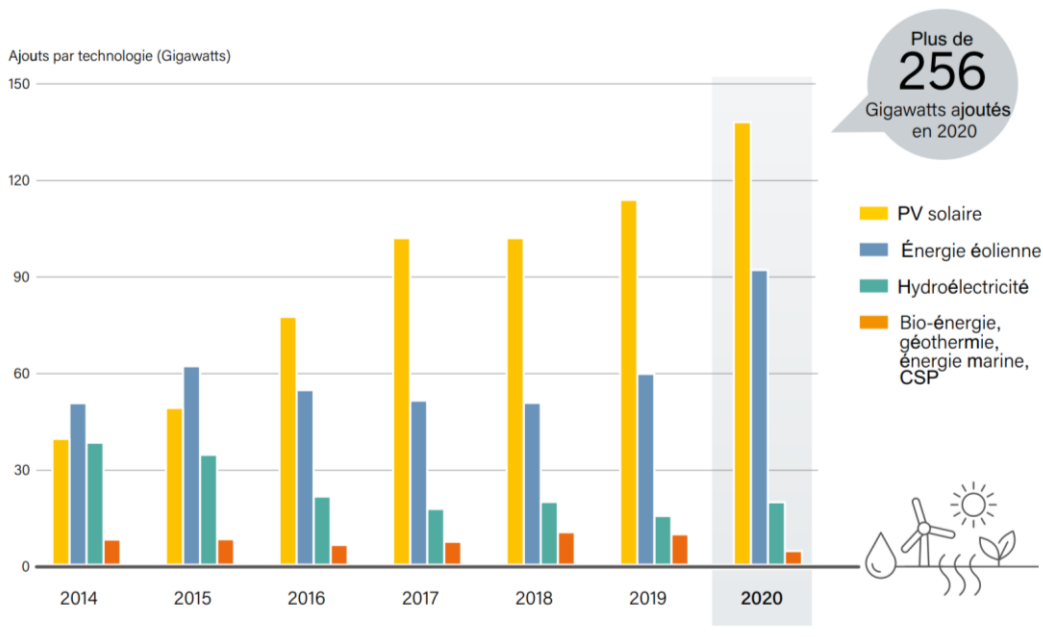


Figure 2.12. Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, par technologie et total, 2014-2020.

Poursuivant une tendance qui remonte à 2012, la majeure partie de la capacité électrique nouvellement installée en 2020 était renouvelable. Alors même que les secteurs des combustibles fossiles et de l'énergie nucléaire étaient en difficulté, les énergies renouvelables ont représenté 83 % des ajouts nets de capacité électrique. Comme ces dernières années, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne ont constitué la majeure partie des nouvelles installations d'énergie renouvelable. Environ 139 GW d'énergie solaire photovoltaïque ont été ajoutés, ce qui représente plus de la moitié des ajouts d'énergie renouvelable, tandis que 93 GW de capacité éolienne installée représentent environ 36 %. Près de 20 GW de capacité hydroélectrique ont été mis en ligne, et les autres ajouts proviennent de la bioénergie, l'énergie océanique, géothermique et solaire thermique à concentration (CSP) n'ajoutant qu'une capacité nette marginale.

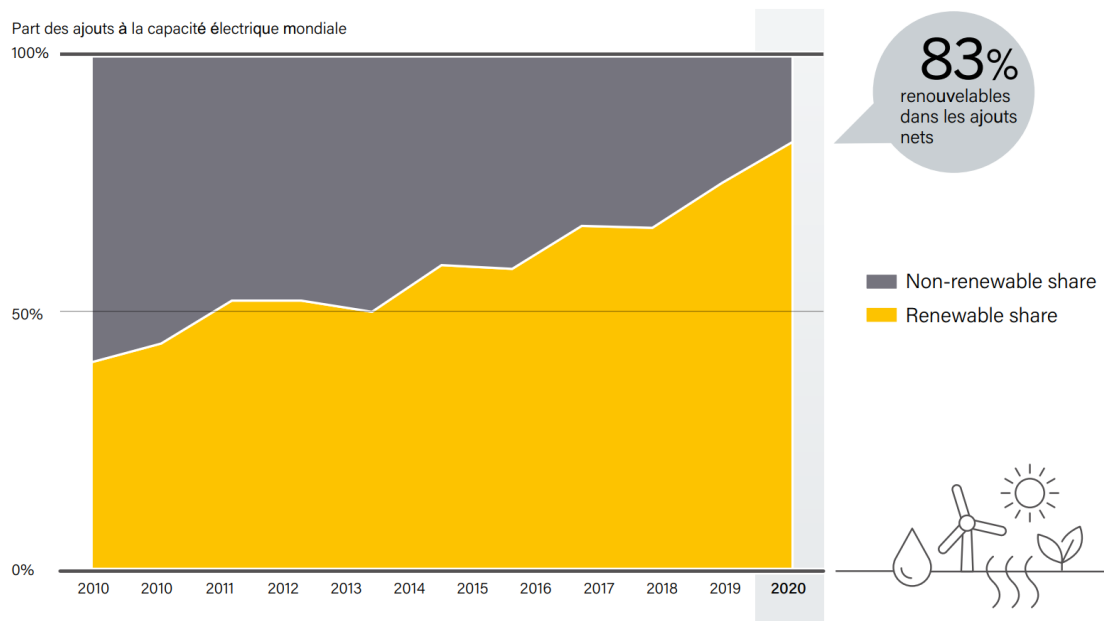


Figure 2.13. Parts des ajouts annuels nets à la capacité de production d'électricité, 2010-2020.

Une fois de plus, la Chine a été en tête des capacités ajoutées au cours de l'année, représentant près de la moitié des nouvelles installations et dirigeant les marchés mondiaux de la bioénergie, du CSP, de l'hydroélectricité, du solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne. Avec plus de 116 GW ajoutés, la Chine a mis en ligne plus de capacités en 2020 que le monde entier en 2013, et elle a presque doublé ses propres ajouts de l'année précédente. Les pays autres que la Chine ont ajouté environ 140 GW de capacité, soit une hausse d'environ 5 % par rapport à 2019, avec en tête les États-Unis (36 GW) et le Vietnam (11 GW). La Chine est également restée le leader mondial de la capacité cumulée d'énergie renouvelable (908 GW) à la fin de l'année, suivie par les États-Unis (313 GW), le Brésil (150 GW), l'Inde (142 GW) et l'Allemagne (132 GW).

Table 2.4 Technologies commandées en fonction des ajouts de capacité totale en 2020 (Investissement annuel/ajouts nets de capacité/production en 2020).

	1	2	3	4	5
Capacité solaire photovoltaïque	Chine	États Unis	Viêt Nam	Japon	Allemagne
Capacité d'énergie éolienne	Chine	États Unis	Brésil	Pays-Bas	Espagne / Allemagne
Capacité hydroélectrique	Chine	Turquie	Mexique	Inde	Angola
Capacité d'énergie géothermique	Turquie	États Unis	Japon	-	-
Capacité d'énergie solaire thermique à concentration (CSP)	Chine	-	-	-	-
Capacité de chauffage solaire de l'eau	Chine	Turquie	Inde	Brésil	États Unis
Production d'éthanol	États Unis	Brésil	Chine	Canada	Inde
Biodiesel production	Indonésie	Brésil	États Unis	Allemagne	France

11 Énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie lance un plan ambitieux pour développer les énergies renouvelables et améliorer l'efficacité énergétique, amorçant ainsi la dynamique des énergies vertes. Le plan d'énergies renouvelables mis à jour comprend l'installation de 22 000 MW d'énergie renouvelable pour le marché national d'ici 2030 et des options d'exportation comme objectif stratégique lorsque les conditions du marché le permettront [42].

Le plan d'efficacité énergétique actualisé vise à réaliser des économies d'énergie d'environ 63 millions de TOE dans tous les secteurs (bâtiments et éclairage public, transports, industrie) d'ici 2030, grâce à l'introduction d'un éclairage à haut rendement, d'une isolation thermique et de chauffe-eau solaires, et des carburants propres (GPL et GNC) et des équipements industriels performants. Le plan d'efficacité énergétique réduira les émissions de dioxyde de carbone CO₂ de 193 millions de tonnes [43].

12 Potentiel des énergies renouvelable en Algérie

12.1 Potentiel Solaire :

Géographiquement, l'Algérie possède l'un des plus importants gisements solaires au monde. La quasi-totalité du territoire national bénéficie de plus de 2 000 heures d'ensoleillement par an, et peut atteindre 3 900 heures (haut plateau et désert du Sahara) (Figure 2.15) et (Figure 2.16).

L'énergie annuelle reçue dans la zone horizontale de 1 m² au nord ou près de 3 KWh / m² dépasse le niveau de 5,6 KWh / m dans la partie sud [42].

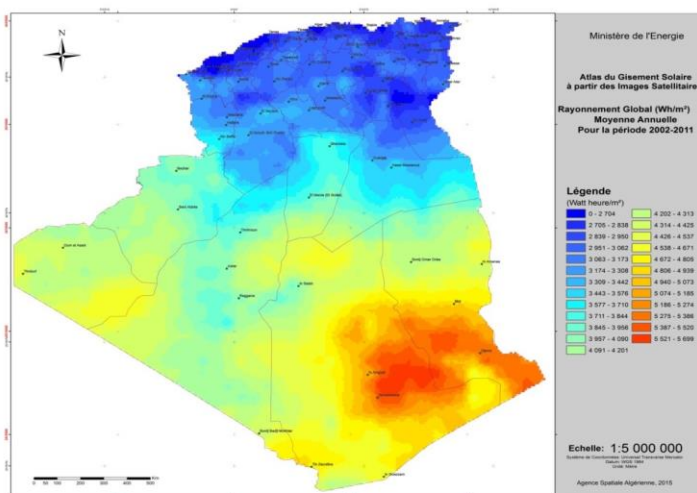


Figure 2.12: Rayonnement global (Wh/m²) moyenne annuelle (Période 2002-2011).

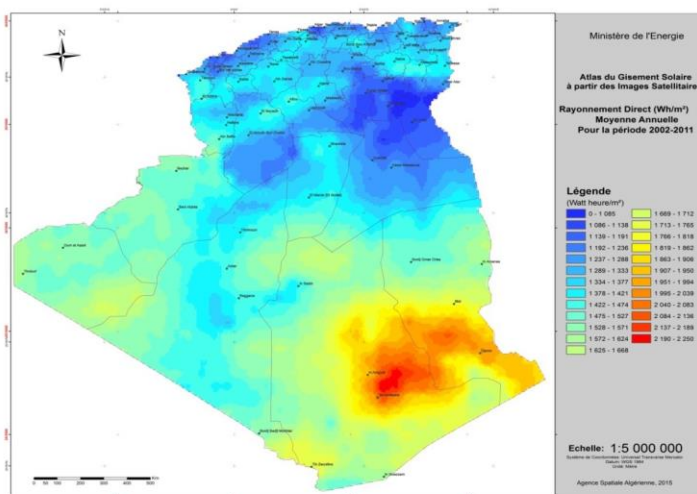


Figure 2.13: Rayonnement direct (Wh/m²) moyenne annuelle (Période 2002-2011).

12.2 Potentiel Éolien

Le Sud est caractérisé par une moyenne de vitesses de vent élevées par rapport au Nord, notamment au sud-est, où les vitesses atteignent 7 m/s et dépassent 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). La région du sud-ouest a un potentiel éolien important car elle est située dans une zone de différence de pression, et la proximité de l'océan Atlantique la rend sujette à des perturbations météorologiques de forte intensité. Pour la partie nord, il apparaît que la vitesse moyenne est faible (Figure 2.17).

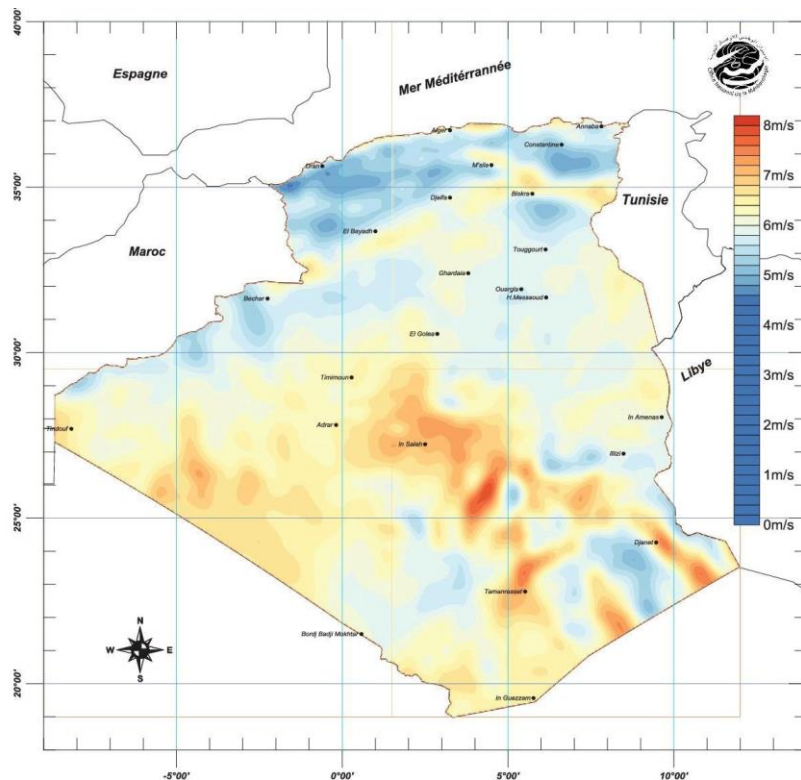


Figure 2.14: Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).

12.3 Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable (Figure 2.18).

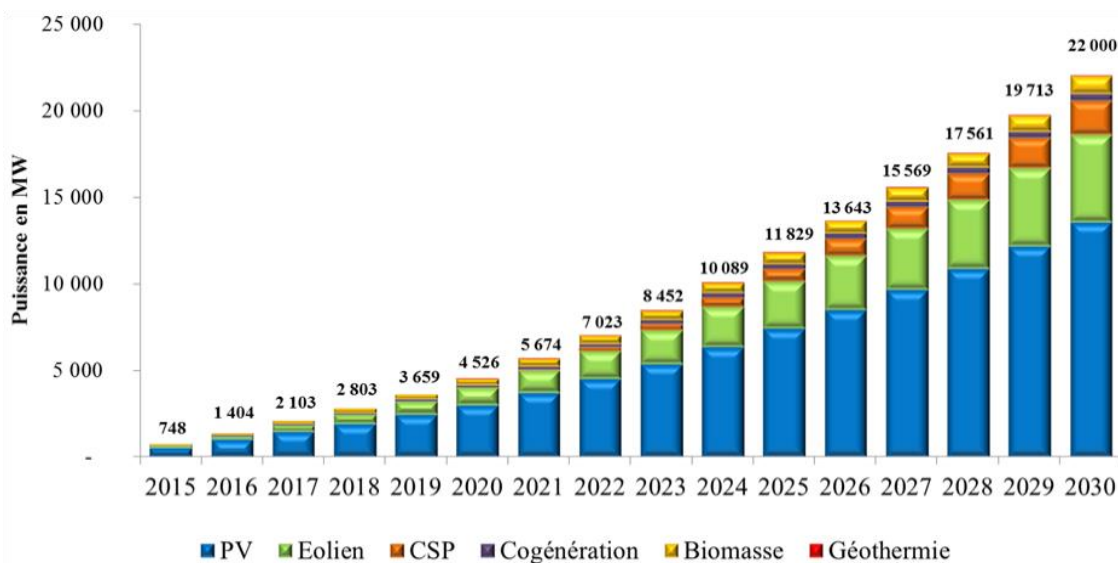


Figure 2.15: Programme de développement des énergies renouvelables.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse, en géothermie et en cogénération. Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes :

Première phase 2015 - 2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.

Deuxième phase 2021 - 2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, répartie par filière comme suit :

Table 2.4: Programme de développement des énergies renouvelables.

Unité : MW	1ère phase 2015-2020	2ème phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4 525	17 475	22 000

13 Configurations des centrales éoliennes

Avec l'augmentation de la capacité de production d'énergie éolienne, de grands parcs éoliens composés de nombreuses éoliennes sont en cours de développement [2,3,18]. Ces parcs éoliens peuvent avoir des impacts significatifs sur les réseaux, et joueront donc un rôle important dans la qualité de l'énergie et le contrôle des systèmes de réseaux électriques. La technologie de l'électronique de puissance est à nouveau un élément important des configurations du système et du contrôle des parcs éoliens afin de répondre aux demandes croissantes du réseau. Certaines configurations existantes et potentielles des parcs éoliens sont présentées dans la figure.

La figure 2.19a présente un parc éolien équipé d'éoliennes GADA. Un tel système de parc éolien est en service au Danemark sous la forme d'une centrale éolienne offshore de 160 MW. Il est à noter qu'en raison de la limitation de la capacité de puissance réactive, un compensateur de puissance réactive centralisé tel que le STATCOM peut être utilisé afin de satisfaire pleinement les exigences futures du réseau.

La figure 2.19b montre une autre configuration de parc éolien équipée d'un système éolien basé sur un convertisseur de puissance entièrement, le convertisseur côté réseau de chaque unité de production peut être utilisé pour fournir individuellement la puissance réactive requise, ce qui permet d'obtenir des solutions sans compensateur de puissance réactive.

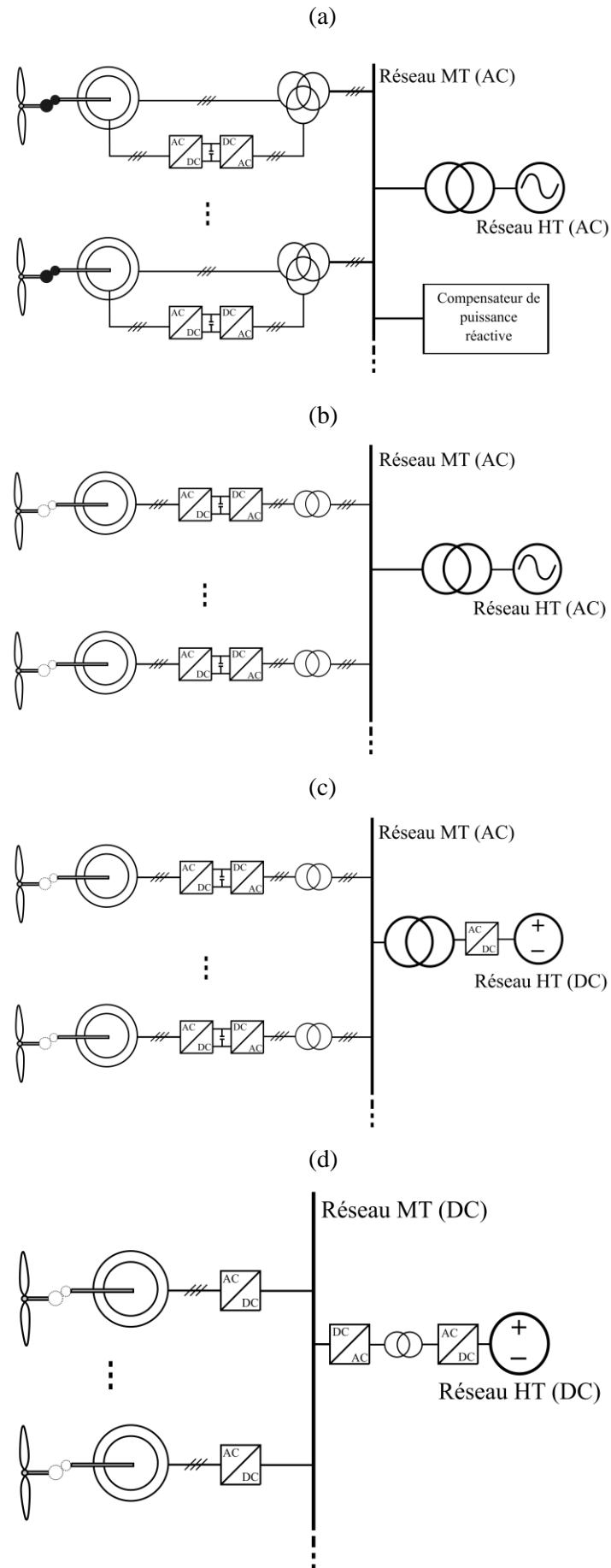


Figure 2.16: Configurations potentielles de parcs éoliens avec alimentation en courant alternatif et continu.

Pour le transport d'énergie sur de longues distances à partir d'un parc éolien, le système HT CC (HVDC en anglais) peut-être une option intéressante car l'efficacité est améliorée et aucun compensateur de tension n'est nécessaire. La figure 2.19c présente une solution de transmission HT CC typique pour l'énergie éolienne, dans laquelle la tension alternative moyenne de la sortie du parc éolien est convertie en une tension continue élevée par un transformateur élévateur et un redresseur haute tension.

Une autre configuration possible de parc éolien avec transmission HT CC est illustrée à la figure 2.19d, où un transformateur à semi-conducteurs (ou transformateur CC/CC) est utilisé pour convertir la tension CC basse/moyenne de chaque sortie d'éolienne en tension CC moyenne/haute pour la transmission, ce qui permet de fournir une puissance CC complète à la fois dans le réseau de distribution et de transmission.

14 Conclusion

Une brève description des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques concepts clés sur la technologie éolienne ont été donnés comme les méthodes de description des ressources éoliennes, des exemples d'architectures, les générateurs utilisés, tendances mondiales et nationale contribuant au développement et à l'investissement dans les ressources énergétiques renouvelables etc.

Ce chapitre a donc permis de construire les bases de notre étude à travers la présentation de tous les éléments du système éolien pour différentes structures de conversion d'énergie. La recherche d'investigation a été menée et permet de se concentrer sur la cible de cette étude dans le contexte d'une éolienne de petite taille. Plusieurs structures et stratégies de gestion au regard des critères de coût (simplicité de construction et de maintenance) et d'efficacité énergétique ont été discutées. Selon ce critère, une attention particulière a été accordée à la performance de chaque modèle.

Les types de turbines à axe horizontal et vertical sont décrites en citant les différentes améliorations de performances possibles. L'éolienne dans notre cas est une éolienne de petite taille à axe horizontal. Les types de machines utilisées dans l'éolienne à petite échelle ont été classés afin de choisir la plus appropriée pour le système étudié. La GADA est utilisée dans notre cas d'étude pour ses avantages. En termes de contrôle, les différentes structures de contrôle de l'éolienne à petite échelle ont été répertoriés.

15 Bibliographie

- [1] AL ghossini, H. Contributions to the Study of Control for Small-Scale Wind Turbine Connected to Electrical Microgrid with and without Sensor. Thèse Doctorat. UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE COMPIEGNE, COMPIEGNE, France, 2016.
- [2] Ashglaf, M. O. Development of Hybridization Concept for Horizontal Axis Wind / Tidal Systems Using Functional Similarities and Advanced Real-Time Emulation Methods. Thèse Doctorat. Université du Havre, Havre, France, 2019.
- [3] Blaabjerg, F., Xu, D., Chen, W., and Zhu, N. Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA, 2018.
- [4] Hau, E., and Hau, E. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. Springer, Heidelberg ; New York, 2013.
- [5] Martínez-Márquez, C. I., Twizere-Bakunda, J. D., Lundback-Mompó, D., Orts-Grau, S., Gimeno-Sales, F. J., and Seguí-Chilet, S. "Small Wind Turbine Emulator Based on Lambda-Cp Curves Obtained under Real Operating Conditions." *Energies*, Vol. 12, No. 13, 2019, p. 2456. <https://doi.org/10.3390/en12132456>.
- [6] Loucif, M. Synthèse de Lois de Commande Non Linéaires Pour Le Contrôle d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation Dédiée à Un Système Aérogénérateur. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2016.
- [7] Poitiers, F. ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE - Machine Asynchrone à Cage Autonome - Machine Asynchrone à Double Alimentation Reliée Au Réseau. Thèse Doctorat. Université de Nantes, Nantes, France, 2003.
- [8] El Aïmani, S. Modélisation Des Différentes Technologies d'éoliennes Intégrées Dans Un Réseau de Moyenne Tension. Thèse Doctorat. Ecole Centrale de Lille, Lille, France, 2004.
- [9] El Aïmani, S. Comparison of Control Structures for Variable Speed Wind Turbine. Presented at the 2015 27th International Conference on Microelectronics (ICM), Casablanca, Morocco, 2015.
- [10] Sørensen, J. N. General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines. Springer International Publishing : Imprint: Springer, Cham, 2016.
- [11] Fortmann, J. Modeling of Wind Turbines with Doubly Fed Generator System. Springer Fachmedien Wiesbaden : Imprint: Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015.

- [12] Schaffarczyk, A. *Introduction to Wind Turbine Aerodynamics*. 2020.
- [13] Li, Q., Cai, C., Maeda, T., Kamada, Y., Shimizu, K., Dong, Y., Zhang, F., and Xu, J. "Visualization of Aerodynamic Forces and Flow Field on a Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine by Wind Tunnel Experiments and Panel Method." *Energy*, Vol. 225, 2021, p. 120274. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120274>.
- [14] Peng, H. Y., Liu, H. J., and Yang, J. H. "A Review on the Wake Aerodynamics of H-Rotor Vertical Axis Wind Turbines." *Energy*, 2021, p. 121003. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121003>.
- [15] Marouf, M. Y., Fellah, M. karim, Yaichi, M., and Benkhoris, M. F. "Control of a Back-to-Back Two-Level/Five-Level Grid Connection of a Wind Turbine." *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, Vol. 12, no. 3, 2018, pp. 1–9.
- [16] Taveiros, F. E. V., Barros, L. S., and Costa, F. B. "Back-to-Back Converter State-Feedback Control of DFIG (Doubly-Fed Induction Generator)-Based Wind Turbines." *Energy*, Vol. 89, 2015, pp. 896–906. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.027>.
- [17] Merabet, A., Al-Durra, A., Debouza, M., Tanvir, A. A., and Eshaft, H. "Integral Sliding Mode Control for Back-to-Back Converter of DFIG Wind Turbine System." *The Journal of Engineering*, 2020. <https://doi.org/10.1049/joe.2020.0113>.
- [18] Abad, G., Ed. *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. IEEE Press, Hoboken, NJ, 2011.
- [19] Kairous, D. *Contribution à La Commande Robuste d'une GADA Utilisée Dans Un Système de Conversion d'énergie Éolienne*. Thèse Doctorat. Université de Québec, Québec, Canada, 2019.
- [20] Beltran, B. *Contribution à La Commande Robuste Des Éoliennes à Base de Génératrices Asynchrones Double Alimentation : Du Mode Glissant Classique Au Mode Glissant d'ordre Supérieur*. Thèse Doctorat. UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE, Brest, France, 2010.
- [21] Chi, Y., Liu, C., Tian, X., Shi, L., and Tang, H. *Modeling of Full-Scale Converter Wind Turbine Generator*. In *Modeling and Modern Control of Wind Power* (Q. Wu and Y. Sun, eds.), John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, 2017, pp. 85–115.
- [22] GUENOUNE, I. *Commandes Non Linéaires Robustes de Systèmes Éoliens*. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [23] Abdeddaim, S., and Betka, A. "Optimal Tracking and Robust Power Control of the DFIG Wind Turbine." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 49, 2013, pp. 234–242. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.12.014>.
- [24] Amer, M., Miloudi, A., and Lakdja, F. "Optimal DTC Control Strategy of DFIG Using Variable Gain PI and Hysteresis Controllers Adjusted by PSO Algorithm." *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 64, No. 1, 2019, pp. 74–86. <https://doi.org/10.3311/PPee.14237>.
- [25] Ali, M. A. S., Mehmood, K. K., Baloch, S., and Kim, C.-H. "Modified Rotor-Side Converter Control Design for Improving the LVRT Capability of a DFIG-Based WECS." *Electric Power Systems Research*, Vol. 186, 2020, p. 106403. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106403>.
- [26] Abouddrar, I., El Hani, S., Mediouni, H., and Aghmadi, A. "Modeling and Robust Control of a Grid Connected Direct Driven PMSG Wind Turbine By ADRC." *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 16, No. 4, 2018. [https://doi.org/Development details and performance assessment of a Wind Turbine Emulator](https://doi.org/Development%20details%20and%20performance%20assessment%20of%20a%20Wind%20Turbine%20Emulator).
- [27] Abouddrar, I., El Hani, S., Mediouni, H., and Aghmadi, A. "Modeling and Robust Control of a Grid Connected Direct Driven PMSG Wind Turbine By ADRC." *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 16, No. 4, 2018. <https://doi.org/10.15598/aeee.v16i4.2952>.
- [28] Chen, J., Yao, W., Zhang, C.-K., Ren, Y., and Jiang, L. "Design of Robust MPPT Controller for Grid-Connected PMSG-Based Wind Turbine via Perturbation Observation Based Nonlinear Adaptive Control." *Renewable Energy*, Vol. 134, 2019, pp. 478–495. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.048>.
- [29] Echchaachouai, A., Hani, S. E., Hammouch, A., and Abouddrar, I. "A Two-Level Sensorless MPPT Strategy Using SRF-PLL on a PMSG Wind Energy Conversion System." *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 15, No. 3, 2017. <https://doi.org/10.15598/aeee.v15i3.2215>.
- [30] Abdallah, M. E., Arafa, O. M., Shaltot, A., and Aziz, G. A. A. "Wind Turbine Emulation Using Permanent Magnet Synchronous Motor." *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, Vol. 5, No. 2, 2018, pp. 121–134. <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2018.03.005>.
- [31] Chen, P.-Y., Hu, K.-W., Lin, Y.-G., and Liaw, C.-M. "Development of a Prime Mover Emulator Using a Permanent-Magnet Synchronous Motor Drive." *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 33, No. 7, 2018, pp. 6114–6125. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2747221>.
- [32] Heide, B. *Sliding Mode Control of Electromechanical Systems*. Thèse Doctorat. Technische Universitat Munchen, Munchen, Allemagne, 2006.
- [33] Baghli, L. *Contribution à La Commande de La Machine Asynchrone, Utilisation de La Logique Floue, Des Réseaux de Neurones et Des Algorithmes Génétiques*. Thèse Doctorat. Université de lorraine, Nancy, France, 1999.

- [34] Erazo-Damian, I., Apsley, J. M., Perini, R., Iacchetti, M. F., and Marques, G. D. "Stand-Alone DFIG FOC Sensitivity and Stability Under Mismatched Inductances." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 34, No. 2, 2019, pp. 860–869. <https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2869286>.
- [35] Horch, M. Contribution à l'observation et La Commande Non Linéaire d'actionneur Électrique Asynchrone sans Capteur Mécanique. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [36] Huangfu, Y. Research of Nonlinear System High Order Sliding Mode Control and Its Applications for PMSM. Thèse Doctorat. Université de Belfort-Montbéliard, Belfort-Montbéliard, France, 2010.
- [37] Moghadam, S. M. M., Khosravi, A., and Rostami, S. M. R. "Design of a Robust Sliding Mode Controller Based on Nonlinear Modeling of Variable Speed Wind Turbine." *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, Vol. 11, No. 04, 2017, pp. 1–9.
- [38] Liu, X. Contribution to Adaptative Sliding Mode, Fault Tolerant Control and Control Allocation of Wind Turbine System. Thèse Doctorat. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, Belfort-Montbéliard, France, 2016.
- [39] Adjoudj, M., Abid, M., and Aissaoui, A. "Sliding Mode Control of a Doubly Fed Induction Generator for Wind Turbines." *Revue roumaine des sciences techniques Série Électrotechnique et Énergétique*, Vol. 56, No. 1, 2011, pp. 15–24.
- [40] Guo, L., Wang, D., Peng, Z., and Diao, L. "Improved Super-Twisting Sliding Mode Control of a Stand-Alone DFIG-DC System with Harmonic Current Suppression." *IET Power Electronics*, Vol. 13, No. 7, 2020, pp. 1311–1320. <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2019.0691>.
- [41] Global Wind Energy Council, Global Wind Status Overview. [Http://Www. Gwec. Net/Global-Figures](Http://Www.Gwec.Net/Global-Figures), 2019.
- [42] MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES. *Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Energie*. Algérie, 2021.
- [43] Centre de Développement des Energies Renouvelables. *Bulletin Des Energies Renouvelables*. Algérie, 2021.

Chapitre 3 Système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

Dans ce chapitre, les systèmes modernes de production d'énergie éolienne sont présentés, en particulier pour les systèmes à vitesse variable. Les éléments essentiels de la configuration d'un système éolien sont présentés. Les conditions de fonctionnement en régime permanent sont également étudiées.

Chapitre.3 Système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

1	Introduction	53
2	Concept d'énergie éolienne	53
3	Concept de vitesse fixe.....	54
3.1	Concept de vitesse variable avec convertisseurs à puissance partielle	54
3.2	Concept de vitesse variable avec convertisseurs de puissance à pleine échelle	55
4	Modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable	56
4.1	Analyse de la vitesse du vent.....	56
4.2	L'analyse des données de vent	58
4.2.1	Distribution de Weibull	58
4.2.2	Distribution de Rayleigh.....	59
4.2.3	Densité de puissance éolienne	59
4.3	Modélisation de la turbine éoliennes	60
4.3.1	Modèle à simple masse.....	62
4.3.2	Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent	63
4.3.3	Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide	63
4.4	Contrôle d'angle de calage des pales	64
4.5	Schéma de contrôle global.....	64
5	Gamme opérationnelle des systèmes d'éoliennes	65
5.1	Fonctionnement de l'éolienne autour de vitesse d'enclenchement	65
5.2	Fonctionnement MPPT de l'éolienne.....	65
5.3	Fonctionnement de l'éolienne autour de vitesse nominale	66
6	Modélisation du GADA.....	66
6.1	Concept de glissement	66
6.2	Équations de puissance	68
6.3	Modèle dynamique de la GADA	68
6.4	Modèle abc	68
6.5	Modèle dq.....	71
7	Modélisation des convertisseurs de puissance.....	73
7.1	Modélisation mathématique du convertisseur de puissance	74
7.1.1	Modèle de convertisseur côté réseau CCR	74
7.1.2	Modèle de convertisseur avec filtre inductif	76
7.2	Modèle de convertisseur côté machine CCM.....	77
7.3	Le bus continu	77
8	Conclusion	79
9	Bibliographie.....	79

1 Introduction

L'objectif du système de production d'énergie éolienne est de collecter l'énergie cinétique du vent soufflant sur les pales et de la convertir en énergie électrique pour l'injecter dans le réseau électrique. Ce processus est réalisé par des systèmes de conversion mécaniques et électriques complexes dans les éoliennes. Cependant, la configuration de base de ce système peut être simplifiée en quelques parties principales comprenant l'éolienne, la boîte de vitesses, le générateur, les convertisseurs d'électronique de puissance, ainsi que le transformateur, comme le montre la figure 3.1. La description détaillée de ces composants est donnée dans le chapitre 2 [1].

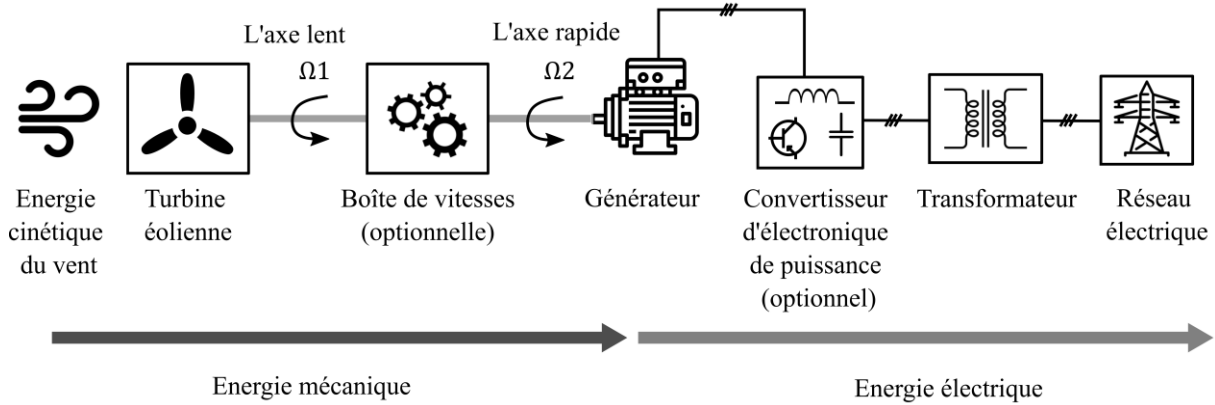


Figure 3.1: Configuration de base d'un système de production d'énergie éolienne.

Dans ce chapitre, les connaissances de base relatives à la modélisation du système d'énergie éolienne sont introduites, en particulier pour les systèmes à vitesse variable. Les parties importantes de la configuration du système sont décrites et les conditions de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable sont étudiées ainsi que la modélisation des générateurs et des convertisseurs de puissance utilisés dans différents concepts introduits.

2 Concept d'énergie éolienne

Tel qu'il est présenté au chapitre 2, un aperçu du système d'énergie éolienne est montré dans la figure 3.2. Essentiellement, il existe deux types de méthodes d'exploitation : les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable [2].

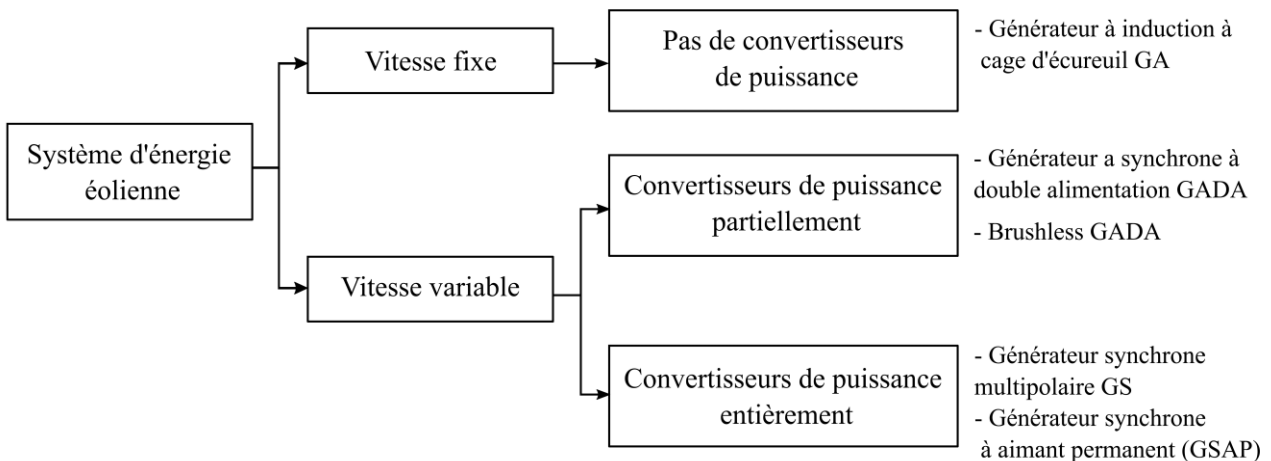


Figure 3.2: Les systèmes de production d'énergie éolienne.

Dans les premiers systèmes, l'éolienne ne pouvait fonctionner qu'à une vitesse de rotation fixe, ce qu'on appelle le concept de vitesse fixe. Il nécessite un réseau électrique puissant pour permettre un fonctionnement stable et peut nécessiter une construction mécanique plus coûteuse afin d'absorber les contraintes mécaniques élevées, car les rafales de vent peuvent entraîner des pulsations de couple sur le groupe. L'efficacité d'utilisation de l'énergie éolienne est faible dans les éoliennes à vitesse fixe, néanmoins, la simplicité d'un tel concept peut également être un avantage dans certaines applications [3].

L'éolienne à vitesse variable est capable d'ajuster sa vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent et de maximiser ainsi le rendement énergétique. Le fonctionnement à vitesse variable d'un système éolien présente de nombreux avantages. L'éolienne peut augmenter ou diminuer sa vitesse en fonction des variations de la vitesse du vent. Cela permet de réduire l'usure de la tour, de la boîte de vitesses et des autres composants de la chaîne cinématique et d'obtenir un meilleur rendement de l'énergie éolienne [4]. De plus, les systèmes à vitesse variable peuvent augmenter la production d'énergie et réduire la fluctuation de la puissance injectée dans le réseau. Dans ces systèmes, le générateur est relié au réseau par un système d'électronique de puissance. Le convertisseur de puissance améliore les performances dynamiques et en régime permanent, aide à contrôler la vitesse de l'éolienne et du générateur, et découple également le générateur du réseau électrique. Toutefois, les inconvénients des systèmes éoliens à vitesse variable sont le coût plus élevé et les pertes dans les convertisseurs de puissance [5].

3 Concept de vitesse fixe

Le "concept danois" consistant à connecter directement une éolienne au réseau a été largement utilisé dans les premiers systèmes d'éoliennes. Le système consiste en un générateur asynchrone à cage d'écureuil, connecté via un transformateur au réseau et fonctionnant à une vitesse presque fixe. La configuration d'une éolienne à vitesse fixe est illustrée à la figure 3.3 [6]. Les avantages des éoliennes équipées de générateurs à induction sont une construction simple et bon marché, et l'absence de dispositif de synchronisation. Ces solutions sont intéressantes en raison de leur coût et de leur fiabilité. Cependant, il a certains inconvénients comme nous l'avons rappelé précédemment. Dans les années 1980, ce concept a été étendu en ajoutant une batterie de condensateurs pour la compensation de la puissance réactive ainsi qu'un démarreur progressif pour une connexion au réseau plus souple [7].

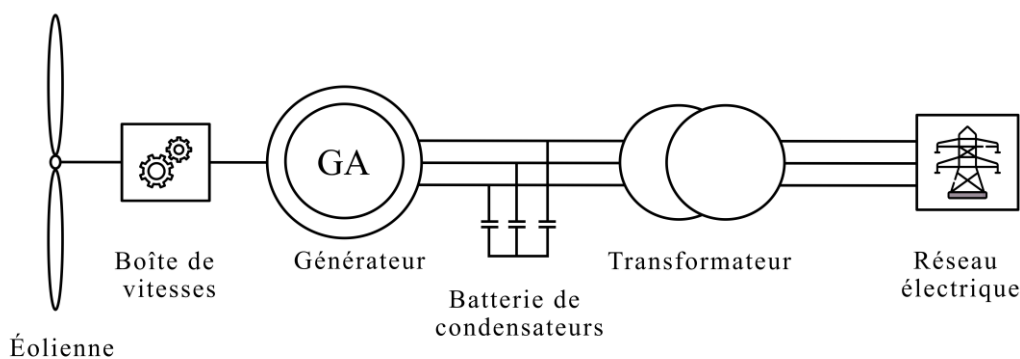


Figure 3.3: Schéma d'un système de production d'énergie éolienne à vitesse fixe utilisant un générateur asynchrone à cage d'écureuil.

3.1 Concept de vitesse variable avec convertisseurs à puissance partielle

L'éolienne à vitesse variable est capable d'ajuster la vitesse de rotation lors des changements de vitesse du vent. Le fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable sera présenté dans la partie suivante. A l'aide d'un convertisseur électronique de puissance à échelle partielle, le système éolien est capable de maintenir une efficacité maximale sous différentes vitesses de vent [8]. Ce concept est basé sur une configuration de générateur asynchrone à double alimentation (GADA) (figure 3.4). Il est le plus largement adopté de nos jours. Le stator du GADA est directement connecté au transformateur / réseau, tandis que le côté rotor du générateur est contrôlé par des convertisseurs de puissance à taux partiel appelés convertisseur côté machine (CCM) et convertisseur côté réseau (CCR). En contrôlant les courants du rotor avec le CCM, la puissance de sortie, le couple et la vitesse du rotor du GADA peuvent être contrôlés à la vitesse synchronisme [9]. La puissance nominale du convertisseur ne représente que 30 % de la puissance nominale du générateur, ce qui rend ce concept intéressant du point de vue du coût [10]. C'est ce que l'on appelle le taux partiel ou l'échelle partielle. Cependant, le principal inconvénient de ce concept est sa sensibilité aux perturbations de la tension du réseau, telles que les défauts, les distorsions harmoniques et le déséquilibre du réseau [11]. D'autre part, la capacité de fonctionner en présence de perturbations de la tension du réseau est exigée par les conditions de réseau de

nombreux pays et, par conséquent, beaucoup d'efforts ont été faits sur la stratégie de contrôle des systèmes éoliens GADA pour les rendre robustes contre les perturbations de la tension du réseau [12].

Les systèmes d'énergie éolienne typiques sur le marché utilisant ce concept comprennent Vestas V80-2 MW, GE-1.5 MW et Gamesa G87-2.0 MW, etc [1].

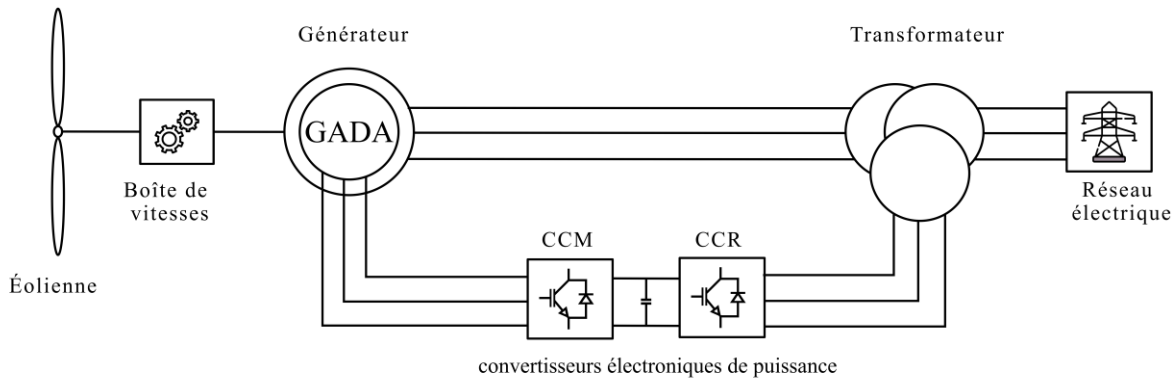


Figure 3.4: Configuration des systèmes d'énergie éolienne à base d'un générateur asynchrone à double alimentation (GADA).

3.2 Concept de vitesse variable avec convertisseurs de puissance à pleine échelle

Ce concept utilise un convertisseur électronique de puissance à pleine échelle (puissance nominale) relié au stator pour isoler le générateur du réseau. Le convertisseur d'électronique de puissance prend le contrôle total du générateur afin que celui-ci puisse fonctionner à des vitesses variables pour maintenir une efficacité maximale en fonction de la vitesse du vent [13]. Le système d'énergie éolienne à générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) (figure 3.5) est l'un des concepts d'énergie à grande échelle les plus populaires de nos jours.

Le rotor du GSAP est constitué d'aimants permanents, ce qui permet de ne pas avoir besoin de courant de magnétisation et d'éliminer les bagues collectrices, réduisant ainsi les coûts de maintenance. Le stator de la GSAP est contrôlé par le convertisseur côté machine (CCM) et l'énergie générée par la GSAP est transmise au réseau par le convertisseur côté réseau (CCR) [14]. Le générateur est découplé du réseau, ce concept est moins sensible aux perturbations de la tension du réseau que le concept GADA, un autre avantage est l'élimination des bagues collectrices et même de la boîte de vitesses dans certains cas grâce à l'utilisation d'un grand nombre de paires de pôles, par conséquent, il est attrayant du point de vue de la fiabilité [15]. Le principal inconvénient de ce concept est le coût plus élevé des convertisseurs de puissance par rapport au concept de l'échelle partielle. Le générateur synchrone à rotor bobiné ou le générateur asynchrone peut également être utilisé avec un convertisseur de pleine puissance [16].

Parmi les systèmes d'énergie éolienne typiques sur le marché utilisant ce concept, citons Gold Wind GW-1500 kW, Enercon E82-2 MW [1].

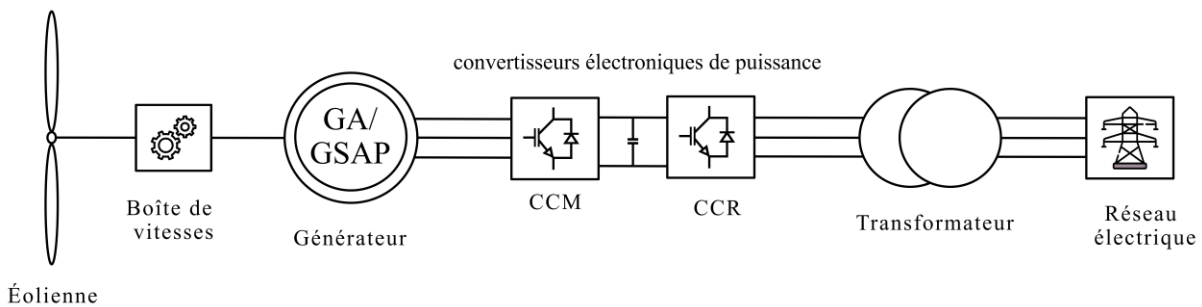


Figure 3.5: Configuration d'un système d'énergie éolienne basée sur le concept de convertisseurs électroniques de puissance à pleine échelle.

4 Modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

Dans cette partie, la modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base du concept à vitesse variable avec convertisseurs de puissance partiels est présentée. Elle comprend le modèle en régime permanent du GADA, le modèle dynamique et les convertisseurs d'électronique de puissance (Figure.3.6) [17–21]. Il est important de bien comprendre le fonctionnement du système éolien afin de permettre la conception des systèmes de contrôle que nous aborderons dans les chapitres suivants.

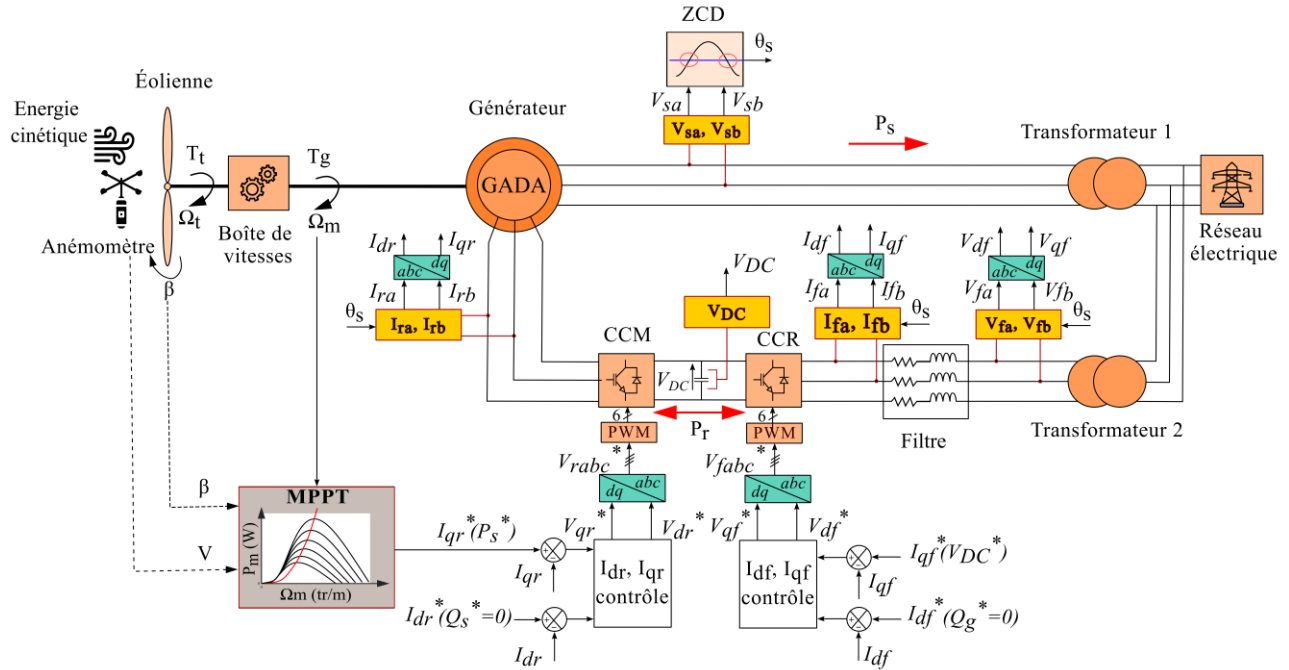


Figure 3.6: Structure générale d'une éolienne à vitesse variable avec convertisseurs à puissance partielle équipée par une GADA et sa commande.

Ce schéma synoptique montre également les boucles de contrôle des 2 convertisseurs CCM et CCR ainsi que le calcul de la puissance de référence optimale (maximale) à extraire. Il est basé sur la connaissance des grandeurs mécanique de la turbine (vitesse du vent, angle des pâles et vitesse du GADA).

4.1 Analyse de la vitesse du vent

Le vent est un phénomène aléatoire qui présente de grandes variabilités qu'on peut classer en deux groupes : la variabilité temporelle et la variabilité spatiale [22]. La variabilité temporelle comprend trois sous-groupes : à basse fréquence qui sert à l'études les variations annuelles, saisonnières, mensuelles. A moyenne fréquence pour les variations journalières et horaires et à haute fréquence pour les variations à la seconde ou à plus haute fréquence (au-delà de 1 Hz) caractéristiques de la turbulence du vent.

La variabilité spatiale concerne principalement la variation verticale et le champ des directions du vent. La variabilité annuelle est très importante dans l'estimation du potentiel éolien d'un site. Habituellement, pour caractériser un site, il est nécessaire de s'appuyer sur des données de vent qui ont été mesurées pendant une certaine période, en général un an [23].

L'objectif est de trouver le modèle théorique le plus proche de la réalité expérimentale pour l'extrapoler, de déterminer le meilleur emplacement potentiel des éoliennes et d'utiliser les modèles dans le dimensionnement des parcs éoliens en fonction des spécificités géographiques du site.

Le site choisi pour notre étude est l'emplacement actuel de notre laboratoire à Tlemcen en Afrique du Nord-Algérie (Figure 3.7) [24]. Les mesures de vent pour une année sont effectuées grâce aux données de NASA POWER| Data Access Viewer [25].

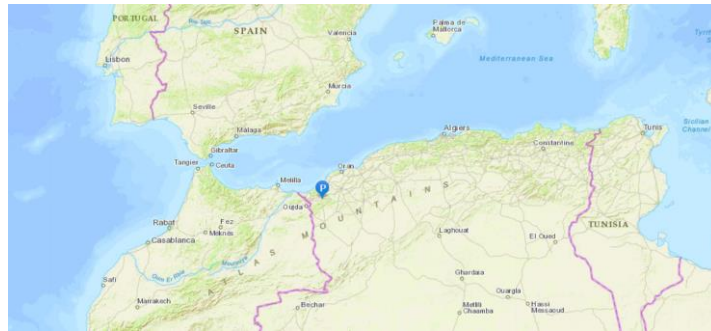


Figure 3.7: localisation des mesures réelles à Tlemcen.

La figure 3.7 montre la distribution de la vitesse moyenne du vent sur Tlemcen (Parc national de Tlemcen) à 10 m et 50 m d'altitude pendant l'année 2020. Généralement, cette vitesse varie entre 3 et 8 m/s autour d'une valeur moyenne de 6.25 m/s pour 10 m et 7.77 m/s à 50 m d'altitude. Cette distribution semble être suffisamment stable pour fournir une densité de puissance suffisante pour la production d'énergie aérodynamique. Il est à noter que la valeur moyenne de la vitesse du vent est élevée au printemps, où elle atteint parfois 13,75 m/s [26].

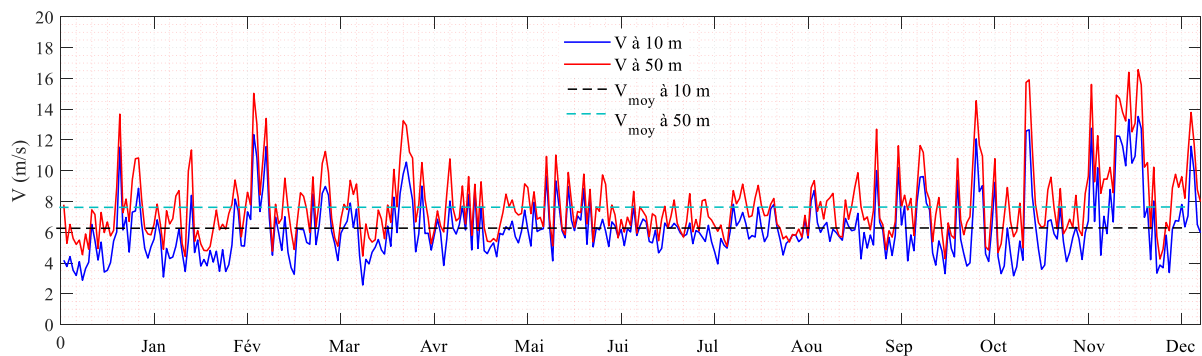


Figure 3.8: La variabilité annuelle de vitesse de vent en 2020 à Tlemcen.

66 % des jours de l'année 2020 ont une vitesse moyenne du vent comprise entre 4 et 7 m/s à 10 m d'altitude, où plus de 75 % des jours ont une moyenne entre 5 et 9 m/s à 50 m d'altitude (Figure 3.8).

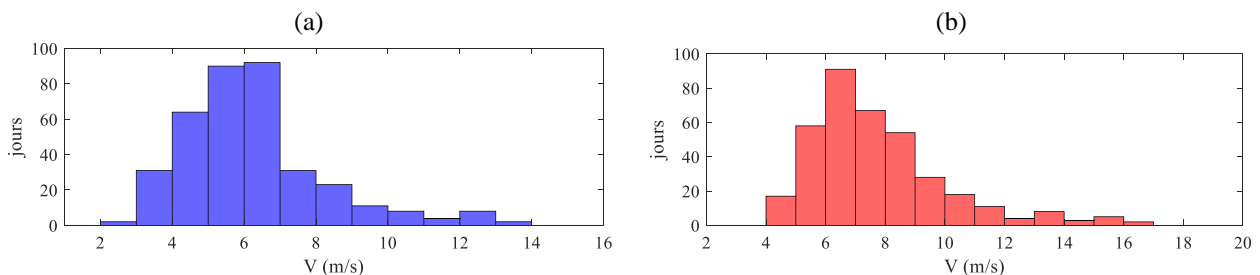


Figure 3.9: Histogramme de variabilité annuelle des moyennes de vitesse de vent en 2020 à Tlemcen, (a) à 10 m, (b) à 50 m.

De plus, les moyennes mensuelles de la vitesse du vent à Tlemcen en 2020 (Tab 3.1) confirme la possibilité d'exploiter ces distributions de vent afin de mettre en œuvre de petits parcs éoliens avec un rendement important, ce qui nécessite une étude spécialisée pour le dimensionnement et la mise en œuvre de ce type de systèmes d'énergie renouvelable dans la région sud-méditerranéenne.

Tableau 3.1: Vitesses moyennes mensuelles du vent à Tlemcen en 2020.

	Altitude	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Dec
V_{moy} (m/s)	10 m	5.28	5.02	6.74	6.31	6.11	6.58	5.87	6.29	6.09	6.18	6.38	8.08
	50 m	7.06	6.84	8.24	7.95	7.42	7.49	6.82	7.19	7.48	7.85	8.49	10.4 1

4.2 L'analyse des données de vent

Différentes fonctions de probabilité ont été corrélées avec les données de vitesse du vent afin d'identifier les distributions statistiques appropriées pour la représentation du régime éolien. Les distributions de Weibull et de Rayleigh ont un niveau de précision acceptable et peuvent être utilisées pour décrire les variations du vent dans un régime de vent spécifique [27].

4.2.1 Distribution de Weibull

La fonction densité de probabilité de Weibull est souvent utilisée pour analyser le potentiel éolien dans différents endroits. La distribution de Weibull permet d'analyser les variations de la vitesse du vent par deux fonctions, à savoir la fonction densité de probabilité "Probability Density Function" (PDF) et la fonction distribution cumulative "Cumulative Distribution Function" (CDF) [28].

La fonction densité de probabilité de Weibull indique la fraction de temps pendant laquelle le vent a une certaine vitesse V au cours de l'année, comme suit [29]:

$$p(V) = \begin{cases} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} & V > 0 \\ 0 & V = 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

Où, k est le facteur de forme de Weibull et c est le facteur d'échelle. Le facteur de forme indique le degré de dispersion de la vitesse du vent. Ainsi, un faible facteur de forme indique une répartition de la vitesse du vent relativement importante autour de la vitesse moyenne du vent, tandis qu'un facteur de forme plus important indique une répartition de la vitesse du vent plus resserrée autour de la vitesse moyenne [30].

La fonction distribution cumulative de la vitesse nous donne la fraction de temps pendant laquelle la vitesse du vent est égale ou inférieure à la vitesse V . Ainsi, la fonction distribution cumulative $P(V)$ est obtenue en intégrant la fonction de densité de probabilité de Weibull et est donnée par l'expressions suivante [31]:

$$P(V) = \int_0^V \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3.2)$$

La vitesse moyenne du vent V (m/s), et l'écart-type de la vitesse du vent peuvent être déterminés par les expressions suivantes [32]:

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (3.3)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2} \quad (3.4)$$

Pour l'analyse d'un régime de vent selon la distribution de Weibull, nous devons estimer les paramètres k et c de la distribution de probabilité de Weibull. Le facteur de forme de Weibull est donné par [33]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad (3.5)$$

Le facteur d'échelle est donné par :

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.6)$$

Où Γ est la fonction gamma.

4.2.2 Distribution de Rayleigh

La fonction densité de probabilité de Rayleigh est un cas simplifié du modèle de Weibull, un cas particulier lorsque $k = 2$ [34].

Dans ce cas, lorsque k est égal à 2, le paramètre c est déterminé comme suit [35]:

$$c = \frac{2\bar{V}}{\sqrt{\pi}} \quad (3.7)$$

La fonction densité de probabilité (PDF) et la fonction distribution cumulative (CDF), après avoir remplacé k et c dans les équations (3.1) et (3.2), sont données par [36]:

$$p(V) = \frac{\pi V}{2\bar{V}^2} e^{-\left[\frac{\pi(V)}{4(\bar{V})}\right]^2} \quad (3.8)$$

De même, la distribution cumulative est donnée par :

$$P(V) = 1 - e^{-\left[\frac{\pi(V)}{4(\bar{V})}\right]^2} \quad (3.9)$$

La figure 3.10 présente la fonction distribution de probabilité de Rayleigh (PDF) et la fonction distribution cumulative de Rayleigh (CDF) pour des vitesses de vent comprises entre 1 et 25 m/s et une vitesse de vent moyenne de 7 m / s. La fonction de distribution de probabilité de Rayleigh semble s'adapter raisonnablement aux données de vitesse du vent mesurées, car la plupart des vitesses sont comprises entre 3 et 8.5 m/s pendant toute l'année (figure 3.10.a), de même que la fonction de distribution cumulative qui augmente fortement dans cette plage (figure 3.10.b). Par conséquent, nous pouvons la classer comme une distribution normale. Cette dernière permet de juger de l'efficacité de la distribution de Rayleigh.

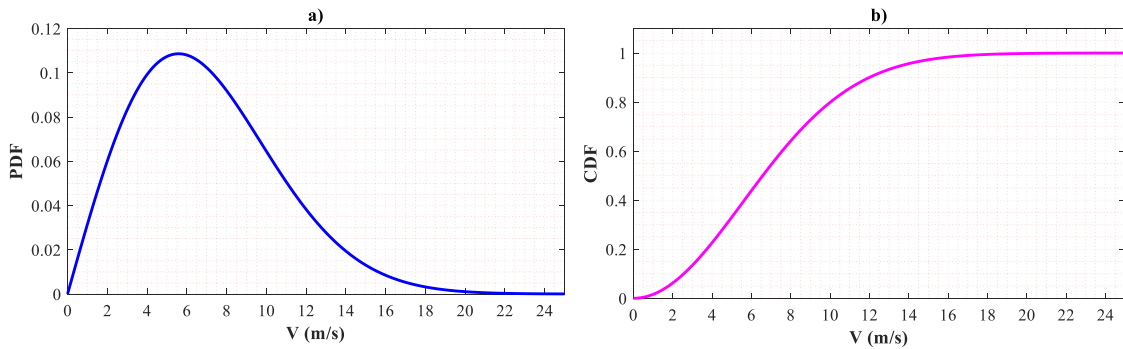


Figure 3.10: a) distribution de probabilité de Rayleigh PDF, b) distribution cumulative de Rayleigh CDF.

Le principal avantage de la loi de Rayleigh réside dans sa simplicité. En effet, de par sa définition - utilisation d'un paramètre de forme k égal à 2 [37]. La loi de Rayleigh ne dépend plus que de la valeur moyenne du vent sur le site. Cependant, le principal désavantage de la loi de Rayleigh est aussi lié à l'utilisation du paramètre de forme k fixé à 2. En effet, si cette utilisation permet une simplification, elle ne permet pas de s'adapter au mieux au régime de vent rencontré sur le site étudié puisque seule la valeur de la moyenne du vent est prise en compte. Par conséquent, pour deux sites ayant des valeurs de moyenne de vitesses de vent égales on obtiendrait deux distributions identiques alors que dans la réalité elles pourraient être significativement différentes, ce qui engendrerait des écarts importants sur le calcul de la valeur de puissance disponible [38].

4.2.3 Densité de puissance éolienne

La densité de puissance du vent est l'énergie disponible dans le régime du vent pour une unité de surface de la pale pendant un certain temps. Ainsi, la densité de puissance dépend de la vitesse du vent et de sa distribution

dans le régime [39]. Nous pouvons obtenir l'énergie totale disponible dans le spectre, en multipliant la densité de l'énergie éolienne par le facteur temps.

D'autres facteurs d'intérêt sont la vitesse du vent la plus fréquente et la vitesse contribuant au régime d'énergie maximale. Le pic de la courbe de densité de probabilité représente la vitesse du vent la plus fréquente. En raison de la relation cubique entre la vitesse et la puissance du vent, la vitesse contribuant à l'énergie maximale est généralement plus élevée que la vitesse du vent la plus fréquente [40]. Pour la surface unitaire du rotor, la puissance disponible dans le vent actuel à la vitesse V , est donnée par :

$$P_V = \frac{1}{2} \rho V^3 t \quad (3.10)$$

Où ρ est la densité de l'air ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$) à l'atmosphère standard au niveau de la mer et t est la période de temps.

La fraction de temps pendant laquelle cette vitesse V , prédomine dans le régime est donnée par $f(V)$. L'énergie par unité de temps produite par la vitesse du vent est $(P_V \cdot f(V))$. Ainsi, l'énergie totale, produite par toutes les vitesses de vent possibles dans le régime de vent, disponible pour l'unité de surface de la pale et de temps, peut être exprimée par [22]:

$$E_V = \int_0^{\infty} P_V \cdot f(V) dV \quad (3.11)$$

La vitesse du vent la plus fréquente dans le régime est donnée par :

$$V_{F \max} = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.12)$$

La vitesse qui produit l'énergie maximale du régime de vent est donnée par :

$$V_{E \max} = \frac{c(k+2)^{\frac{1}{k}}}{k^{\frac{1}{k}}} \quad (3.13)$$

4.3 Modélisation de la turbine éoliennes

L'éolienne capte la puissance cinétique du vent, puis la convertit en énergie mécanique sur l'arbre, qui peut ensuite être utilisée directement par les génératrices [41]. L'énergie cinétique d'une colonne de vent de densité ρ , animée d'une vitesse V , de longueur x , de section S comme le montre la figure 3.11 [42].

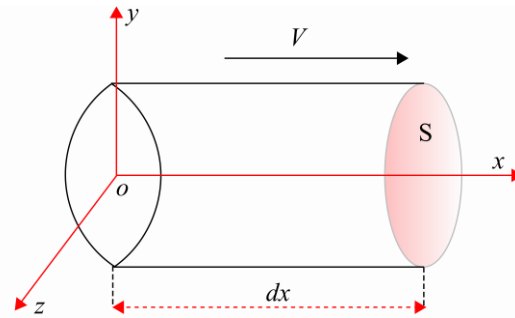


Figure 3.11: Représentation d'une colonne d'air.

L'énergie cinétique de cette colonne d'air est représentée par :

$$dE = \frac{1}{2} dm V^2 \quad (3.14)$$

Où $dm = \rho S dx$ est la masse de la colonne de vent avec $V = \frac{dx}{dt}$, l'expression est simplifiée comme suit :

$$dE = \frac{1}{2} \rho S V^3 dt \quad (3.15)$$

L'éolienne ne peut pas extraire toute l'énergie éolienne cinétique qui circule vers l'éolienne. En générale, la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre de l'éolienne peut être calculée comme suit [43]:

$$P_m = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \rho \pi C_p(\lambda, \beta) R^2 V^3 \quad (3.16)$$

Où $C_p(\beta, \lambda)$ est le coefficient de puissance décidé par les caractéristiques de l'éolienne. Ce coefficient est en fonction du rapport de vitesse relative de la turbine λ et de l'angle de calage des pales β . Le rapport de vitesse relatif λ peut être écrit comme [44]:

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V} \quad (2.14)$$

Où Ω_t est la vitesse de rotation du rotor de turbine. Le coefficient de puissance C_p caractérise l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne en énergie mécanique, Ce coefficient a une valeur théorique optimale de 0,59 (loi de Betz). Le coefficient de puissance C_p est exprimé en fonction du rapport de vitesse relative λ et de l'angle de calage β comme suit [45,46]:

$$C_p = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(\frac{-21}{\lambda_i}\right) + 0.0068\lambda \quad (3.17)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

La relation entre le coefficient de puissance C_p , le rapport de vitesse relatif λ et de l'angle de calage β dans une petite éolienne de 1.5 kW est illustrée dans la figure 3.12 [47].

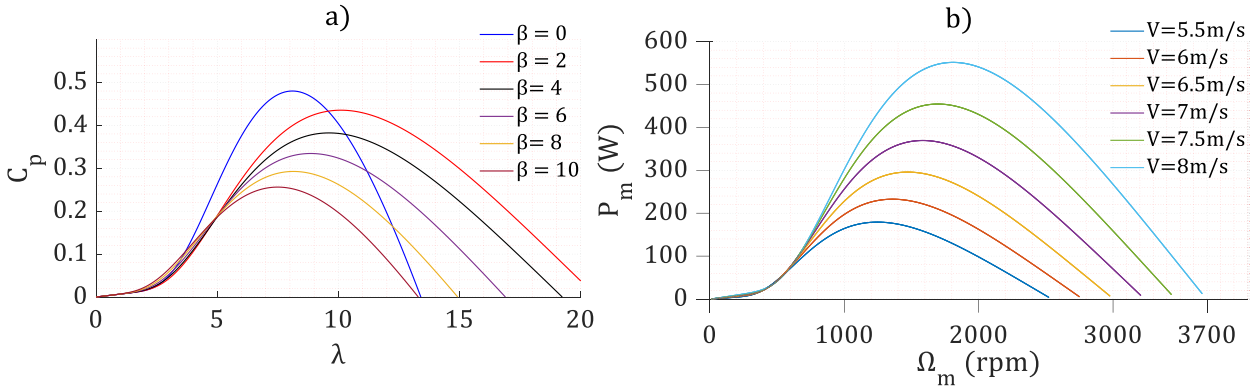


Figure 3.12: Caractéristiques $C_p(\lambda, \beta)$ de l'éolienne à vitesse variable.

On peut constater que le coefficient de puissance C_p est influencé à la fois par le rapport de vitesse relative λ et l'angle de calage β . D'après l'équation 3.12, pour certaines vitesses de vent V , le coefficient de puissance C_p peut être contrôlé pour être à sa valeur maximale en ajustant à la fois l'angle de calage et la vitesse de rotation de la turbine. Lorsque $\beta = 2$ et $\lambda = \lambda_{opt}$, le coefficient de puissance C_p atteindra sa valeur maximale C_{pmax} . Le coefficient de puissance maximal théoriquement réalisable est $C_{pmax} = 59\%$. En outre, les fluctuations du vent induisent des fluctuations de couple, ce qui augmente les contraintes sur l'arbre de transmission et affecte également la qualité de l'énergie produite. Le couple aérodynamique développé par les aubes de la turbine est défini par [4]:

$$T_t = \frac{1}{2\Omega_t} \rho \pi C_p R^2 V^3 \quad (3.18)$$

La vitesse de rotation Ω_t de l'éolienne est déterminée par la disposition mécanique et le modèle de la transmission. Habituellement, le modèle simplifié à deux masses est le plus utilisé dans la littérature pour représenter les forces appliquées à l'arbre de transmission des systèmes de conversion d'énergie éolienne. Ce modèle présente essentiellement les forces opposées appliquées par le couple aérodynamique T_t et le couple électromagnétique du générateur T_{em} sur l'arbre traversant la boîte de vitesses (Figure 3.13) [48].

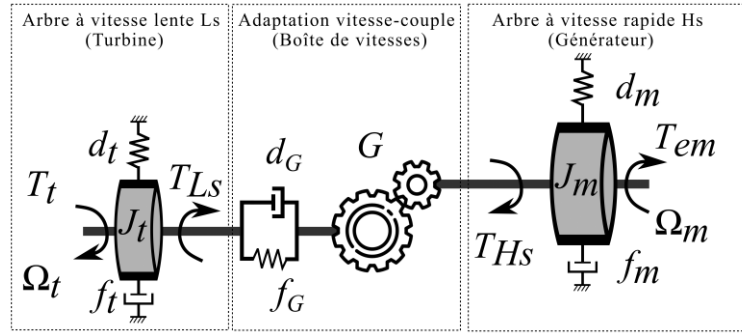


Figure 3.13: Modèle à deux masses de couplage mécanique de l'éolienne.

Les hypothèses relatives à ce modèle sont :

- Tous les modes flexibles sont localisés dans l'élément flexible de l'arbre lent.
- L'arbre rapide est infiniment rigide.
- Les modes flexibles des pales sont supposés suffisamment élevés pour être négligés

La dynamique de l'arbre lent peut être décrite par [49]:

$$J_t \frac{d\Omega_t}{dt} = T_t - f_t \Omega_t - T_{Ls} \quad (3.19)$$

Et la dynamique de l'arbre rapide peut être exprimée par :

$$J_m \frac{d\Omega_m}{dt} = T_{Hs} - f_m \Omega_m - T_{em} \quad (3.20)$$

Où Ω_m et Ω_t représentent respectivement la vitesse de rotation du générateur et de la turbine. T_{Ls} est le couple de l'arbre lente et le T_{Hs} est le couple de l'arbre rapide. La relation entre eux pour une boîte de vitesses idéale peut être représentée comme [50]:

$$T_{Hs} = \frac{T_{Ls}}{G} \quad (3.21)$$

Et :

$$\Omega_m = G\Omega_t \quad (3.22)$$

Où G est le rapport de la boîte de vitesses. J_t et J_m sont les moments d'inertie de la turbine et du générateur respectivement. Le moment d'inertie totale du système J , vu du côté générateur, est donné par :

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_m \quad (3.23)$$

La boîte de vitesses ayant un coefficient de rigidité d_G et un coefficient d'amortissement f_G . Les frottements visqueux et les coefficients de rigidité sont notés par les coefficients f_t , d_t pour la turbine, et f_m et d_m pour le générateur. Toutefois, les coefficients de rigidité d_G , d_t et d_m sont généralement faibles, de sorte qu'ils peuvent être négligés. Par conséquent, les équations de couple sont [51]:

$$\begin{aligned} \frac{dT_{Ls}}{dt} &= d_G(\Omega_t - \Omega_m) + f_G \left(\frac{d\Omega_t}{dt} - \frac{d\Omega_m}{dt} \right) \\ \frac{dT_{Hs}}{dt} &= d_G(\Omega_m - \Omega_t) + f_G \left(\frac{d\Omega_m}{dt} - \frac{d\Omega_t}{dt} \right) \end{aligned} \quad (3.24)$$

Le couple électromagnétique T_{em} peut être contrôlé par le convertisseur de puissance, et le couple mécanique T_t est influencé par la vitesse du vent, et peut également être contrôlé par l'éolienne.

4.3.1 Modèle à simple masse

Dans le cas des grandes éoliennes, l'arbre lent peut être considéré comme parfaitement rigide. Le modèle à deux masses peut alors se ramener à un modèle à une masse, constitué d'une seule inertie et d'un seul

coefficient de frottement regroupant tous les coefficients de frottements externes, moyennant certaines hypothèses [48]:

- Les arbres de transmission sont parfaitement rigides.
- Le multiplicateur de vitesse est idéal.
- L'inertie de la génératrice J_m peut être négligée devant celle de la turbine J_t ou ramenée du côté de l'arbre lent.

4.3.2 Modèle à une masse ramené sur l'arbre lent

Considérant que l'arbre lent est infiniment rigide, L'inertie de la turbine est ramenée sur l'arbre lent, alors [42]:

$$\Omega_g = \Omega_{LS} \quad (3.25)$$

Le rapport du multiplicateur s'écrit maintenant :

$$G = \frac{T_{LS}}{T_{HS}} \quad (3.26)$$

Les équations des entrainements mécaniques deviennent :

$$\begin{aligned} J_t \frac{d\Omega_t}{dt} &= T_g + GT_{HS} - f\Omega_t \\ GJ_m \frac{d\Omega_t}{dt} &= T_{HS} - Gf\Omega_t - T_{em} \end{aligned} \quad (3.27)$$

L'inertie de la génératrice ramenée sur l'arbre lent G^2J_g est très souvent négligée devant celle du rotor. Ce modèle est généralement utilisé dans la commande de l'aéroturbine.

4.3.3 Modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide

Ce modèle considère l'inertie totale constituée de l'inertie du générateur et de celle de la turbine rapportée sur l'arbre rapide. Lorsque le modèle à une masse est ramené sur l'arbre rapide alors, en faisant les mêmes hypothèses que précédemment, l'équations (3.25) s'écrivent [52]:

$$\begin{aligned} \frac{J_t}{G} \frac{d\Omega_m}{dt} &= T_t + T_{LS} - \frac{f}{G} \Omega_m \\ J_m \frac{d\Omega_m}{dt} &= T_{HS} - f\Omega_m - T_{em} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Le modèle à une masse ramené sur l'arbre rapide est généralement utilisé dans la commande de la génératrice.

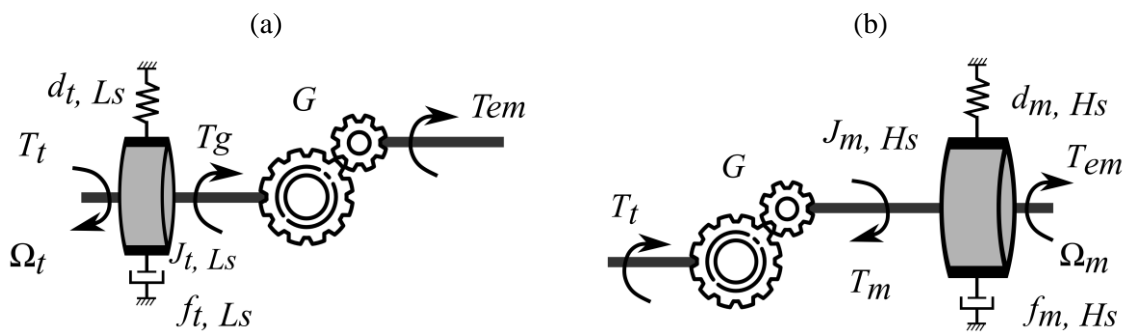


Figure 3.14: Modèle à simple masse de couplage mécanique de l'éolienne. a) Modèle ramené sur l'arbre lent. b) Modèle ramené sur l'arbre rapide.

Le modèle global d'éolienne, y compris ses deux parties statiques-dynamiques, est donné dans la figure 3.11[53].

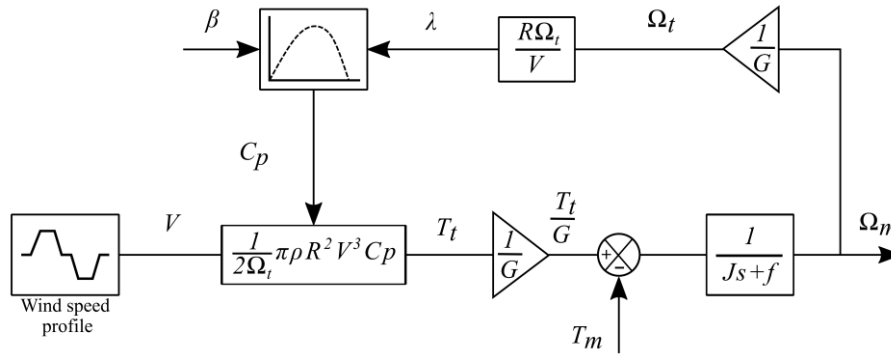


Figure 3.15: Le modèle global d'un système éolien à vitesse variable.

4.4 Contrôle d'angle de calage des pales

β est l'angle de calage des pales, c'est-à-dire l'inclinaison entre le sens de rotation et l'axe de référence de la pale. Le contrôle des pales est capable de faire tourner les pales de la turbine et de modifier l'angle de calage. L'angle de calage de chaque pale peut être contrôlé ensemble ou indépendamment. Lors de l'étude du système de contrôle dynamique, un modèle simplifié d'ordre 1, tel que celui de la figure 3.16, peut être utilisé, où $\tau_{d\beta}$ est la constante de temps du système de contrôle des pales. La figure 3.16 montre la boucle de contrôle. Un régulateur est utilisé pour générer un taux de variation de référence du calage. Ce taux de changement est normalement limité à environ 10% en fonctionnement normal et 20% en cas d'urgence [1].

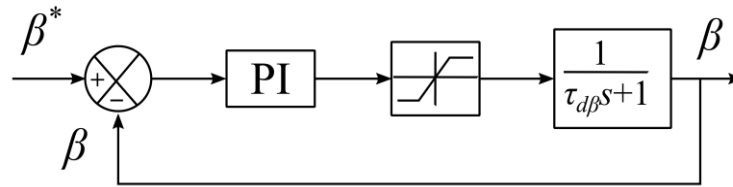


Figure 3.16: Boucle de contrôle d'angle du calage.

4.5 Schéma de contrôle global

Le schéma général du contrôle d'un système éolien à vitesse variable est illustré à la figure 3.17. Il existe deux degrés de liberté de contrôle dans ce système, le couple mécanique T_t , qui peut être contrôlé en agissant sur l'angle de pas des pales, et le couple électromagnétique T_{em} , qui peut être ajusté par le contrôle du convertisseur coté machine [54]. Le contrôleur global de l'éolienne coordonne ces deux contrôleurs, de sorte que la vitesse du rotor et la puissance de sortie du système éolien peuvent être contrôlées à différentes vitesses de vent. La stratégie de contrôle de l'éolienne sera présentée dans la section suivante, tandis que le contrôle du générateur et de l'onduleur dans différents systèmes d'éoliennes à vitesse variable sera abordé dans une section ultérieure [55].

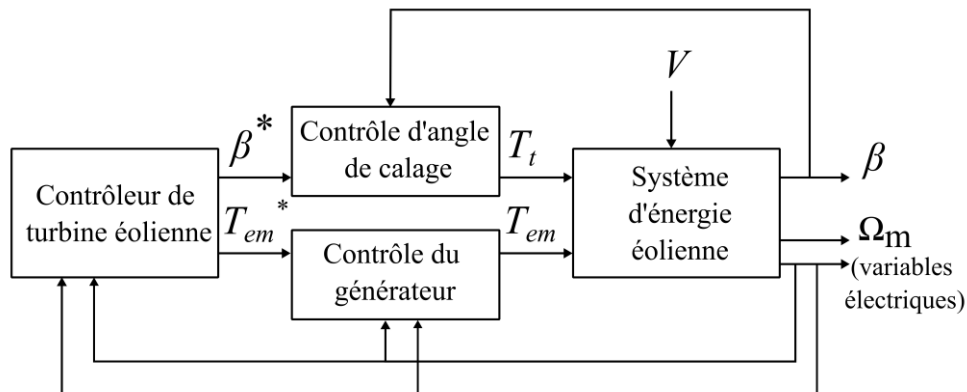


Figure 3.17: Schéma général de contrôle du system éolien à vitesse variable.

5 Gamme opérationnelle des systèmes d'éoliennes

Compte tenu de la vitesse du rotor et les limites de la puissance de sortie d'un système éolien, la plage de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable peut être divisée en trois régions de base, comme le montre la figure 3.18 [1,9,45,46].

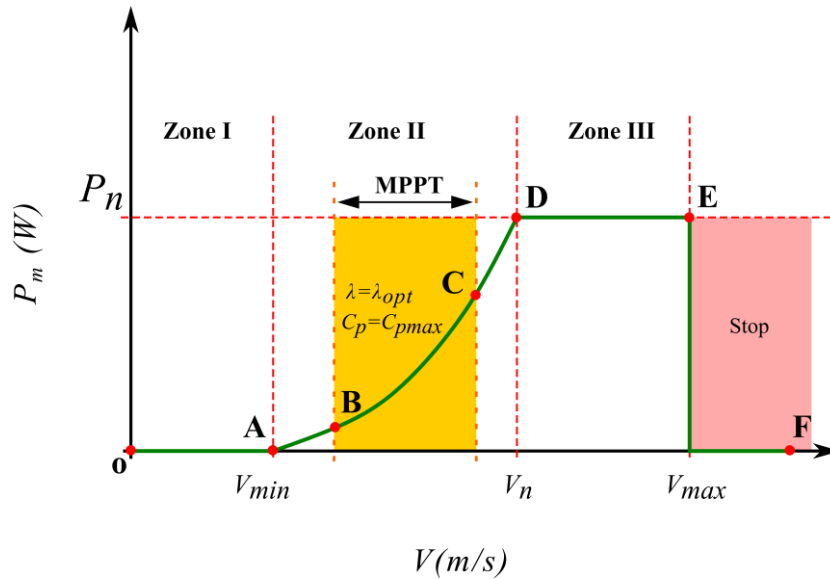


Figure 3.18: Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

La relation entre la puissance mécanique P_m et la vitesse du vent V est exprimée comme suit :

$$P_m(V) = \begin{cases} 0 & \text{si } V < V_{min} \\ \frac{1}{2} \rho \pi C_p(\beta_{opt}, \lambda) R^2 V^3 & \text{si } V_{min} < V < V_B \\ \frac{1}{2} \rho \pi C_{pmax} R^2 V^3 & \text{si } V_B < V < V_C \\ \frac{1}{2} \rho \pi C_p(\beta_{opt}, \lambda) R^2 V^3 & \text{si } V_C < V < V_n \\ P_{mmax} & \text{si } V_n < V < V_{max} \end{cases} \quad (3.29)$$

5.1 Fonctionnement de l'éolienne autour de vitesse d'enclenchement

Phase 1 (avant A) : Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse d'enclenchement, ce qui est illustré à la figure 3.18 par le point A, le système éolien n'est pas connecté au réseau électrique, mais maintient une vitesse de rotation minimale du rotor en ajustant l'angle d'inclinaison avant que la vitesse du vent d'enclenchement (point A) ne soit atteinte. Dans cette phase, le système fonctionne en mode stand-by, en attendant une augmentation de la vitesse du vent.

Phase 2 (avant A-B) : Lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse d'enclenchement, le système éolien est connecté au réseau électrique et la puissance mécanique augmente avec la vitesse du vent. Mais la vitesse de rotation du rotor reste au minimum, car la vitesse du vent est encore faible. Le coefficient de puissance C_p n'est donc pas à sa valeur maximale. En d'autres termes, l'éolienne ne peut pas capter la puissance du vent maximale. Dans cette phase, l'angle de tangage est contrôlé à zéro.

5.2 Fonctionnement MPPT de l'éolienne

Phase 3 (B-C) : Le suivi du point de puissance maximale (MPPT) est réalisé à cette phase, en ajustant la vitesse de rotation du rotor en fonction de la variation de la vitesse du vent, afin de conserver le rapport optimal du ratio de vitesse λ_{opt} , et d'obtenir ainsi le coefficient de puissance maximal. La vitesse de rotation du rotor varie proportionnellement à la vitesse du vent. L'éolienne est contrôlée à la vitesse de rotation optimale de la turbine générée par le contrôleur en fonction de la vitesse actuelle du vent.

5.3 Fonctionnement de l'éolienne autour de vitesse nominale

Phase 4 (C-D) : Au point C, la vitesse du rotor atteint la valeur nominale. Ensuite, cette vitesse est contrôlée à sa valeur nominale et maintenue constante afin d'éviter les perturbations mécaniques ainsi que du bruit dans l'éolienne. Donc, le ratio de vitesse n'est pas à la valeur optimale et le coefficient de puissance est plus faible que la phase (B-C). L'éolienne maintient l'angle d'inclinaison optimal jusqu'à ce que la puissance mécanique atteigne la valeur nominale.

Phase 5 (D-E) : À ce stade, la vitesse du vent est importante, la puissance mécanique de sortie de l'éolienne est contrôlée à la valeur nominale afin d'éviter la surintensité dans les convertisseurs de puissance ainsi que la surcharge de l'ensemble de la chaîne cinématique en ajustant l'angle de calage des pales.

Phase 6 (E-F) : Au-delà d'une vitesse maximale admissible, la production d'énergie est arrêtée en (plaçant l'éolien en ... $\beta = ???$) de manière à ne pas détériorer l'éolienne et le système de production.

6 Modélisation du GADA

Comme tous les systèmes physiques qui nécessitent une modélisation, celle-ci permet de simuler le comportement de ce système face à différentes sollicitations. On part d'un modèle mathématique élaboré dans le référentiel abc (modèle triphasé) découlant des équations différentielles qui régissent le fonctionnement de la machine pour aboutir à un modèle dq issu de la transformation de Park (modèle biphasé). Ce dernier est utilisé pour le contrôle des machines électriques.

6.1 Concept de glissement

La tension induite dans le rotor dépend de la différence entre la vitesse de rotation du flux statorique et la vitesse de rotation du rotor. En fait, la fréquence angulaire des tensions et courants induits dans le rotor est donnée par la relation suivante [56]:

$$\omega_s = \omega_r - \omega_m \quad (3.30)$$

Avec :

ω_r : pulsation des tensions et des courants des enroulements du rotor (rad/s).

ω_s : pulsation des tensions et des courants des enroulements du stator (rad/s).

ω : Vitesse « électrique » du rotor (rad/s).

Et:

$$\omega = p\Omega_m \quad (3.31)$$

Où Ω_m est la vitesse « mécanique » de rotation du rotor (rad/s).

En fonctionnement normal et en régime permanent, puisque les tensions et les courants induits dans les enroulements du rotor ont une pulsation ω_r , une alimentation extérieure dans le cadre du GADA doit fournir une tension au rotor avec une pulsation ω_r . Ainsi, le terme couramment utilisé pour définir la relation entre la vitesse du champ statorique et la vitesse du rotor est le glissement g [57]:

$$g = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} \quad (3.32)$$

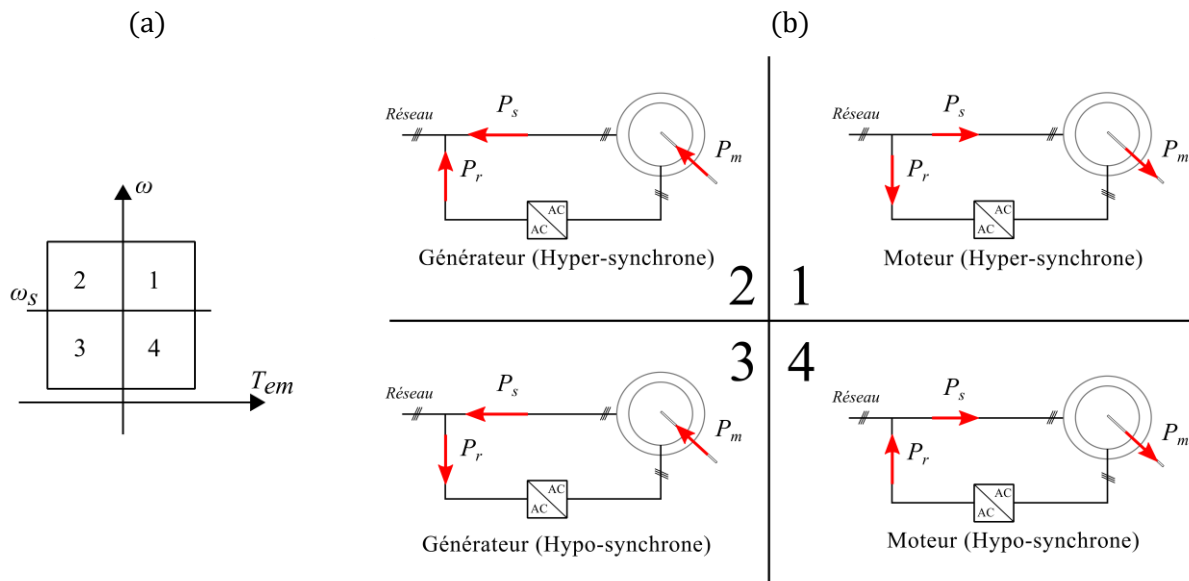


Figure 3.19: Modes de fonctionnement à quatre quadrants du GADA.

En combinant les expressions (3.28) et (3.30), la pulsation rotorique s'exprime par :

$$\omega_r = g\omega_s \tag{3.33}$$

De cette dernière expression, on peut également déduire la relation entre les fréquences :

$$f_r = gf_s \tag{3.34}$$

En fonction du signe du glissement, il est possible de distinguer trois modes de fonctionnement différents pour la machine :

- $\omega < \omega_s \Rightarrow \omega_r > 0 \Rightarrow g > 0 \Rightarrow$ Fonctionnement hypo-synchrone.
- $\omega > \omega_s \Rightarrow \omega_r < 0 \Rightarrow g < 0 \Rightarrow$ Fonctionnement hyper-synchrone.
- $\omega = \omega_s \Rightarrow \omega_r = 0 \Rightarrow g = 0 \Rightarrow$ Fonctionnement synchrone.

Ainsi, le mode de fonctionnement peut être divisé à son tour en fonctionnement générateur ou en fonctionnement moteur en fonction de la puissance produite / consommée du stator / rotor (Table 3.2) [58].

- Mode moteur hyper-synchrone : lorsque le GADA reçoit de l'énergie par les enroulements du stator et du rotor, il transforme l'énergie électrique en énergie mécanique.
- Mode générateur hyper-synchrone : lorsque le GADA reçoit de l'énergie mécanique, celle-ci est convertie en énergie électrique et distribuée au réseau à travers les enroulements du stator et du rotor.
- Mode générateur hypo-synchrone : lorsque le GADA reçoit par son rotor une puissance mécanique qui sera convertie en puissance électrique et distribuée par le stator. Cependant, une partie de cette puissance sera absorbée par les enroulements du rotor et le reste sera distribué au réseau.
- Mode moteur hypo-synchrone : lorsque le GADA reçoit de l'énergie électrique par son enroulement statorique, dont une partie est renvoyée au réseau par les enroulements du rotor, et le reste est converti en énergie mécanique.

Tableau 3.2: Les modes de fonctionnement du GADA en fonction de la vitesse et de la puissance.

Mode	Vitesse	P_m	P_s	P_r
1 Moteur ($T_{em} > 0$)	$g < 0$	($P_m > 0$)	($P_s > 0$)	($P_r > 0$)
	($\omega_m > \omega_s$) Hyper-synchrone	La machine fournit la puissance mécanique	Le stator consomme la puissance	Le rotor consomme la puissance
2 Générateur ($T_{em} < 0$)	$g < 0$	($P_m < 0$)	($P_s < 0$)	($P_r < 0$)
	($\omega_m > \omega_s$) Hyper-synchrone	La machine consomme la puissance mécanique	Le stator fournit la puissance	Le rotor fournit la puissance
3 Générateur ($T_{em} < 0$)	$g > 0$	($P_m < 0$)	($P_s < 0$)	($P_r > 0$)
	($\omega_m < \omega_s$) Hypo-synchrone	La machine consomme la puissance mécanique	Le stator fournit la puissance	Le rotor consomme la puissance
4 Moteur ($T_{em} > 0$)	$g > 0$	($P_m > 0$)	($P_s > 0$)	($P_r < 0$)
	($\omega_m < \omega_s$) Hypo-synchrone	La machine fournit la puissance mécanique	Le stator consomme la puissance	Le rotor fournit la puissance

6.2 Équations de puissance

En général, deux puissances sont développées dans le stator et le rotor du GADA, à savoir la puissance rotorique et la puissance statorique (P_r , P_s), ces puissances générées sont dues aux courants électriques dans les bobines de la machine qui produisent finalement une puissance mécanique du côté du rotor de la machine (mode de fonctionnement du moteur). Alors qu'une puissance mécanique (P_m) appliquée sur l'arbre rotorique de la machine génère une puissance électrique dans l'enroulement de la machine (mode de fonctionnement du générateur). Cependant, en mode générateur, les puissances (P_r , P_s) sont fonction de la puissance mécanique (P_m) et des pertes en cuivre (P_{cu}) dans les enroulements du stator et du rotor [9]:

$$P_s + P_r = P_m - (P_{cus} + P_{cur}) \quad (3.35)$$

Les courants du stator et du rotor sont calculés comme dans un transformateur parfait :

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{N_s}{N_r} \quad (3.36)$$

Où N_s et N_r sont les nombres des spires des enroulements du stator et du rotor respectivement. Le rapport entre la puissance P_r du rotor et la puissance P_s du stator s'exprime par :

$$s = \frac{P_r}{P_s} = \frac{i_r E_s}{i_s E_r} \quad (3.37)$$

E_s et E_r sont les forces électromotrices f.e.m du stator et du rotor respectivement.

6.3 Modèle dynamique de la GADA

À fin de concevoir le contrôle des systèmes d'énergie éolienne, il est nécessaire de connaître les modèles du GADA, y compris le modèle dynamique et le modèle des convertisseurs de puissance. Le modèle dynamique explique et définit le comportement des variables de la machine dans les périodes de transition ainsi qu'en régime permanent [59]. Grâce au modèle dynamique, il est possible de connaître à tout moment les valeurs des variables de la machine, telles que le couple, les courants et les flux [60].

6.4 Modèle abc

En utilisant les hypothèses classiques de non-saturation, de linéarité et de négligence de l'effet de peau, le GADA peut être modélisé comme trois enroulements statiques fixés au stator (ABC), et trois enroulements

fixés au rotor (abc) tournant à la vitesse « électrique » ω (figure 3.20). Ces enroulements sont une représentation idéale de la machine réelle, ce qui permet de dériver un circuit électrique équivalent, comme le montre la figure 2.21 [10,45].

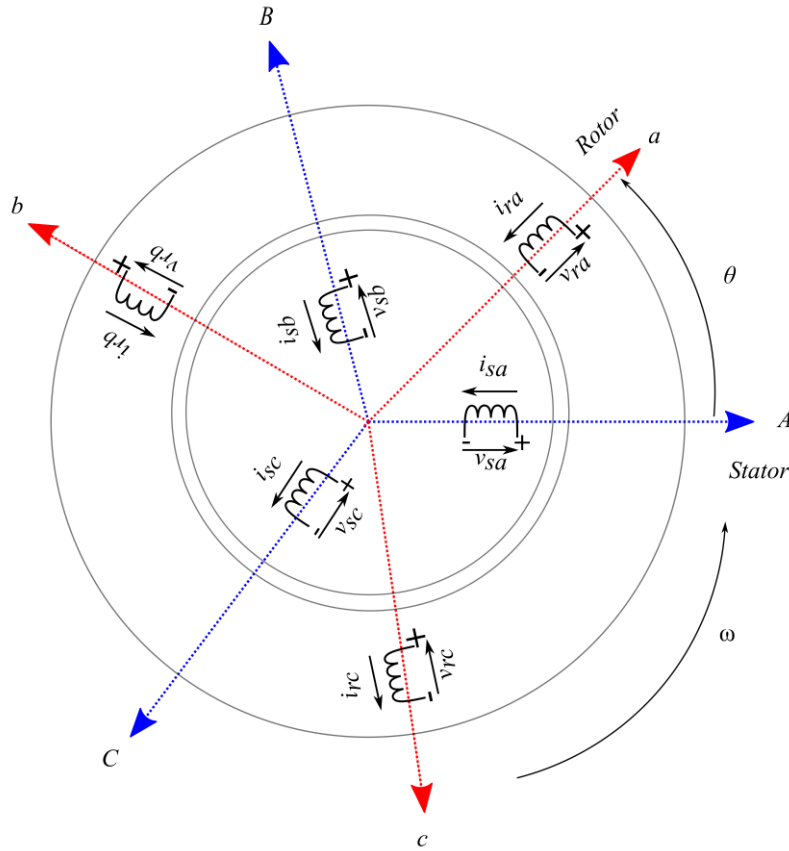


Figure 3.20: Enroulements triphasés idéaux (stator et rotor) du GADA.

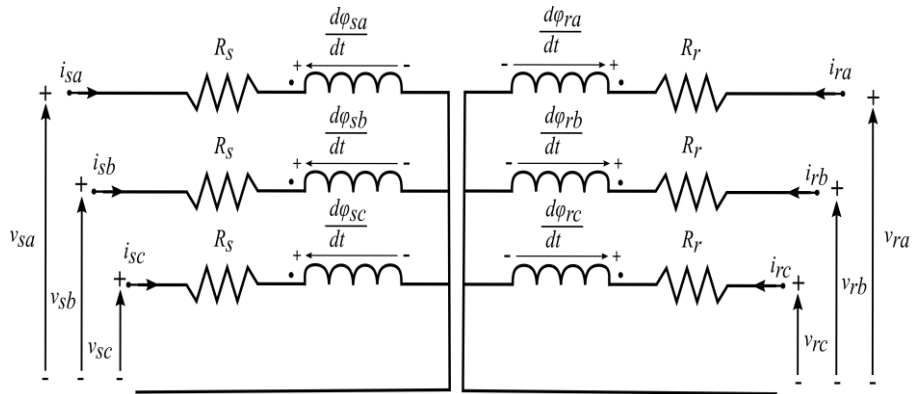


Figure 3.21: Circuit électrique équivalent du GADA.

Si l'angle initial entre l'enroulement de rotor de phase a et l'enroulement de stator de phase A est nul, l'angle θ entre l'enroulement de rotor de phase a et l'enroulement de stator de phase A est décrit comme [61]:

$$\theta = \omega t \tag{3.38}$$

Dans la figure 3.20, v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} et v_{ra} , v_{rb} , v_{rc} sont respectivement des tensions de triphasées statoriques et rotoriques. i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} et i_{ra} , i_{rb} , i_{rc} sont respectivement les courants triphasés statoriques et rotoriques. Les équations du stator sont formulées comme suit [62]:

$$\begin{aligned}
v_{sa} &= R_s i_{sa} + \frac{d\varphi_{sa}}{dt} \\
v_{sb} &= R_s i_{sb} + \frac{d\varphi_{sb}}{dt} \\
v_{sc} &= R_s i_{sc} + \frac{d\varphi_{sc}}{dt}
\end{aligned} \tag{3.39}$$

Où R_s est la résistance de chaque enroulement de stator, et φ_{sa} , φ_{sb} , φ_{sc} sont les flux d'enroulement de stator triphasé. En utilisant la transformation de Laplace et en mettant les trois équations (3.39) sous forme matricielle, on a :

$$v_s = R_s i_s + p\varphi_s \tag{3.40}$$

Où le vecteur de la tension du stator $v_s = [v_{sa} \ v_{sb} \ v_{sc}]^T$, le vecteur de courant du stator est $i_s = [i_{sa} \ i_{sb} \ i_{sc}]^T$, vecteur de flux de stator $\varphi_s = [\varphi_{sa} \ \varphi_{sb} \ \varphi_{sc}]^T$, et p est l'opérateur de Laplace. De même, les équations du rotor sont formulées comme suit [63]:

$$\begin{aligned}
v_{ra} &= R_r i_{ra} + \frac{d\varphi_{ra}}{dt} \\
v_{rb} &= R_r i_{rb} + \frac{d\varphi_{rb}}{dt} \\
v_{rc} &= R_r i_{rc} + \frac{d\varphi_{rc}}{dt}
\end{aligned} \tag{3.41}$$

Où l'exposant r indique que toutes les variables de l'équation (3.41) du sont décrites sous la référence abc dans le rotor. En fait, le référentiel abc tourne avec le rotor de la machine. R_r est la résistance de chaque enroulement de rotor. Ici, φ_{ra} , φ_{rb} , φ_{rc} sont les flux d'enroulement de rotor triphasé. Les équations (3.42) sont également exprimées sous forme matricielle dans le domaine de Laplace :

$$v_r = R_r i_r + p\varphi_r \tag{3.42}$$

Où le vecteur de la tension du rotor $v_r = [v_{ra} \ v_{rb} \ v_{rc}]^T$, le vecteur de courant du rotor est $i_r = [i_{ra} \ i_{rb} \ i_{rc}]^T$, vecteur de flux de rotor $\varphi_r = [\varphi_{ra} \ \varphi_{rb} \ \varphi_{rc}]^T$. La relation entre la pulsation statorique ω_s et la pulsation rotorique ω_r est :

$$\omega_s = \omega_r + \omega \tag{3.43}$$

Où ω est la vitesse « électrique » de la machine. De même, Ω_m est la vitesse mécanique angulaire, liée à la fréquence électrique au moyen d'une paire de pôles p,

$$\omega = p\Omega_m \tag{3.44}$$

Le vecteur flux statorique et le vecteur flux rotorique peuvent être décrits par :

$$\begin{aligned}
\varphi_s &= L_{ss} i_s + L_{sr} i_r \\
\varphi_r &= L_{rr} i_r + L_{rs} i_s
\end{aligned} \tag{3.45}$$

Où la matrice d'inductance des enroulements du stator est exprimée par :

$$L_{ss} = \begin{bmatrix} l_{ms} + l_{ls} & -\frac{1}{2}l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} \\ -\frac{1}{2}l_{ms} & l_{ms} + l_{ls} & -\frac{1}{2}l_{ms} \\ -\frac{1}{2}l_{ms} & -\frac{1}{2}l_{ms} & l_{ms} + l_{ls} \end{bmatrix} \tag{3.46}$$

La matrice d'inductance des enroulements du rotor est exprimée par :

$$L_{rr} = \begin{bmatrix} l_{mr} + l_{lr} & -\frac{1}{2}l_{mr} & -\frac{1}{2}l_{mr} \\ -\frac{1}{2}l_{mr} & l_{mr} + l_{lr} & -\frac{1}{2}l_{mr} \\ -\frac{1}{2}l_{mr} & -\frac{1}{2}l_{mr} & l_{mr} + l_{lr} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

La matrice des inductances mutuelles entre les enroulements du stator et due rotor est décrite par :

$$L_{sr} = L_{rs}^T = L_{ms} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \theta & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

Où L_{ms} et L_{mr} sont les inductances mutuelles maximales entre l'enroulement de stator et l'enroulement de rotor. L_{ls} et L_{lr} sont les inductances de fuite du stator et des enroulements du rotor, respectivement. La matrice d'inductance du stator L_{ss} est une matrice constante puisque la géométrie des enroulements de phase A, B et C du stator sont fixées. Il en va de même pour la matrice d'inductance des enroulements rotoriques L_{rr} . Cependant, la matrice des inductances mutuelles L_{sr} du stator et du rotor dépend de l'angle du rotor θ parce que le couplage flux entre l'enroulement du stator et l'enroulement du rotor change avec l'angle θ entre l'enroulement du rotor de phase A et l'enroulement du stator de phase A. Par conséquent, le modèle de la GADA dans le référentiel ABC (abc) est un système à variation temporelle. D'une manière générale, il est plus difficile d'analyser sa dynamique dans le référentiel ABC (abc) [64].

6.5 Modèle dq

La modélisation de la GADA est identique à celle de la machine asynchrone, la seule différence réside dans le fait que les enroulements du rotor ne sont pas court-circuités, ce qui signifie que les tensions du rotor ne sont pas nulles [9]. Le modèle mathématique est créé par l'application de la transformation de Park qui consiste à transformer le système d'enroulements triphasés d'axes abc en un système équivalent à deux enroulements biphasés d'axes dq créant la même force magnétomotrice tournant à la même vitesse du champ statorique. L'analyse de la GADA basée sur la transformation de Park aboutit à des relations liées au repère d'observation choisi. Selon l'objectif de l'application envisagée, les trois possibilités suivantes apparaissent [45]:

Référentiel d'axe (d-q) solidaire du stator

En régime permanent, les grandeurs évoluent à la pulsation statorique ω_s . Ce référentiel est utilisé pour l'analyse des régimes transitoires à grandes variations de vitesse, ou l'étude des grandeurs rotoriques quel que soit la fréquence d'alimentation.

Référentiel d'axe (d-q) solidaire du rotor (θ_r constante)

Dans ce repère, en régime permanent électrique, les grandeurs varient à la pulsation des courants rotoriques.

On utilise ce repère pour certains régimes transitoires notamment quand on veut étudier des défauts de rotor comme les rupture de barres rotoriques ou le déséquilibre des enroulements rotoriques [65].

Référentiel d'axe (d-q) solidaire du champ tournant

Dans ce référentiel, les grandeurs du modèle sont constantes en régime permanent, puisque la pulsation du champ tournant est égale à celle des grandeurs statoriques, d'où :

$$\begin{aligned} \frac{d\theta_s}{dt} &= \omega_s \\ \frac{d\theta}{dt} &= \omega_s - \omega_r \end{aligned} \quad (3.51)$$

La pulsation rotorique est exprimée par :

$$\omega_r = \omega_s - \omega \quad (3.52)$$

Les pulsations des grandeurs électriques se confondent avec les dérivées des angles de transformation de Park statoriques et rotoriques utilisées pour arriver à ce repère tournant dq.

Ce référentiel sera considéré par la suite, vu qu'il s'adapte parfaitement à la synthèse des différentes stratégies de commande envisagées dans cette étude.

Les équations de tension du stator et du rotor du GADA sont données par [61]:

$$\begin{aligned} V_{ds} &= R_s I_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \varphi_{qs} \frac{d\theta_s}{dt} \\ V_{qs} &= R_s I_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \varphi_{ds} \frac{d\theta_s}{dt} \\ V_{dr} &= R_r I_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - \varphi_{qr} \frac{d\theta_r}{dt} \\ V_{qr} &= R_r I_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + \varphi_{dr} \frac{d\theta_r}{dt} \end{aligned} \quad (3.53)$$

L'équation du flux statorique et rotorique du GADA est exprimée comme suit :

$$\begin{aligned} \varphi_{ds} &= L_s I_{ds} + M I_{qs} \\ \varphi_{qs} &= L_s I_{qs} + M I_{ds} \\ \varphi_{dr} &= L_r I_{dr} + M I_{qr} \\ \varphi_{qr} &= L_s I_{qr} + M I_{dr} \end{aligned} \quad (3.54)$$

L'expression du couple électromagnétique du GADA est :

$$T_{em} = p \frac{M}{L_s} (\varphi_{qs} I_{dr} - \varphi_{ds} I_{qr}) \quad (3.55)$$

On remarque par ailleurs que nous avons utilisé la transformation de Concordia au lieu de la transformation de Clarke pour passer du triphasé vers le diphasé $\alpha\beta$. Ce qui fait que la puissance est conservée mais que l'amplitude des courants en $\alpha\beta$ ou en dq est plus grande que celle des mêmes variables en ABC/abc.

La relation fondamentale de la dynamique tenant compte des différents couples exercés sur l'arbre du rotor du GADA est donnée par [49]:

$$T_{em} - T_r = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \quad (3.56)$$

Les puissances actives et réactives du GADA, respectivement du stator et du rotor, sont définies par les relations suivantes :

$$\begin{aligned} P_s &= V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s &= V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \\ P_r &= V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr} \\ Q_r &= V_{qr} I_{dr} - V_{dr} I_{qr} \end{aligned} \quad (3.57)$$

La figure 2.20 schématise le circuit dynamique équivalent d'un GADA dans le repère dq [10].

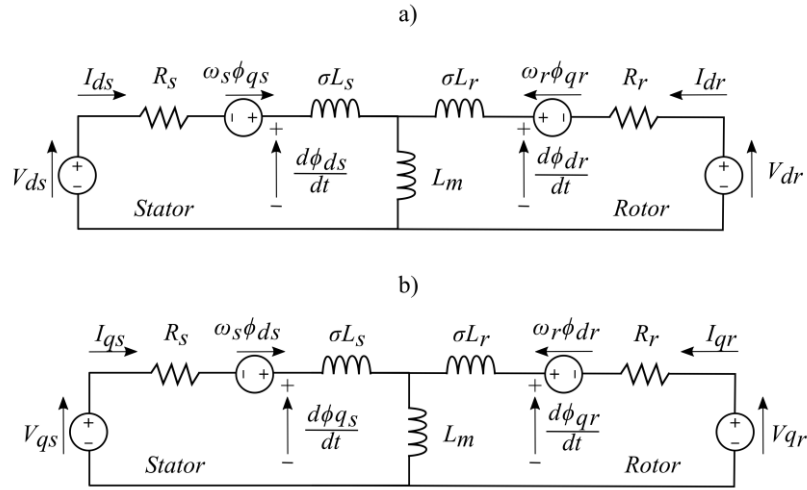


Figure 3.22: Circuit équivalent du GADA dans le repère dq : (a) sur l'axe d, (b) sur l'axe q.

Le schéma de principe ci-dessous (Figure 3.23) illustre les principales étapes de la modélisation mathématique du GADA.

Étape (1) Conversion de l'alimentation d'entrée : la tension d'entrée triphasée (V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}) et (V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}) transformée en tension biphasée (V_{sdq}, V_{rdq}) en appliquant un transformateur de Park.

Étape (2) extraction des équations de tension : dans cette étape, quatre équations seront extraites pour les enroulements du stator et du rotor dans le référentiel rotationnel (V_{sd}, V_{sq}) et (V_{rd}, V_{rq}) comme indiqué dans le schéma fonctionnel.

Étape (3) : extraction des équations de flux : les équations de flux sont extraites à partir des équations de tension, le but étant est de trouver les valeurs des courants statoriques et rotorique (I_{sdq}, I_{rdq}), qui seront ensuite utilisées pour calculer le couple électromagnétique ou la vitesse mécanique de l'arbre.

Étape (4) équations de vitesse mécanique et de couple électromagnétique : les courants du stator et du rotor seront utilisés dans les équations de vitesse et de couple afin de déterminer le couple ou la vitesse nécessaire [46].

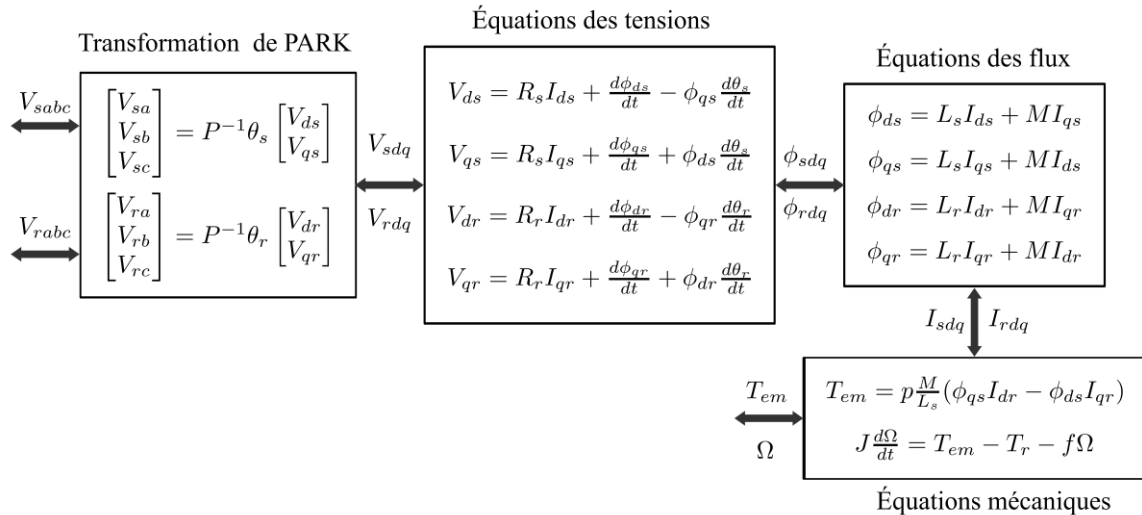


Figure 3.23: Modèle du GADA dans le référentiel dq.

7 Modélisation des convertisseurs de puissance

Le convertisseur de puissance est mis en œuvre pour alimenter le rotor du GADA. Il est possible de contrôler l'éolienne pour qu'elle fonctionne à vitesse variable, en fournissant l'énergie du vent au réseau et en respectant les contraintes du réseau électrique. Les développements récents en matière de contrôle et de semi-conducteurs ont apporté une grande contribution à la modélisation des convertisseurs de puissance [66].

Le convertisseur de puissance est composé de deux parties principales, à savoir le redresseur et l'onduleur. Ces deux composants sont constitués de dispositifs d'électroniques de puissance tels que les diodes et les transistors IGBT. En outre, la liaison de bus continu est utilisée comme unité de stockage et point de découplage et de stabilisation entre les deux parties principales du convertisseur de puissance [67]. Cette configuration permet évidemment un flux bidirectionnel de l'énergie, c'est-à-dire de la machine vers le réseau et vice versa. Par ailleurs, le redresseur triphasé présente certains avantages tels que des courants d'entrée de forme presque sinusoïdale, un facteur de puissance d'entrée unitaire et une faible distorsion harmonique des courants de ligne, l'ajustement et la stabilisation de la tension de liaison DC, la réduction de la taille des condensateurs et la minimisation des pulsations du couple. Les redresseurs et onduleurs triphasés utilisés pour ce système hybride sont des convertisseurs de puissance bidirectionnels et contrôlés. Ce type de convertisseur peut donc fonctionner à la fois comme onduleur et comme redresseur, en fonction de la direction et du type d'énergie électrique qui les traverse [68].

7.1 Modélisation mathématique du convertisseur de puissance

On considère comme hypothèse de modélisation que l'IGBT et la diode sont tous idéaux : résistance nulle en position fermée et résistance infinie en position ouverte et réponse instantanée aux signaux de commande.

7.1.1 Modèle de convertisseur côté réseau CCR

Le système côté réseau est composé d'un convertisseur, d'un filtre et de la tension du réseau. Comme l'illustre la figure 3.24 [69].

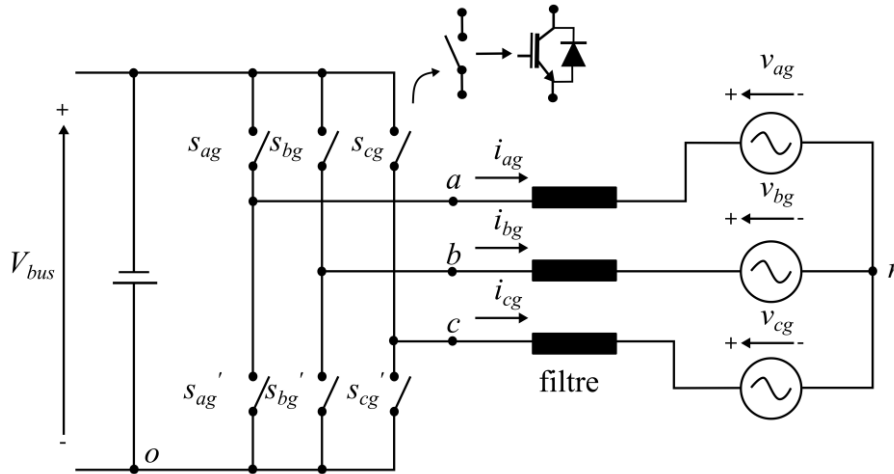


Figure 3.24: Convertisseur côté réseau CCR.

Le convertisseur à deux niveaux est modélisé avec des commutateurs idéaux, où le courant peut circuler dans les deux sens. Les commutateurs sont commandés par des déclencheurs désignés par S_{a_g} , S_{b_g} et S_{c_g} , qui sont générés par la méthode de modulation de largeur d'impulsion (MLI).

Dans une situation idéale, les commutateurs du convertisseur maintiennent cette condition de commande [43]:

$$\begin{aligned} S_{a_g} &= \bar{S}_{a_g} \\ S_{b_g} &= \bar{S}_{b_g} \\ S_{c_g} &= \bar{S}_{c_g} \end{aligned} \quad (3.58)$$

Par exemple, la tension V_o référencée au point zéro du bus DC :

$$\begin{cases} V_{jo} = V_{bus} S_{j_g} \\ S_{j_g} \in \{0, 1\} \\ j = a, b, c \end{cases} \quad (3.59)$$

Sachant qu'il n'est pas possible d'avoir deux interrupteurs connectés en même temps sur la même branche. De même, en manipulant la position des interrupteurs, il est possible d'obtenir des formes d'onde et des amplitudes différentes à la sortie du convertisseur (Figure 3.25) [16].

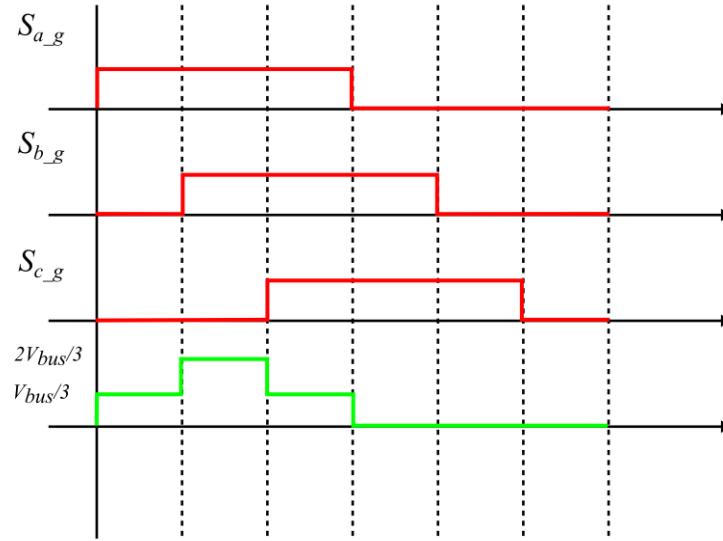


Figure 25: Formes d'onde de la sortie du convertisseur.

La figure 3.25 illustre la relation entre la tension de sortie de l'onduleur et le point neutre du réseau (n) pour les 3 interrupteurs du haut.

$$V_{jn} = V_{jo} - V_{no} \text{ avec } j = a, b, c \tag{3.60}$$

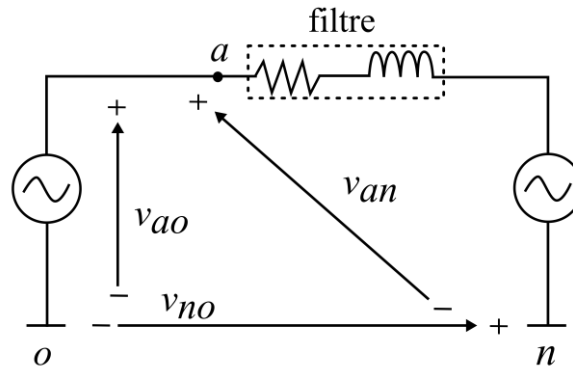


Figure 3.26: Circuit équivalent de la phase de CCR.

Par conséquent, il est essentiel de connaître la tension entre le point neutre (n) et le point négatif du bus continu (o), en supposant que l'expression suivante d'un système de réseau triphasé se vérifie [3]:

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \tag{3.61}$$

V_{no} sera égal au tiers de la somme des trois phases :

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \tag{3.62}$$

De plus, en substituant l'équation $V_{jn} = V_{jo} - V_{no}$ avec $j = a, b, c$ dans la dernière expression, on obtient :

$$\begin{aligned}
V_{an} &= \frac{2}{3}V_{ao} - \left(\frac{V_{bo} + V_{co}}{3}\right) \\
V_{bn} &= \frac{2}{3}V_{bo} - \left(\frac{V_{ao} + V_{co}}{3}\right) \\
V_{cn} &= \frac{2}{3}V_{co} - \left(\frac{V_{bo} + V_{ao}}{3}\right) \\
V_{an} &= \left(\frac{V_{af} + R_f I_{ag} - V_{ag}}{L_f}\right)
\end{aligned} \tag{3.63}$$

Ou plus simplement, directement à partir des commandes d'ordre :

$$\begin{aligned}
V_{an} &= V_{bus} \left(\frac{2S_{ag} - S_{bg} - S_{cg}}{3}\right) \\
V_{bn} &= V_{bus} \left(\frac{2S_{bg} - S_{ag} - S_{cg}}{3}\right) \\
V_{cn} &= V_{bus} \left(\frac{2S_{cg} - S_{bg} - S_{ag}}{3}\right)
\end{aligned} \tag{3.64}$$

7.1.2 Modèle de convertisseur avec filtre inductif

Le même système que le précédent, mais dans ce cas, un filtre inductif sera pris en considération pour la modélisation du système, comme le montre la figure 3.27 [70].

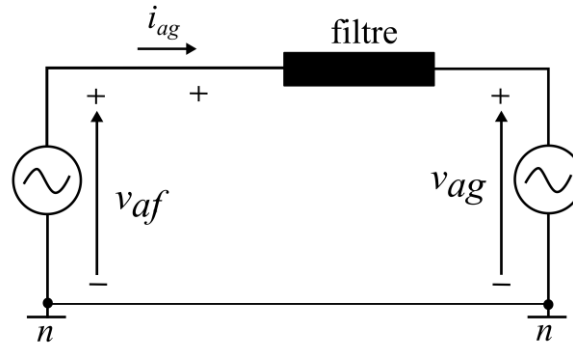


Figure 3.27: Circuit équivalent de la phase de CCR avec filtre inductif.

Ainsi, la tension de sortie du convertisseur sera exprimée comme suit [69]:

$$\begin{aligned}
V_{af} &= R_f I_{ag} + L_f \frac{dI_{ag}}{dt} + V_{ag} \\
V_{ab} &= R_f I_{bg} + L_f \frac{dI_{bg}}{dt} + V_{bg} \\
V_{cf} &= R_f I_{cg} + L_f \frac{dI_{cg}}{dt} + V_{cg}
\end{aligned} \tag{3.65}$$

De même, le courant dans les trois phases peut être dérivé comme suit :

$$\begin{aligned}
\frac{dI_{ag}}{dt} &= \frac{1}{L_f} (V_{af} - R_f I_{ag} - V_{ag}) \\
\frac{dI_{bg}}{dt} &= \frac{1}{L_f} (V_{bf} - R_f I_{bg} - V_{bg}) \\
\frac{dI_{cg}}{dt} &= \frac{1}{L_f} (V_{cf} - R_f I_{cg} - V_{cg})
\end{aligned} \tag{3.66}$$

Où :

L_f : inductance du filtre côté réseau (H)

R_f : partie résistive du filtre côté réseau (Ω)

V_{ag}, V_{bg}, V_{cg} : tensions de réseau (V)

I_{ag}, I_{bg}, I_{cg} ; courants circulant à travers la sortie de l'onduleur côté réseau (A)

V_{af}, V_{bf}, V_{cf} : tensions de sortie du convertisseur par rapport au point neutre de la charge n (V).

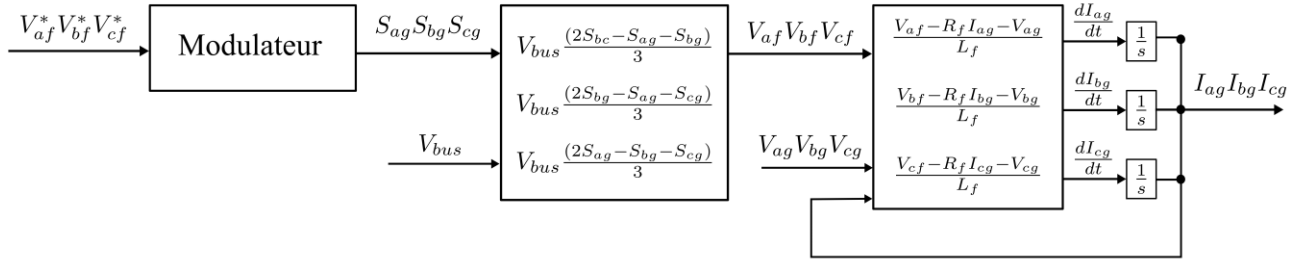


Figure 3.28: Modèle d'onduleur côté réseau.

Comme illustré ci-dessus, le modèle du système côté réseau est représenté dans la figure 3.28. Les sorties de tension de l'onduleur sont formées à l'aide d'un modulateur. Les tensions sinusoïdales idéales pour le réseau sont générées à une amplitude et une fréquence constante. Ensuite, les courants échangés avec le réseau sont calculés, en tenant compte du filtre, selon les expressions énumérées ci-dessus.

7.2 Modèle de convertisseur côté machine CCM

Chaque bobine des phases du rotor de GADA peut être représentée par une force électromotrice (f.e.m.) en série avec une inductance et une résistance. On désigne par e_{r_i} la tension induite par la phase, v_{r_i} les tensions triphasées à l'entrée du redresseur et, i_{r_i} les courants traversant chaque phase avec $i = a, c, b$ [9,10,45].

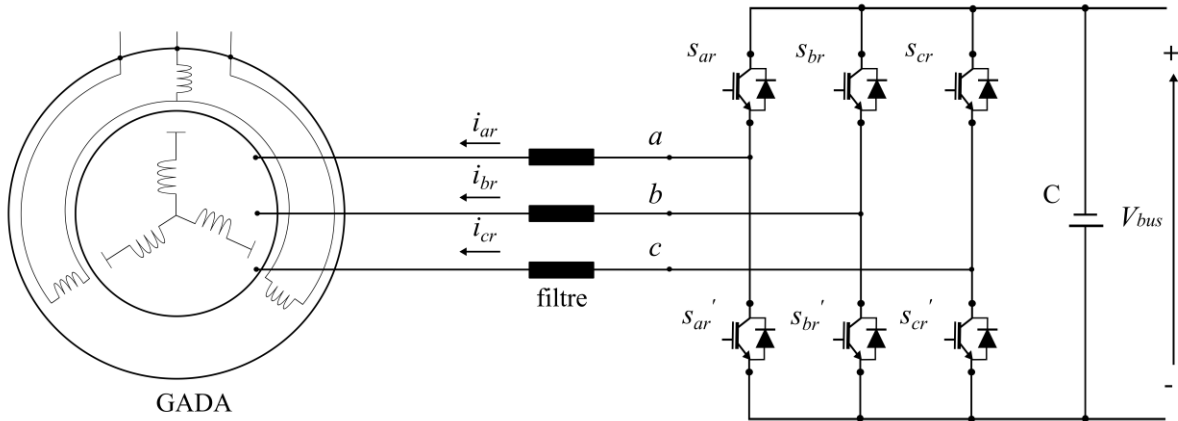


Figure 3.29: Schéma du convertisseur côté machine (redresseur).

La figure 3.29 illustre le schéma fonctionnel du convertisseur côté machine utilisé pour alimenter le rotor du GADA. Le convertisseur côté rotor est similaire au convertisseur côté réseau présenté dans la section précédente. L'objectif principal de filtre installé entre le rotor et le convertisseur est de protéger le générateur contre les baisses inattendues du réseau électrique. Le convertisseur côté machine est connecté au convertisseur côté réseau via la liaison bus continu [71].

7.3 Le bus continu

Le bus continu est le lien entre les convertisseurs côté réseau et côté rotor. C'est un condensateur utilisé pour minimiser les fluctuations de tension du bus continu. La figure 3.30 montre le modèle simplifié d'une liaison DC [72].

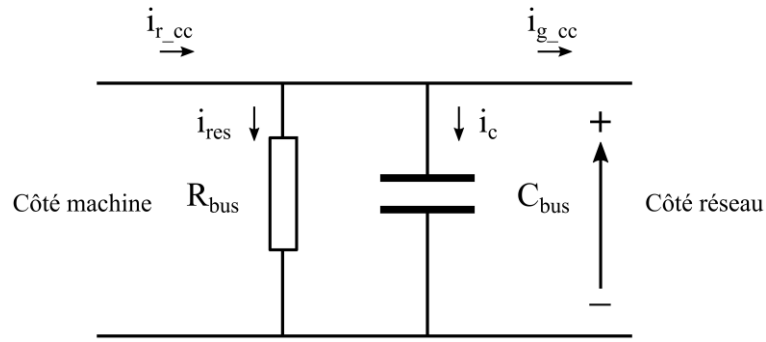


Figure 3.30: Bus continu.

La tension du bus continu peut être calculée par [73]:

$$V_{bus} = \frac{1}{C_{bus}} \int i_c dt \quad (3.67)$$

Les courants continus peuvent être calculés comme suit à partir des courants alternatifs de sortie des convertisseurs :

$$\begin{aligned} i_{g_cc} &= S_{ag}i_{ag} + S_{bg}i_{bg} + S_{cg}i_{cg} \\ i_{r_cc} &= S_{ar}i_{ar} + S_{br}i_{br} + S_{cr}i_{cr} \end{aligned} \quad (3.68)$$

Le courant qui traverse le condensateur est :

$$i_c = i_{r_cc} - i_{g_cc} - i_{r_res} \quad (3.69)$$

Où

i_{r_res} : courant dans la résistance (A)

i_{g_cc} : courant continu circulant de la liaison CC vers le réseau (A)

i_{r_cc} : courant continu circulant du rotor vers la liaison CC (A)

Le courant qui travers la résistance est :

$$i_{r_res} = \frac{V_{bus}}{R_{bus}} \quad (3.70)$$

Cette résistance permet de décharger le condensateur avec une très grande constante de temps.

Le schéma synoptique du système de la liaison CC est illustré par la figure 3.31.

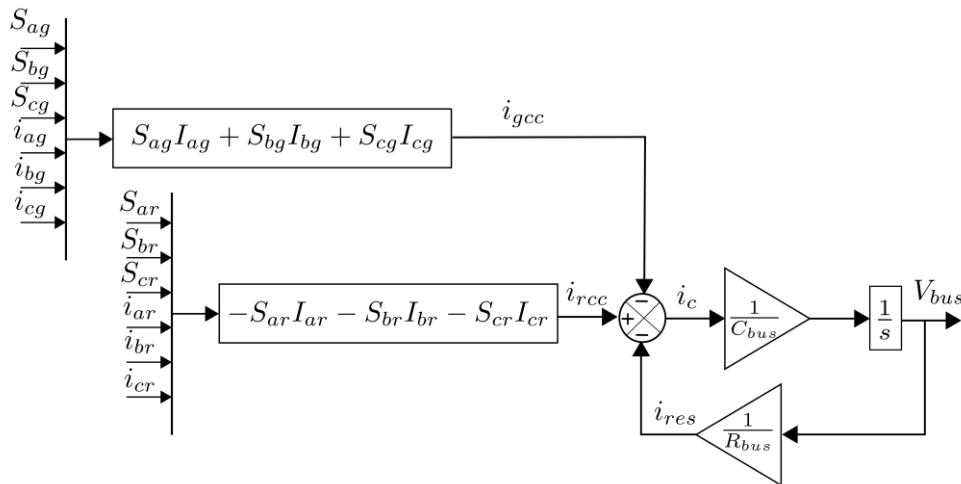


Figure 3.31: Model de bus continu.

8 Conclusion

Ce chapitre présente la modélisation statique et dynamique de différents éléments d'un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable basée sur la configuration GADA. La chaîne de conversion de l'énergie éolienne étudiée comprend l'éolienne qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur son arbre, un générateur à induction, un redresseur et un onduleur contrôlés par MLI.

Ce chapitre présente la structure de base et le principe de fonctionnement d'un générateur asynchrone à double alimentation GADA afin de mieux comprendre les avantages que peut présenter cette machine par rapport aux structures classiques et d'établir un modèle simplifié afin de l'utiliser avec différentes lois de commande dans les chapitres suivants.

La modélisation statique-dynamique d'une turbine éolienne établie dans ce chapitre sera appliquée en temps réel en l'émulant par une machine à courant continu contrôlée en courant et destinée à reproduire un couple aérodynamique proportionnellement aux variations d'un profil de vent réel.

Dans un premier temps, nous avons établi le profil des vitesses du vent en se basant sur un échantillonnage de la densité spectrale de puissance de vitesses mesurées sur un site grâce à NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources. Ce profil de vent sera appliqué ensuite au modèle statique dynamique élaboré utilisant les équations fondamentales de couple aérodynamique en fonction de la densité de l'air, du coefficient de puissance de l'éolienne, de la vitesse du vent et des caractéristiques de la turbine. La vitesse de rotation de l'éolienne imposée à travers le contrôle MPPT calculée en fonction de l'inertie et du coefficient de frottements visqueux, est alors imposée comme référence à une machine à CC.

9 Bibliographie

- [1] Blaabjerg, F., Xu, D., Chen, W., and Zhu, N. *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA, 2018.
- [2] Abad, G., Ed. *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. IEEE Press, Hoboken, NJ, 2011.
- [3] Ashglaf, M. O. *Development of Hybridization Concept for Horizontal Axis Wind / Tidal Systems Using Functional Similarities and Advanced Real-Time Emulation Methods*. Thèse Doctorat. Université du Havre, Havre, France, 2019.
- [4] Azizipanah-Abarghooee, R., Malekpour, M., Dragicevic, T., Blaabjerg, F., and Terzija, V. "A Linear Inertial Response Emulation for Variable Speed Wind Turbines." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 35, No. 2, 2020, pp. 1198–1208. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2939411>.
- [5] Barambones, O., Cortajarena, J. A., Calvo, I., Gonzalez de Durana, J. M., Alkorta, P., and Karami-Mollaei, A. "Variable Speed Wind Turbine Control Scheme Using a Robust Wind Torque Estimation." *Renewable Energy*, Vol. 133, 2019, pp. 354–366. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.009>.
- [6] Mehrshad, M., Effatnejad, R., and Mohammadpour, A. *Transient Simulation of Fixed-Speed Wind Turbine with Grid Fault Variety in Real Wind Farm*. Presented at the 2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Istanbul, Turkey, 2014.
- [7] Pappu, S. R., and Bayne, S. B. *Evaluation of Hub Concept for Wind Turbines*. Presented at the 2012 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI), Champaign, IL, USA, 2012.
- [8] Ghosh, S., Isbeih, Y. J., Bhattarai, R., Moursi, M. S. E., El-Saadany, E. F., and Kamalasan, S. "A Dynamic Coordination Control Architecture for Reactive Power Capability Enhancement of the DFIG-Based Wind Power Generation." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 35, No. 4, 2020, pp. 3051–3064. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2968483>.
- [9] Poitiers, F. *ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE - Machine Asynchrone à Cage Autonome - Machine Asynchrone à Double Alimentation Reliée Au Réseau*. Thèse Doctorat. Université de Nantes, Nantes, France, 2003.
- [10] Krafczyk, P. *Modélisation et Mise En Œuvre d'une Chaîne de Production Éolienne à Base de La MADA*. Université de Nancy, Nancy, France, 2013.
- [11] Lafond, F. *Etude Par Modélisation et Simulation Numérique et Mise En Œuvre d'une Chaîne de Production Éolienne Basée Sur Une MADA*. DIPLOME d'INGENIEUR C.N.A.M. Centre d'enseignement de Nancy, Nancy, France, 2014.
- [12] Amer, M., Miloudi, A., and Lakdja, F. "Optimal DTC Control Strategy of DFIG Using Variable Gain PI and Hysteresis Controllers Adjusted by PSO Algorithm." *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 64, No. 1, 2019, pp. 74–86. <https://doi.org/10.3311/PEe.14237>.

- [13] Abouddrar, I., El Hani, S., Mediouni, H., and Aghmadi, A. "Modeling and Robust Control of a Grid Connected Direct Driven PMSG Wind Turbine By ADRC." *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 16, No. 4, 2018. <https://doi.org/Development details and performance assessment of a Wind Turbine Emulator>.
- [14] Gul, W., Gao, Q., and Lenwari, W. "Optimal Design of a 5-MW Double-Stator Single-Rotor PMSG for Offshore Direct Drive Wind Turbines." *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 56, No. 1, 2020, pp. 216–225. <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2949545>.
- [15] Mani, P., Lee, J.-H., Kang, K.-W., and Joo, Y. H. "Digital Controller Design via LMIs for Direct-Driven Surface Mounted PMSG-Based Wind Energy Conversion System." *IEEE Transactions on Cybernetics*, Vol. 50, No. 7, 2020, pp. 3056–3067. <https://doi.org/10.1109/TCYB.2019.2923775>.
- [16] AL ghossini, H. Contributions to the Study of Control for Small-Scale Wind Turbine Connected to Electrical Microgrid with and without Sensor. Thèse Doctorat. UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE COMPIEGNE, COMPIEGNE, France, 2016.
- [17] Dekali, Z., Baghli, L., Boumediene, A., and Djemai, M. Control of a Grid Connected DFIG Based Wind Turbine Emulator. Presented at the 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA), Rome, 2018.
- [18] Mensou, S., Essadki, A., Nasser, T., Idrissi, B. B., and Ben Tarla, L. "Dspace DS1104 Implementation of a Robust Nonlinear Controller Applied for DFIG Driven by Wind Turbine." *Renewable Energy*, Vol. 147, 2020, pp. 1759–1771. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.042>.
- [19] Djilali, L., Sanchez, E. N., and Belkheiri, M. "Real-Time Implementation of Sliding-Mode Field-Oriented Control for a DFIG-Based Wind Turbine." *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 28, No. 5, 2018, p. e2539. <https://doi.org/10.1002/etep.2539>.
- [20] Control of Dfig Wecs with Voltage Source Converters. In *Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA, 2016, pp. 403–436.
- [21] Noussi, K., Abouloifa, A., Katir, H., and Lachkar, I. Nonlinear Control of Active and Reactive Power in Grid-Tied DFIG-WECS. Presented at the 2020 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT), Rabat, Morocco, 2020.
- [22] Rétièveau J.-L. ANALYSE DE DONNÉES EXPÉRIMENTALES ET CONCEPTION D'UN GÉNÉRATEUR NUMÉRIQUE DE VITESSES DE VENT. Thèse Doctorat. Université de Québec, Québec, Canada, 2006.
- [23] Stosic, T., Telesca, L., and Stosic, B. "Multiparametric Statistical and Dynamical Analysis of Angular High-Frequency Wind Speed Time Series." *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, Vol. 566, 2021, p. 125627. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2020.125627>.
- [24] Google Maps. .
- [25] POWER Data Access Viewer, NASA Power Data, 2021, <Http://Https://Www.Power.Larc.Nasa.Gov/Data-Access-Viewer/>; 2020 [Accessed 13 Mars 2022]. .
- [26] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A., "Improved Hardware Implementation of a TSR Based MPPT Algorithm for a Low Cost Connected Wind Turbine Emulator under Unbalanced Wind Speeds." *Energy*, Vol. 232, 2021, p. 121039. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121039>.
- [27] Bidaoui, H., Abbassi, I. E., Bouardi, A. E., and Darcherif, A. "Wind Speed Data Analysis Using Weibull and Rayleigh Distribution Functions, Case Study: Five Cities Northern Morocco." *Procedia Manufacturing*, Vol. 32, 2019, pp. 786–793. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2019.02.286>.
- [28] Ouahabi, M. H., Elkhachine, H., Benabdelouahab, F., and Khamlichi, A. "Comparative Study of Five Different Methods of Adjustment by the Weibull Model to Determine the Most Accurate Method of Analyzing Annual Variations of Wind Energy in Tetouan - Morocco." *Procedia Manufacturing*, Vol. 46, 2020, pp. 698–707. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.03.099>.
- [29] Serban, A., Paraschiv, L. S., and Paraschiv, S. "Assessment of Wind Energy Potential Based on Weibull and Rayleigh Distribution Models." *Energy Reports*, Vol. 6, 2020, pp. 250–267. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.08.048>.
- [30] Paraschiv, L.-S., Paraschiv, S., and Ion, I. V. "Investigation of Wind Power Density Distribution Using Rayleigh Probability Density Function." *Energy Procedia*, Vol. 157, 2019, pp. 1546–1552. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.320>.
- [31] Khalid Saeed, M., Salam, A., Rehman, A. U., and Abid Saeed, M. "Comparison of Six Different Methods of Weibull Distribution for Wind Power Assessment: A Case Study for a Site in the Northern Region of Pakistan." *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 36, 2019, p. 100541. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100541>.
- [32] Mahmood, F. H., Resen, A. K., and Khamees, A. B. "Wind Characteristic Analysis Based on Weibull Distribution of Al-Salman Site, Iraq." *Energy Reports*, Vol. 6, 2020, pp. 79–87. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.10.021>.
- [33] R., G., and R., B. "Weibull Cumulative Distribution Based Real-Time Response and Performance Capacity Modeling of Cyber-Physical Systems through Software Defined Networking." *Computer Communications*, Vol. 150, 2020, pp. 235–244. <https://doi.org/10.1016/j.comcom.2019.11.018>.
- [34] Gallardo, D. I., Gómez-Déniz, E., Leão, J., and Gómez, H. W. "Estimation and Diagnostic Tools in Reparameterized Slashed Rayleigh Regression Model. An Application to Chemical Data." *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, Vol. 207, 2020, p. 104189. <https://doi.org/10.1016/j.chemolab.2020.104189>.

- [35] Mohsin, M., and Rao, K. V. S. Estimation of Weibull Distribution Parameters and Wind Power Density for Wind Farm Site at Akal at Jaisalmer in Rajasthan. Presented at the 2018 3rd International Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their Impact on Humanity (CIPECH), Ghaziabad, India, 2018.
- [36] Kuznyetsov, O. On the Evaluation of Wind Characteristics in a Low-Wind Location Utilizing Weibull Distribution: Case Study of the Lviv Airport (Lviv, Ukraine). Presented at the 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), Lviv, Ukraine, 2019.
- [37] Khan, F. H., Pal, T., Kundu, B., and Roy, R. Wind Energy: A Practical Power Analysis Approach. Presented at the 2021 Innovations in Energy Management and Renewable Resources (IEMRE), Kolkata, India, 2021.
- [38] Louassa, S., Kaabeche, A., and Djamaï, M. Evaluation of Diverse Methods Used to Estimate Weibull Parameters for Wind Speed in Various Algerian Stations. Presented at the 2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA), Algiers, 2018.
- [39] Famoso, F., Brusca, S., D'Urso, D., Galvagno, A., and Chiacchio, F. "A Novel Hybrid Model for the Estimation of Energy Conversion in a Wind Farm Combining Wake Effects and Stochastic Dependability." *Applied Energy*, Vol. 280, 2020, p. 115967. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115967>.
- [40] Boukhezzer, B. Sur Les Stratégies de Commande Pour l'optimisation et La Régulation de Puissance Des Éoliennes à Vitesse Variable. Thèse Doctorat. Université Paris Sud - Paris XI, Paris, France, 2006.
- [41] Martinez, F., Herrero, L. C., and de Pablo, S. "Open Loop Wind Turbine Emulator." *Renewable Energy*, Vol. 63, 2014, pp. 212–221. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.019>.
- [42] He, X., Geng, H., and Mu, G. "Modeling of Wind Turbine Generators for Power System Stability Studies: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 143, 2021, p. 110865. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110865>.
- [43] Gaillard A. Système Éolien Basé Sur Une MADA : Contribution à l'étude de La Qualité de l'énergie Électrique et de La Continuité de Service. Thèse Doctorat. Université de Nancy, Nancy, France, 2010.
- [44] El Aimani, S. Comparison of Control Structures for Variable Speed Wind Turbine. Presented at the 2015 27th International Conference on Microelectronics (ICM), Casablanca, Morocco, 2015.
- [45] Loucif, M. Synthèse de Lois de Commande Non Linéaires Pour Le Contrôle d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation Dédiée à Un Système Aérogénérateur. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2016.
- [46] El Aimani, S. Modélisation Des Différentes Technologies d'éoliennes Intégrées Dans Un Réseau de Moyenne Tension. Thèse Doctorat. Ecole Centrale de Lille, Lille, France, 2004.
- [47] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A., . "Real-Time Emulation of a Grid-Connected Wind Energy Conversion System Based Double Fed Induction Generator Configuration under Random Operating Modes." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 23, No. 3, 2021, pp. 207–219. <https://doi.org/10.18280/ejee.230305>.
- [48] Guennoun, I. Commandes Non Linéaires Robustes de Systèmes Éoliens. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [49] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. Experimental Emulation of a Small Wind Turbine Under Operating Modes Using DC Motor. Presented at the 2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA), Elazig, Turkey, 2019.
- [50] Castelló, J., Espí, J. M., and García-Gil, R. "Development Details and Performance Assessment of a Wind Turbine Emulator." *Renewable Energy*, Vol. 86, 2016, pp. 848–857. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.010>.
- [51] Mohammadi, E., Fadaeinedjad, R., Naji, H. R., and Moschopoulos, G. "Investigation of Horizontal and Vertical Wind Shear Effects Using a Wind Turbine Emulator." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 10, No. 3, 2019, pp. 1206–1216. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2863941>.
- [52] Yahyaoui, I., and Cantero, A. S. Modeling and Characterization of a Wind Turbine Emulator. In *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, Elsevier, 2018, pp. 491–508.
- [53] Ardjal, A., Merabet, A., Bettayeb, M., Mansouri, R., and Labib, L. "Design and Implementation of a Fractional Nonlinear Synergetic Controller for Generator and Grid Converters of Wind Energy Conversion System." *Energy*, Vol. 186, 2019, p. 115861. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115861>.
- [54] Ahmed, M. M., Hassanein, W. S., Elsonbaty, N. A., and Enany, M. A. "Proposing and Evaluation of MPPT Algorithms for High-Performance Stabilized WIND Turbine Driven DFIG." *Alexandria Engineering Journal*, Vol. 59, No. 6, 2020, pp. 5135–5146. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2020.09.043>.
- [55] Hu, L., Xue, F., Qin, Z., Shi, J., Qiao, W., Yang, W., and Yang, T. "Sliding Mode Extremum Seeking Control Based on Improved Invasive Weed Optimization for MPPT in Wind Energy Conversion System." *Applied Energy*, Vol. 248, 2019, pp. 567–575. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.073>.
- [56] Shabani, H. R., Kalantar, M., and Hajizadeh, A. "Investigation of the Closed-Loop Control System on the DFIG Dynamic Models in Transient Stability Studies." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 131, 2021, p. 107084. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107084>.
- [57] Fan, L., and Miao, Z. State-Space Based DFIG Wind Energy System Modeling. In *Modeling and Analysis of Doubly Fed Induction Generator Wind Energy Systems*, Elsevier, 2015, pp. 74–93.
- [58] Zhong, Q. *Power Electronics-Enabled Autonomous Power Systems: Next Generation Smart Grids*. Wiley, 2020.

- [59] Zhao, M., Yuan, X., and Hu, J. "Modeling of DFIG Wind Turbine Based on Internal Voltage Motion Equation in Power Systems Phase-Amplitude Dynamics Analysis." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 2, 2018, pp. 1484–1495. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2728598>.
- [60] Kou, P., Liang, D., Li, J., Gao, L., and Ze, Q. "Finite-Control-Set Model Predictive Control for DFIG Wind Turbines." *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, Vol. 15, No. 3, 2018, pp. 1004–1013. <https://doi.org/10.1109/TASE.2017.2682559>.
- [61] Kairous, D. Contribution à La Commande Robuste d'une GADA Utilisée Dans Un Système de Conversion d'énergie Éolienne. Thèse Doctorat. Université de Québec, Québec, Canada, 2019.
- [62] Chau, T. K., Yu, S. S., Fernando, T. L., Iu, H. H.-C., and Small, M. "A Novel Control Strategy of DFIG Wind Turbines in Complex Power Systems for Enhancement of Primary Frequency Response and LFOD." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 2, 2018, pp. 1811–1823. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2726160>.
- [63] Zhang, X., Zhang, Y., Fang, R., and Xu, D. "An Improved Virtual Inductance Control Method Considering PLL Dynamic Based on Impedance Modeling of DFIG under Weak Grid." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 118, 2020, p. 105772. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105772>.
- [64] Mehdipour, C., Hajizadeh, A., and Mehdipour, I. "Dynamic Modeling and Control of DFIG-Based Wind Turbines under Balanced Network Conditions." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 83, 2016, pp. 560–569. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.046>.
- [65] Baghli, L. Contribution à La Commande de La Machine Asynchrone, Utilisation de La Logique Floue, Des Réseaux de Neurones et Des Algorithmes Génétiques. Thèse Doctorat. Université de lorraine, Nancy, France, 1999.
- [66] Marouf, M. Y., Fellah, M. karim, Yaichi, M., and Benkhoris, M. F. "Control of a Back-to-Back Two-Level/Five-Level Grid Connection of a Wind Turbine." *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, Vol. 12, no. 3, 2018, pp. 1–9.
- [67] Merabet, A., Al-Durra, A., Debouza, M., Tanvir, A. A., and Eshaft, H. "Integral Sliding Mode Control for Back-to-Back Converter of DFIG Wind Turbine System." *The Journal of Engineering*, 2020. <https://doi.org/10.1049/joe.2020.0113>.
- [68] Daili, Y., Gaubert, J.-P., Rahmani, L., and Harrag, A. "Quantitative Feedback Theory Design of Robust MPPT Controller for Small Wind Energy Conversion Systems: Design, Analysis and Experimental Study." *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol. 35, 2019, pp. 308–320. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.08.002>.
- [69] Dekali, Z., Baghli, L., Lubin, T., and Boumediene, A., "Grid Side Inverter Control for a Grid Connected Synchronous Generator Based Wind Turbine Experimental Emulator." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 23, No. 1, 2021, pp. 1–7. <https://doi.org/10.18280/ejee.230101>.
- [70] Ismail, G., Mohamed Toufik, B., and Said, B. "Real Time Implementation of Feedback Linearization Control Based Three Phase Shunt Active Power Filter." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 20, No. 4, 2018, pp. 517–532. <https://doi.org/10.3166/ejee.20.517-532>.
- [71] Shotorbani, A. M., Mohammadi-Ivatloo, B., Wang, L., Marzband, M., and Sabahi, M. "Application of Finite-Time Control Lyapunov Function in Low-Power PMSG Wind Energy Conversion Systems for Sensorless MPPT." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 106, 2019, pp. 169–182. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.039>.
- [72] Xibo Yuan, Fei Wang, Boroyevich, D., Yongdong Li, and Burgos, R. "DC-Link Voltage Control of a Full Power Converter for Wind Generator Operating in Weak-Grid Systems." *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 24, No. 9, 2009, pp. 2178–2192. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2022082>.
- [73] Ben Hamed, M., and Elbeji, O. Three-Cell DC-DC Converter for Variable Speed WECS with MPPT Control. Presented at the 2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS), Hammamet, Tunisia, 2017.

Chapitre 4 Émulation expérimentale d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

Ce chapitre s'articule autour de la modélisation, de la conception matérielle et du contrôle d'un simulateur physique d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne. L'émulateur est testé sous plusieurs modes de fonctionnement, tels que le régime hypo-synchrone, le régime hyper-synchrone, et la transition entre les deux. L'objectif de cette étude est de disposer d'un simulateur physique auquel nous pouvons coupler différents générateurs électriques afin de tester leur intégration et leur efficacité dans un système éolien sous différentes lois de commande.

Chapitre.4 Émulation expérimentale d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

1	Introduction	85
2	Présentation du banc d'essai de l'émulateur éolien	85
3	Modélisation et contrôle de l'émulateur physique de la turbine éolienne	87
3.1	Modélisation du moteur à courant continu	88
3.2	Stratégie de contrôle du MCC	89
4	Contrôle des puissances du GADA	90
4.1	Contrôle vectoriel du GADA.....	90
4.2	Contrôle direct de la puissance de la GADA avec synthèse du contrôleur PI.....	92
5	Contrôle du système éolien à vitesse variable	93
5.1	Structure de l'algorithme MPPT basé sur le TSR.....	94
5.2	Contrôleur de vitesse de la structure MPPT	95
6	L'application AppDesigner d'émulateur éolienne	95
6.1	AppDesigner de l'émulateur éolien en régime permanent à vitesse fixe	96
6.2	AppDesigner d'émulateur éolienne en régime permanent à vitesse variable.....	96
7	Test de l'émulateur de la chaîne de conversion d'énergie éolienne	97
7.1	Procédure du démarrage et d'arrêt du banc expérimental	97
7.1.1	Procédure de démarrage du banc expérimental:	97
7.1.2	Procédure d'arrêt du banc expérimental:	97
7.2	Contrôle du système éolien à vitesse fixe.....	97
7.2.1	Contrôle de la puissance active P_s du GADA à vitesse fixe	98
7.2.2	Contrôle de la puissance réactive Q_s du GADA à vitesse fixe	102
7.3	Contrôle du système éolien à vitesse variable	105
7.3.1	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone.....	105
7.3.2	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone	111
7.3.3	Contrôle du système éolien sous un profil de vent réel	117
8	Conclusion	122
9	Bibliographie.....	123

1 Introduction

Le chapitre précédent a abordé la modélisation de chaque élément d'un système de conversion de l'énergie éolienne. Ce chapitre se concentre sur la simulation numérique et suivie par la réalisation expérimentale d'un émulateur éolien physique à échelle réduite en laboratoire basé sur le modèle mathématique discuté précédemment, y compris la structure, la conception matérielle pour chaque partie (machines, transformateurs, captures, tableau de contrôle...), ainsi que la conception du contrôle de l'émulateur physique et du générateur. Les méthodes proposées et le système de conversion d'énergie cinétique sont étudiés numériquement et validés expérimentalement sur le banc expérimental.

L'émulation Hardware In the Loop (HIL) présente la synthèse de la commande d'une machine à courant continu en vue de reproduire le comportement d'une éolienne à vitesse variable. Le couple aérodynamique simulé produit entraîne le rotor du GADA par l'intermédiaire de l'arbre commun. Le contrôle du convertisseur côté machine permet le contrôle de la production des puissances du GADA en agissant sur les courants du rotor par l'application d'une commande vectorielle.

2 Présentation du banc d'essai de l'émulateur éolien

La figure 4.1 montre la structure générale du matériel expérimental de l'émulateur d'une petite chaîne de conversion d'énergie éolienne de 1.5 kW à coût réduit [1–5]. L'émulateur développé au Laboratoire d'Automatique de Tlemcen (Figure 4.2) est constitué d'un moteur à courant continu MCC de 1,5 kW couplé mécaniquement sur l'arbre d'un GADA de 1,5 kW. Le stator du GADA est connecté directement au réseau au travers d'un autotransformateur TRT 8A-400V 6 kVA pour l'adaptation de la tension et le transfert de la puissance active et réactive du stator au réseau. Le deuxième autotransformateur est utilisé pour alimenter le rotor à travers les convertisseurs d'électronique de puissance. Nous utilisons un redresseur à 6 diodes comme un convertisseur côté réseau (CCR), suivi d'un onduleur 6-IGBT (MSC) pour alimenter le rotor du GADA. Le rotor du GADA est couplé mécaniquement à l'arbre de moteur à courant continu. Ce dernier joue le rôle de simulateur physique d'une éolienne réelle.

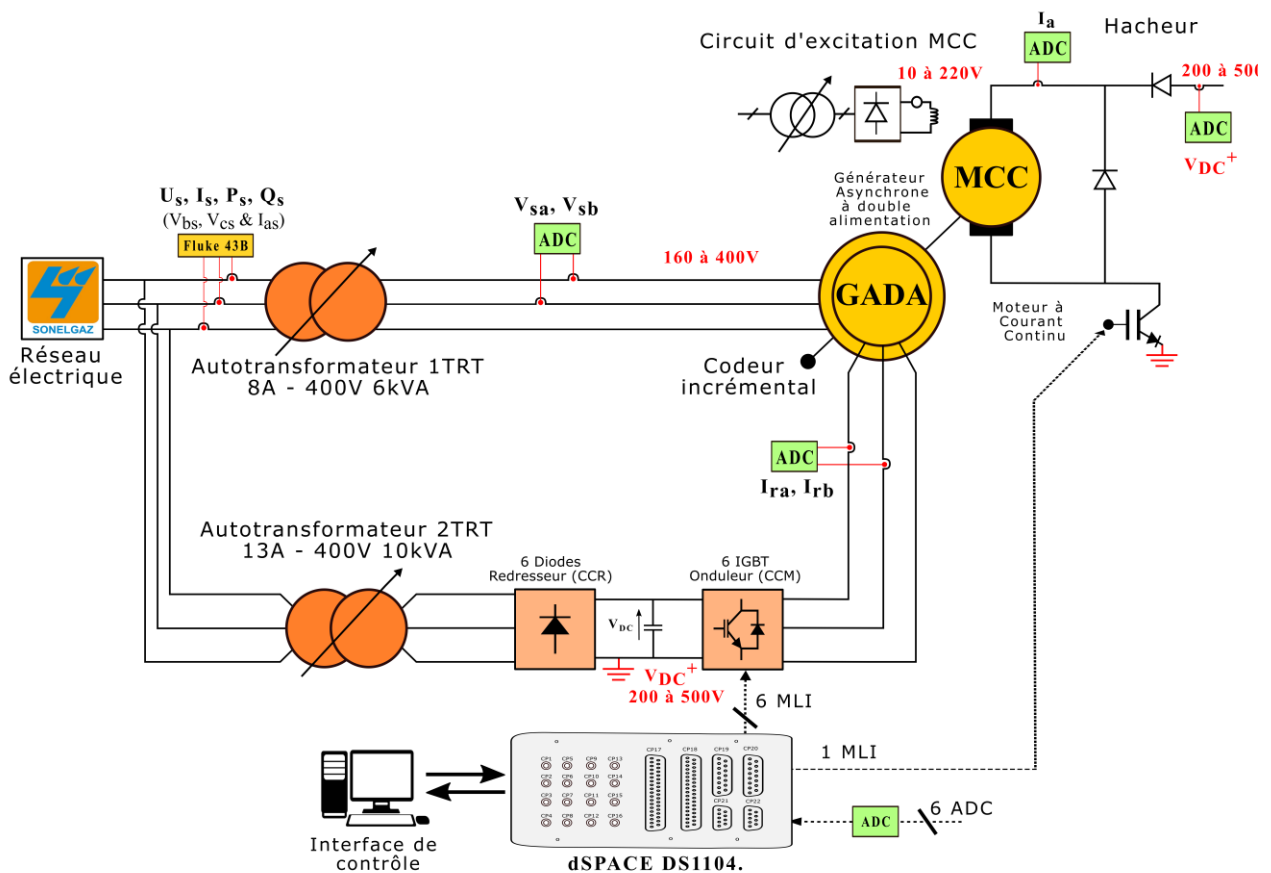


Figure 4.1: Configuration générale de l'émulateur éolien.

L'équipement d'électronique de puissance utilisé consiste en un boîtier SEMIKRON Semiteach intégré qui contient un onduleur 6-IGBT avec des pilotes de commande rapprochée SKHI22. Cet onduleur appelé convertisseur côté machine (CCM) entraîne le rotor du GADA. Son contrôle impose les références de courant rotoriques afin d'atteindre la puissance active et réactive désirée en utilisant le contrôle vectoriel du flux statorique [6,7].

Le Semiteach possède également un redresseur triphasé à 3 diodes, ce qui représente la grande différence avec les autres structures d'éoliennes GADA connectées au réseau, où des redresseurs contrôlés par des IGBT sont utilisés comme convertisseur côté réseau. Dans notre application d'émulation HIL, nous minimisons les coûts d'équipement sans pour autant restreindre les plages de fonctionnement du système. Cela nous permet de partager le même bus continu pour la MCC et le GADA et d'utiliser une seule carte de contrôle dSPACE pour contrôler les deux machines.

Ainsi, lorsque le générateur est en mode de fonctionnement à vitesse hyper-synchrone, le rotor génère de la puissance active et cette puissance est absorbée par l'hacheur pour entraîner la MCC. Le redresseur est relié au réseau via un autotransformateur TRT-13A 10 kVA différent de celui du stator. La quatrième branche IGBT de Semiteach est utilisée comme hacheur un quadrant pour le contrôle de la MCC. Ce dernier ne fonctionnant qu'en moteur. L'onduleur a également des condensateurs de filtrage sur le bus continu et un dissipateur résistif de sécurité. La tension du bus continu doit être adaptée à la valeur maximale de la tension du MCC et de la tension des bobines du rotor du GADA. Ce dernier est généralement inférieur à la tension du stator d'une machine à induction de laboratoire habituelle [8,9].

Pour piloter à la fois le GADA et la MCC, nous utilisons une carte de contrôle dSPACE DS1104. Elle génère 7 signaux MLI, dont 6 pour commander les six IGBT d'onduleur côté machine afin d'imposer les tensions rotoriques du GADA et un signal MLI pour l'hacheur pour imposer la tension de la MCC. Une boucle de courant permet d'imposer le courant de référence calculé (couple aérodynamique émulé) [10].

Les signaux Full & Simple PWM sont générés par le DSP esclave TMS320F240 de la carte dSPACE DS1104. Afin d'utiliser cette fonctionnalité, nous avons reprogrammé le micrologiciel (firmware) du DSC F240 esclave, ce qui a permis une utilisation optimale du matériel et une réduction du coût global [11,12].

Les entrées ADC de la DS1104 sont utilisées pour récupérer les mesures de courant et de tension. Nous avons utilisé des cartes de mesure développées au laboratoire à base de capteurs LEM à effet Hall, ainsi, nous utilisons les mesures ADC suivantes : 2 courants de phase du rotor et le courant du MCC en utilisant des capteurs à effet Hall LEM LA55 (mesure I_{dr} , I_{qr} et I_a), 2 tensions de phase du stator et la tension du bus continu en utilisant des capteurs à effet Hall LEM LV25-P (mesure V_{sa} , V_{sb} et V_{DC}). Ceci utilise 6 entrées analogiques sur les 8 ADC disponibles de la carte, dont 4 sont multiplexées. La vitesse mécanique et l'angle du rotor sont mesurés grâce à un encodeur incrémental avec l'aide du signal d'index et d'une routine d'interruption pour calculer la position absolue du rotor [13].

Le Control Desk™ fonctionnant sur le PC hôte de la DS1104 permet la visualisation des variables du système en temps réel et la saisie des valeurs de référence, ainsi que l'enregistrement des variables lors des tests expérimentaux [14].

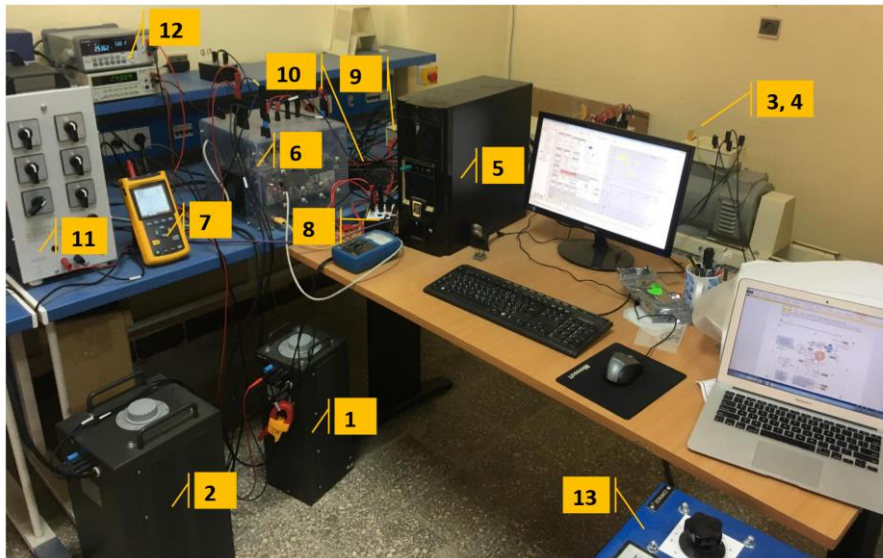


Figure 4.2: Banc expérimental de l'émulateur de chaîne de conversion de l'énergie éolienne.

Le tableau 4.1 présente les différents éléments du banc expérimental.

Tableau 4.1: Composants du banc expérimental de l'émulateur.

Corposant	Nom
1, 2	Autotransformateur (côté stator, côté rotor respectivement)
3, 4	GADA et MCC respectivement
5	PC
6	Onduleur / Redresseur / Hacheur
7	Fluke 43B Power Quality Analyzer
8, 9	Cartes de mesure (MCC et GADA)
10	Carte DS1104
11	Charge résistive
12	Mesures : V_s , V_{DC}
13	Alimentation (excitation MCC)

La structure proposée est simulée à l'aide de l'environnement MATLAB Simulink, tandis que les algorithmes de contrôle des machines sont implantés en C. Les résultats obtenus sont validés expérimentalement dans notre laboratoire. Nous développons également une application avec MATLAB AppDesigner qui calcule le point de fonctionnement de notre système en régime permanent et visualise le transfert de puissance, le courant, la tension et les valeurs du couple électromagnétique du GADA et du MCC. Ceci nous aide à vérifier le point de fonctionnement avant de commencer la manipulation expérimentale (et même la simulation) ou si on veut changer ce point lors de l'expérimentation. Cette application est très utile pour distinguer les plages de fonctionnement, et surtout pour le fonctionnement hyper-synchrone afin de déterminer clairement les limites de protection du banc (courants, tensions, vitesse) et les contraintes mécaniques [3,15,16].

3 Modélisation et contrôle de l'émulateur physique de la turbine éolienne

L'émulateur physique d'une turbine éolienne tripale à axe horizontal est constitué d'un moteur à courant continu contrôlé en courant par un hacheur [17]. La MCC est couplé mécaniquement à l'arbre du GADA afin de fournir l'entraînement mécanique. Le principe de l'émulation HIL consiste à générer un couple d'entraînement aérodynamique, que nous considérons identique au celui du MCC, en appliquant des profils de vitesses du vent au modèle statique-dynamique de la turbine, de sorte que la courbe du courant de référence qui en résulte a la même forme que le profil de la vitesse du vent.

En effet, à partir du profil de vent, on calcule le C_p et par conséquent la puissance maximale disponible. Ensuite, connaissant, la vitesse mécanique, on calcule le couple que la turbine est sensée imposer. Ceci donne le couple du MCC et donc le courant de référence i_a^* (Figure 4.3) [6,18,19].

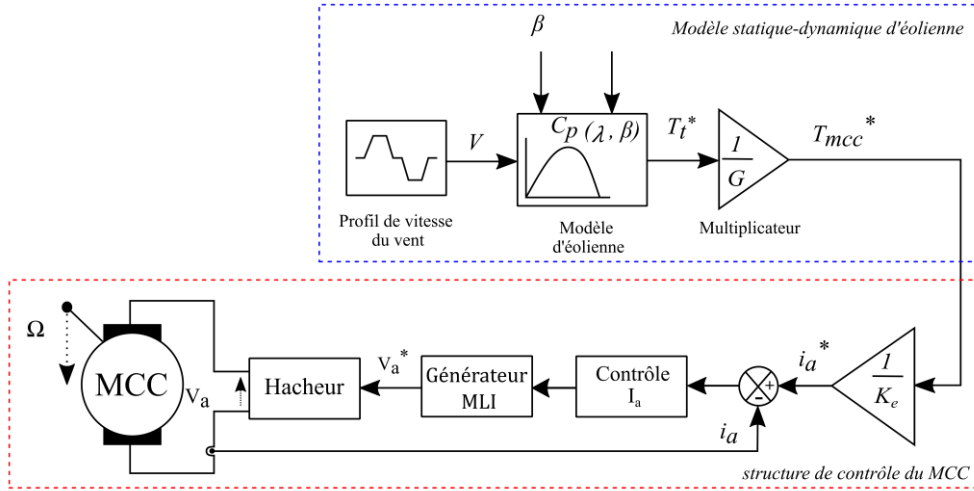


Figure 4.3: Structure de principe de l'émulateur d'éolienne proposé.

3.1 Modélisation du moteur à courant continu

Afin de générer la simulation de l'entraînement par couple aérodynamique, il est nécessaire de modéliser le comportement de l'émulateur physique. La figure 4.4 montre le modèle électrique de la machine à courant continu à excitation séparée [20].

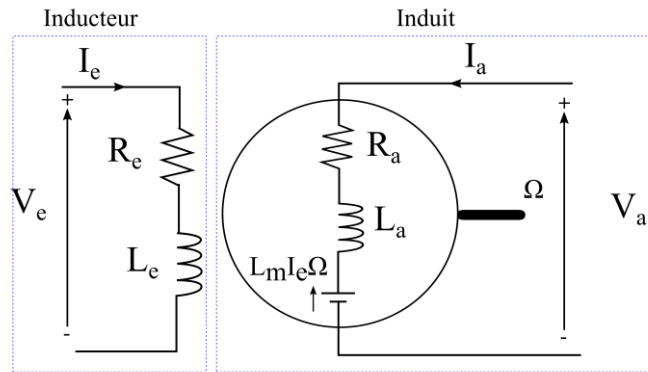


Figure 4.4: Modèle électrique de la machine à courant continu à excitation séparée.

L'équation électrique d'armature est donnée par [14]:

$$V_a = R_a I_a + L_a \frac{dI_a}{dt} + E \quad (4.1)$$

Où l'équation de d'inducteur est :

$$V_e = R_e I_e + L_e \frac{dI_e}{dt} \quad (4.2)$$

Où :

V_a, V_e est la tension d'induit et d'inducteur respectivement.

I_a, I_e est le courant d'induit et d'inducteur respectivement.

R_a, L_a, R_e et L_e sont les résistances et les inductances d'induit et d'inducteur.

E est la force électromotrice ($E = L_m I_e \Omega$), le flux créé par le bobinage inducteur est donc constant, on a alors : ($\varphi_e = L_m I_e = K_e$).

La figure 4.5 montre le modèle dynamique de l'émulateur d'éolienne implanté [21].

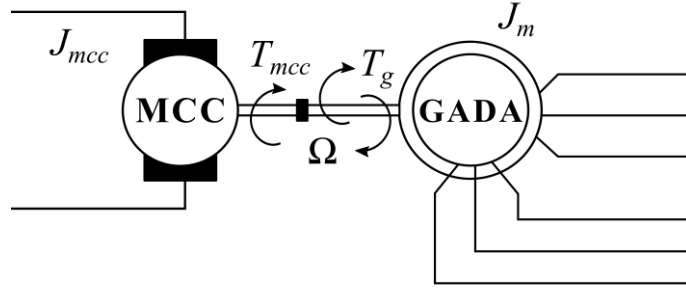


Figure 4.5: Modèle mécanique de l'émulateur.

L'équation mécanique fondamentale qui présente les couples exercés sur l'arbre commun est donnée par :

$$T_{mcc} - T_g = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \quad (4.3)$$

Où T_{mcc} et T_g sont respectivement le couple du MCC et celui du GADA (couple de charge pour le MCC), Ω est la vitesse mécanique, f est le frottement visqueux. Le moment d'inertie équivalent sur l'arbre est la somme des deux moments d'inertie du MCC et du GADA [7].

$$J = J_{mcc} + J_g \quad (4.4)$$

La formule du couple du MCC est la proportionnalité entre le courant d'armature et le flux magnétique :

$$T_{mcc} = K_e I_a \quad (4.5)$$

La figure 4.6 illustre le schéma bloc du moteur DC que nous utiliserons dans la section suivante pour implémenter l'émulateur physique.

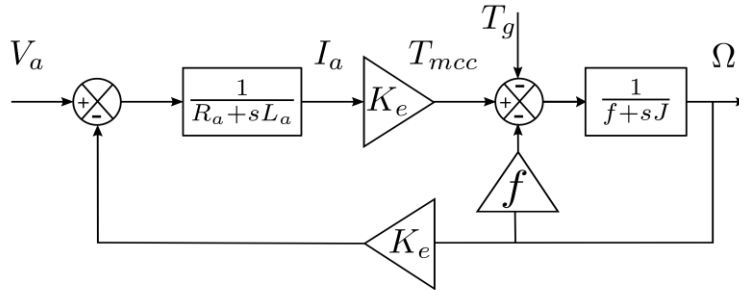


Figure 4.6: Schéma bloc du modèle de la MCC.

3.2 Stratégie de contrôle du MCC

L'idée principale de cette partie nécessite l'ajout d'une boucle de contrôle du courant d'induit du MCC afin d'obtenir un couple d'entraînement GADA identique à un couple aérodynamique réel, pour cela, nous appliquons un courant de référence d'induit qui est calculé en appliquant un profil de vitesse du vent sur le modèle réel d'une éolienne, le couple résultant est proportionnel au courant d'induit, par conséquent, la vitesse mécanique, qui sera contrôlée par une autre boucle de contrôle en introduisant l'algorithme MPPT [22]. Rappelons que la formule du couple aérodynamique donnée dans le chapitre précédent est [23]:

$$T_t = \frac{1}{2\Omega_t} \rho \pi C_p R^2 V^3 \quad (4.6)$$

Supposons que le couple résultant du MCC soit le même que le couple aérodynamique en sortie d'une boîte de vitesses idéale de rapport G [24] :

$$\frac{T_t}{G} = T_{mcc} \quad (4.7)$$

Le courant d'induit de référence calculé est donc exprimé comme suit [5]:

$$I_a^* = \frac{1}{2GK_e\Omega_t} \rho\pi C_p R^2 V^3 \quad (4.8)$$

La figure 4.7 montre la structure proposée pour le contrôle du MCC afin d'émuler les caractéristiques dynamiques réelles d'une éolienne tripale avec un angle de calage des pâles fixé à 2 degrés. Le moteur à courant continu est alimenté par un hacheur un quadrant. V_a^* est la tension de référence résultant d'une boucle de contrôle du courant d'armature I_a utilisant un régulateur PI [25,26].

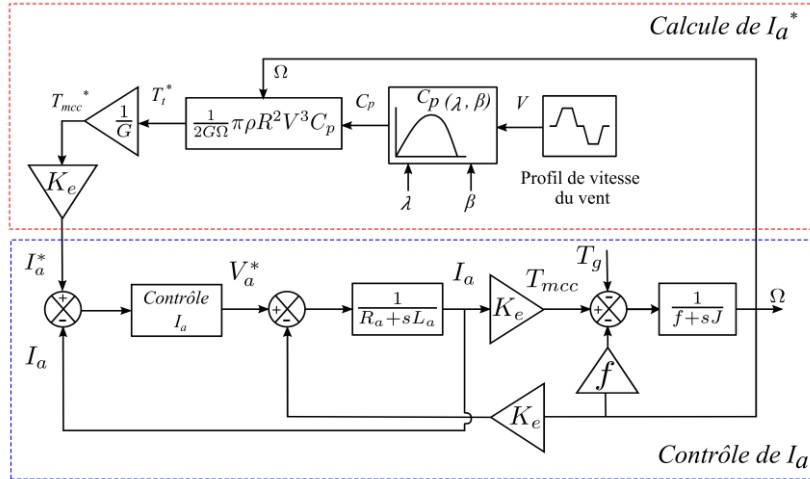


Figure 4.7: Schéma général de contrôle de l'émulateur éolien.

4 Contrôle des puissances du GADA

Nous avons présenté au chapitre 3 qu'en utilisant le repère dq , les variables électriques AC du système triphasé équilibré peuvent être transformées en composantes continues, ce qui permet un meilleur contrôle. Le modèle dq du GADA et des convertisseurs de puissance ont été établis sur la base de ces modèles dynamiques, la commande peut être conçue pour le convertisseur côté machine. Dans cette partie, le contrôle vectoriel pour le CCM est introduit en détail.

4.1 Contrôle vectoriel du GADA

Le but du contrôle vectoriel est de commander le moteur asynchrone comme un moteur à courant continu à excitation indépendante où il existe un découplage naturel entre la composante responsable du contrôle du flux (le courant d'excitation) et celle liée au couple (le courant d'induit) [27]. Cela va aussi nous permettre de contrôler indépendamment la puissance active et réactive du stator. Dans cette perspective, nous utilisons l'orientation du flux statorique pour mettre en évidence la relation entre les puissances statoriques et les courants rotoriques générées par l'onduleur côté rotor [28]. Nous avons choisi d'orienter la référence de telle sorte que le vecteur flux du stator soit entièrement maintenu sur l'axe d . Par conséquent, le vecteur tension du stator reste sur l'axe q (Figure 4.8) [29].

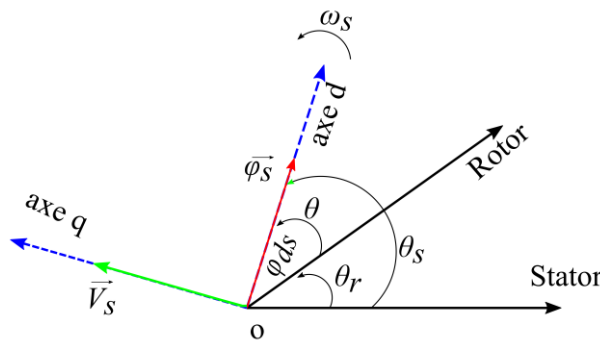


Figure 4.8: Orientation du flux statorique du GADA.

Les deux composantes du flux deviennent [30]:

$$\begin{aligned}\varphi_{ds} &= \varphi_s \\ \varphi_{qs} &= 0\end{aligned}\quad (4.9)$$

Où le couple électromagnétique peut être contrôlé par l'expression suivante :

$$T_{em} = -p \frac{M}{L_s} \varphi_s I_{qr} \quad (4.10)$$

Si l'on néglige la résistance du bobinage statorique R_s , ce qui est une hypothèse assez réaliste pour les machines de moyenne et forte puissance utilisées dans l'énergie éolienne, les tensions du stator deviennent [31]:

$$\begin{aligned}V_{ds} &= 0 \\ V_{qs} &= \frac{d\varphi_s}{dt} = V_s\end{aligned}\quad (4.11)$$

Alors que les équations du flux statorique sont simplifiées comme suit :

$$\begin{aligned}\varphi_s &= L_s I_{ds} + M I_{qs} \\ 0 &= L_s I_{qs} + M I_{ds}\end{aligned}\quad (4.12)$$

A partir des équations du flux statorique, nous pouvons alors déduire les équations liant les courants statoriques aux courants rotoriques :

$$\begin{aligned}I_{ds} &= -\frac{M}{L_s} I_{dr} + \frac{\varphi_s}{L_s} \\ I_{qs} &= -\frac{M}{L_s} I_{qr}\end{aligned}\quad (4.13)$$

Les puissances active et réactive statoriques du GADA sont :

$$\begin{aligned}P_s &= V_s I_{qs} \\ Q_s &= V_s I_{ds}\end{aligned}\quad (4.14)$$

En remplaçant I_{ds} et I_{qs} par leurs expressions, nous obtenons les expressions suivantes pour les puissances active et réactive [32]:

$$\begin{aligned}P_s &= -\frac{M V_s}{L_s} I_{qr} \\ Q_s &= -\frac{M V_s}{L_s} I_{dr} + \frac{V_s^2}{\omega_s L_s}\end{aligned}\quad (4.15)$$

Nous remarquons que la puissance active P_s ne dépend plus que de la composante en quadrature du courant rotorique I_{qr} , tandis que la puissance réactive Q_s dépend de la composante directe du courant rotorique I_{dr} . Pour obtenir un contrôle, l'expression des tensions de commande doit être exprimée en fonction des courants rotoriques [33]. En remplaçant les courants statoriques par leurs expressions dans les équations des flux rotoriques, nous obtenons [34]:

$$\begin{aligned}\varphi_{dr} &= \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{dr} + \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \\ \varphi_{qr} &= \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{qr}\end{aligned}\quad (4.16)$$

Avec :

$$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} \quad (4.17)$$

En substituant les équations de flux du rotor dans les équations de tension du rotor, la tension finale du rotor peut être écrite [13]:

$$\begin{aligned}
 V_{dr} &= R_r I_{dr} + \sigma L_r \frac{dI_{dr}}{dt} - \sigma L_r \omega_r I_{qr} \\
 V_{qr} &= R_r I_{qr} + \sigma L_r \frac{dI_{qr}}{dt} + \sigma L_r \omega_r I_{dr} + \omega_r \frac{M V_s}{\omega_s L_s}
 \end{aligned}
 \tag{4.18}$$

Le modèle interne simplifié de la machine peut être traduit en un schéma fonctionnel comme le montre la figure 4.9 [35].

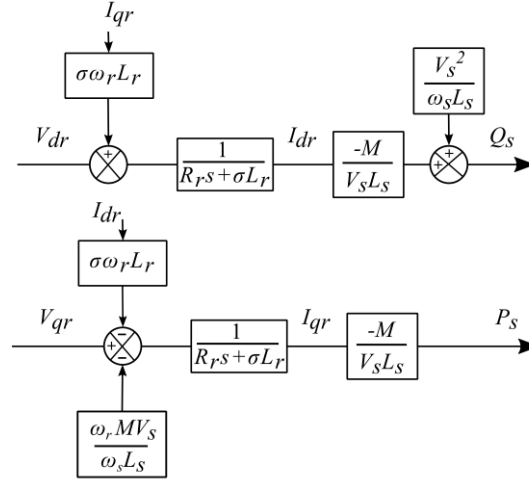


Figure 4.9: Modèle simplifié du GADA.

Ce diagramme fait apparaître des fonctions de transfert du premier ordre pour les deux axes liant les tensions rotoriques aux puissances active et réactive statoriques à travers des courants rotoriques. Il montre également que nous pouvons mettre en place une commande vectorielle étant donné qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec chacun son propre régulateur [36].

4.2 Contrôle direct de la puissance de la GADA avec synthèse du contrôleur PI

Le principe de la commande directe de puissance (DPC) du GADA est basé sur l'action directe sur les puissances actives et réactives du stator en ajustant les courants du rotor. Cette méthode consiste à négliger les termes de couplage entre les axes dq [37]. Ceci est permis grâce au contrôle vectoriel. Ainsi, chaque axe peut contrôler la puissance instantanément et indépendamment de l'autre avec son propre contrôleur de courant. La composante du courant rotorique de l'axe q agit sur le contrôle de la puissance active et la composante de l'axe d contrôle la puissance réactive [38].

Étant donné le modèle de découplage du GADA et sa linéarité, un contrôleur linéaire PI peut réaliser de manière adéquate le contrôle direct de la puissance (Figure 4.10) [39–41]. Il est possible d'éliminer l'erreur statique entre la valeur de référence et la valeur mesurée, grâce à son action intégrale. Une action dérivée a pour rôle d'anticiper et d'accélérer la réponse, elle peut donc amplifier les bruits du système. Nous n'utiliserons pas un contrôleur PID dans ce but [42].

Étant donné que la puissance n'est pas mesurée et régulée, la valeur réellement injectée est tributaire de la connaissance des paramètres de la machine et de la tension du réseau. Ce sont les termes qui apparaissent dans le calcul des références des courants rotoriques I_{dr} et I_{qr} .

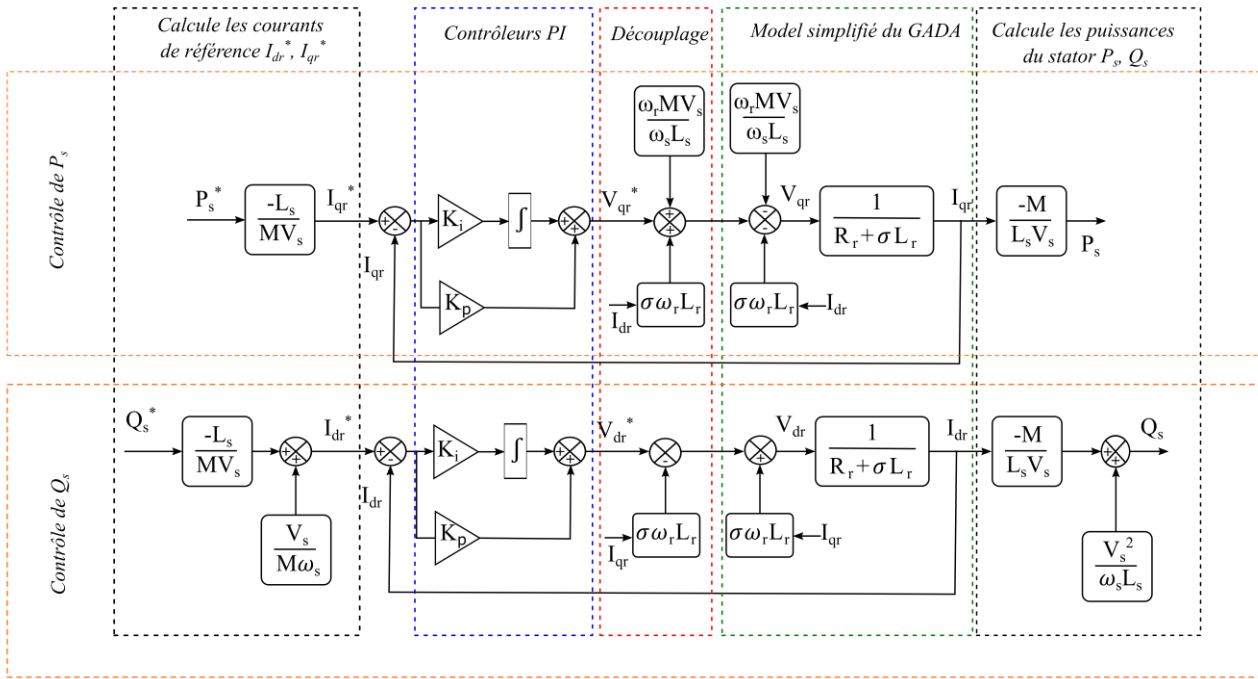


Figure 4.10: Contrôle direct de la puissance du GADA avec des contrôleurs PI.

Le dimensionnement des paramètres du contrôleur PI est défini par la méthode de compensation des pôles. En conséquence, les gains K_p et K_i sont alors exprimés en fonction du temps de réponse choisi et des paramètres de la machine [43]. Cependant, l'implémentation est un peu différente du cas linéaire car nous devons implémenter une procédure spécifique d'anti-windup qui consiste à bloquer l'intégration numérique de l'erreur lorsque la sortie atteint son niveau de saturation. Ceci assure une récupération rapide du contrôle sans changer les performances sur la petite variation de référence et le rejet des perturbations.

L'ajout des termes de découplage donne des boucles de contrôle de courants identiques, ce qui peut simplifier le calcul des paramètres (Figure 4.11) [44].

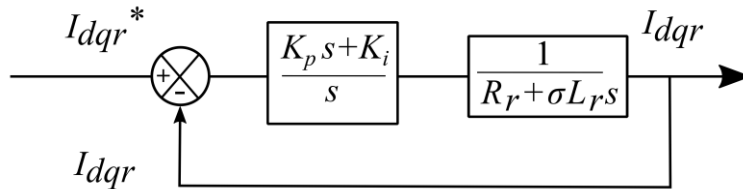


Figure 4.11: Contrôle PI en boucle fermée des courants de rotor.

5 Contrôle du système éolien à vitesse variable

Généralement, les plages de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable peuvent être divisées en trois régions de base (illustrées dans Fig. 3.18 du chapitre précédent) [45]. La partie d'opération MPPT se situe dans la zone (B-C). C'est la partie la plus importante. Considérons maintenant l'évolution de la production d'énergie en fonction de la variation de la vitesse du vent. Le contrôle MPPT de la phase (B-C) a pour rôle de maintenir C_p à sa valeur maximale ($C_p=C_{pmax}$) en ajustant la vitesse de rotation du rotor en fonction de la variation de la vitesse du vent. Dans cette phase, l'éolienne est contrôlée à la vitesse de rotation optimale de la turbine pour chaque vitesse de vent, donc, le couple électromagnétique généré devient lié à cette vitesse, par conséquent, à I_{qr} la composante en quadrature du courant rotorique du générateur. La figure 4.12 illustre le schéma général qui explique le principe de fonctionnement du MPPT [46,47].

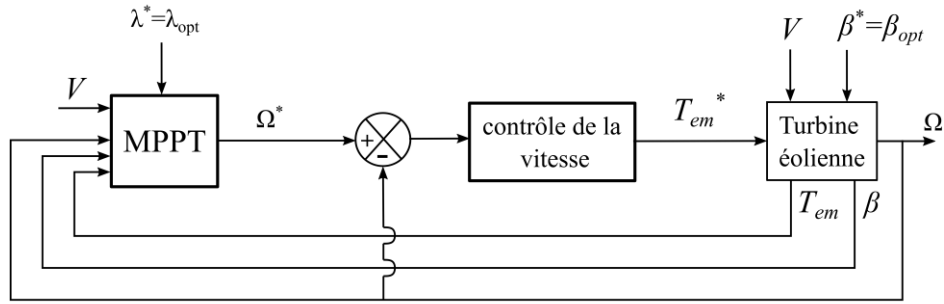


Figure 4.12: Schémas de contrôle pour la zone B-C.

5.1 Structure de l'algorithme MPPT basé sur le TSR

La structure TSR (Tip Speed Ratio) est l'algorithme MPPT le plus utilisé, grâce à son efficacité et surtout à sa simplicité de mise en œuvre [46,48]. Le principe est illustré par la Figure 4.13. Il consiste à maintenir le rapport λ de vitesse relative (TSR) à une valeur optimale λ_{opt} qui correspond au maximum de C_{pmax} (Figure 4.14 a), donc, une puissance maximale générée.

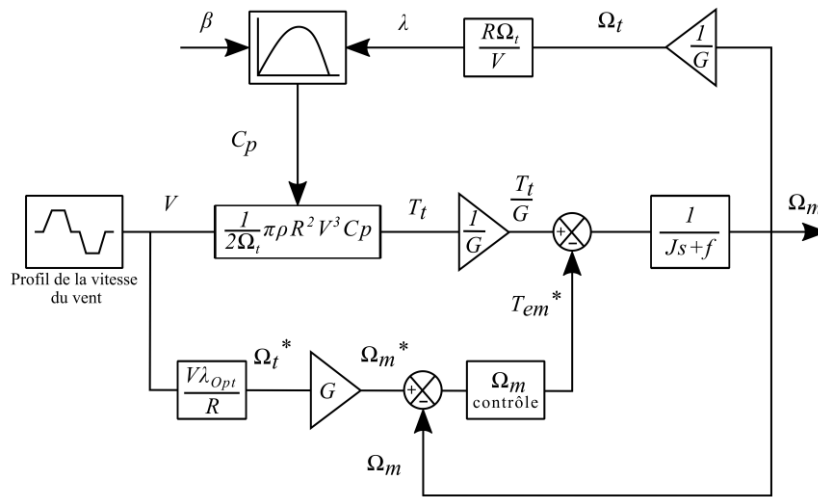


Figure 4.13: Principe de l'algorithme MPPT basé sur le TSR.

La puissance mécanique de sortie de l'émulateur éolien disponible sur l'arbre commun GADA-MCC à différentes vitesses de vent, en fonction de la vitesse de rotation de la WTE est représentée sur la Figure 4.14 b. Les points d'intersection de la courbe rouge avec les courbes représentent la puissance maximale qui doit être extraite pour atteindre le point de fonctionnement optimal. Par conséquent, nous appliquons l'algorithme MPPT basé sur le TSR pour extraire autant de puissance que possible dans la région grise. L'intervalle de cette limitation est déterminé pour être compatible avec les performances du contrôleur et les limites électriques et mécaniques [49].

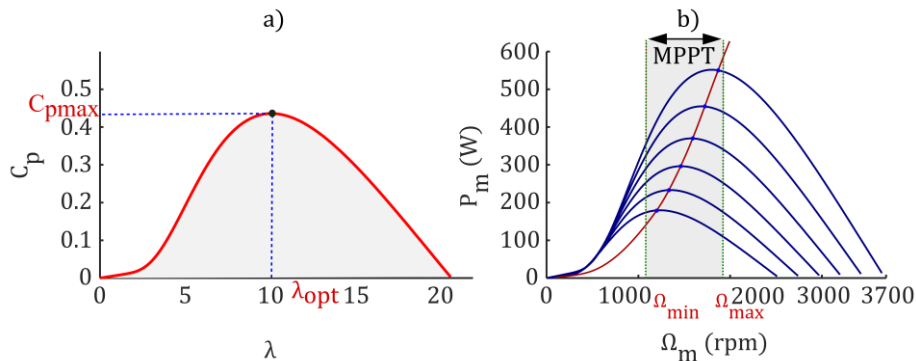


Figure 4.14: Principe de fonctionnement du MPPT.

Pour notre émulateur, nous avons fixé β à 2° ce qui correspond à un coefficient de puissance maximale C_{pmax} de 0,43 pour un rapport de vitesse de pointe optimal λ_{opt} de 10,22. La référence de vitesse optimale s'exprime comme suit [50]:

$$\Omega_m^* = G \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (4.19)$$

Les techniques MPPT les plus répandues et les plus populaires sont le rapport de vitesse de pointe (Tip Speed Ratio TSR), la rétroaction du signal de puissance (Power Signal Feedback PSF), la recherche en côte (Hill–Climb Searching HCS), la commande optimale du couple (Optimal Torque Control OTC) et les méthodes de perturbation et d'observation (Perturb and Observer PO). Ces méthodes utilisent différentes topologies de contrôle pour extraire efficacement la puissance maximale. Mais ces méthodes ne sont efficaces qu'en l'absence de variations rapides de la vitesse du vent et présentent des obstacles potentiels à un flux de vent incertain [51].

5.2 Contrôleur de vitesse de la structure MPPT

La référence de couple électromagnétique T_{em}^* est la sortie du contrôleur de vitesse. Un régulateur PI assure la convergence de la vitesse vers sa référence [52,53]. Les gains du contrôleur PI, K_p et K_i , dépendent principalement des paramètres mécaniques du générateur (moment d'inertie J et frottement visqueux f). Le schéma qui détaille ce contrôle est donné par la figure 4.15 [54].

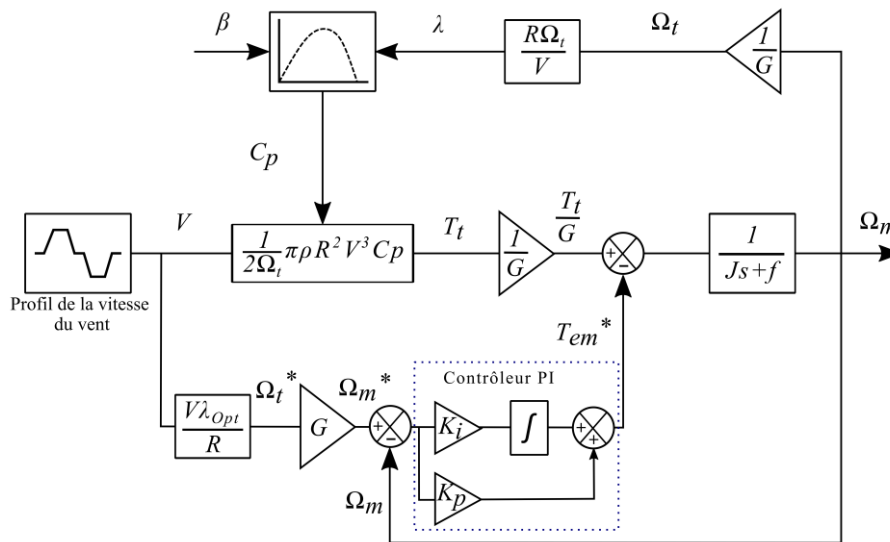


Figure 4.15: MPPT basé sur TSR utilisant un contrôleur PI.

Le régulateur PI est utilisé pour réduire l'erreur entre la référence de vitesse optimale calculée dans l'équation (4.19) et la vitesse réelle. Cet algorithme nécessite la mesure précise de la vitesse du vent à l'aide d'un anémomètre, ce dernier a un coût supplémentaire et devient un inconvénient pour les petites turbines, ajoutez à cela l'inconvénient d'une zone de fonctionnement limitée [55].

6 L'application AppDesigner d'émulateur éolienne

L'AppDesigner est un outil qui permet de créer des applications logicielles professionnelles dans Matlab (version > 2016). Il est presque basé sur les mêmes aspects et contrôles que l'ancienne GUI (Graphical User Interface) [5]. L'AppDesigner se compose de deux parties principales : une barre d'outils contient les composants visuels prêts à être utilisés avec leur programme intégré. Déposer l'élément dans l'espace de travail l'active. L'éditeur de programmation intégré permet d'ajouter de nouvelles propriétés, tel que les callbacks et les fonctions [56]. Le passage rapide entre la conception visuelle et le code de l'application facilite sa compréhension, sa modification et son exécution. De plus, le compilateur Matlab permet de transformer cette application en une application de bureau et web autonome avec son propre paquet d'installation et de la partager gratuitement.

Notre application a été réalisée dans le but de superviser la variation des variables du système pendant les simulations, ainsi que les manipulations expérimentales. L'idée principale est de créer une interface logicielle

qui permet la prédétermination des valeurs des variables de sortie en régime permanent du système tel que les courants, les tensions et les vitesses en appliquant des références d'entrée définies en vitesse fixe et en vitesse variable [15].

6.1 AppDesigner de l'émulateur éolien en régime permanent à vitesse fixe

Pour le fonctionnement à vitesse fixe, on peut choisir d'introduire la valeur de la puissance (Q_s, P_s) (Mode auto) et de calculer les courants (I_{dr}, I_{qr}) respectivement, ou l'inverse (mode manuel) (Figure 4.16), pour cela, il suffit d'introduire le modèle simplifié du GADA en régime permanent dans l'éditeur de code, les tensions du rotor deviennent :

$$\begin{aligned} V_{dr} &= R_r I_{dr} - \sigma L_r \omega_r I_{qr} \\ V_{qr} &= R_r I_{qr} + \sigma L_r \omega_r I_{dr} + \omega_r \frac{M V_s}{\omega_s L_s} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Alors que les formules de la puissance du stator et du courant du rotor restent les mêmes.

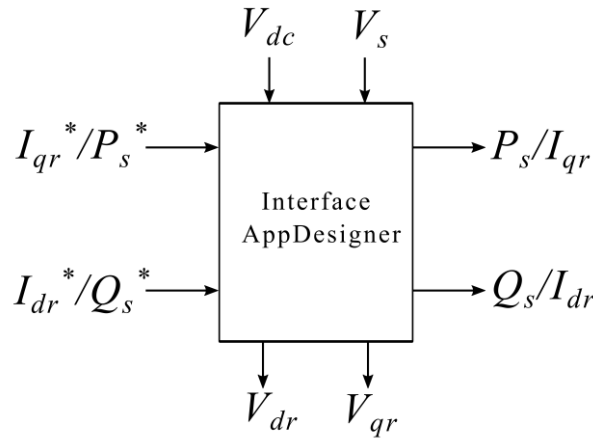


Figure 4.16: Digramme de l'interface AppDesigner en fonctionnement à vitesse fixe.

6.2 AppDesigner d'émulateur éolienne en régime permanent à vitesse variable

Pendant le fonctionnement en mode de vitesse variable en intégrant l'entraînement mécanique à l'aide du MCC contrôlé, l'entrée de l'interface devient la vitesse du vent et le degré d'inclinaison des pales. Cependant, la référence de puissance active du stator proviendra de la boucle de contrôle MPPT en fonction de cette vitesse. Supposons que la régulation de la vitesse est idéale, la vitesse de rotation du rotor est donnée par :

$$\Omega_m = G \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (4.21)$$

Le couple aérodynamique, le couple MCC et la tension MCC résultante sont définis par des équations utilisées dans la figure 4.7. La référence de la tension du MCC est :

$$V_a^* = K_e \Omega_m + R_a I_a^* \quad (4.22)$$

La référence de puissance statorique active P_s^* est le rapport entre la vitesse de rotation et le couple d'entraînement.

$$P_s^* = \frac{\Omega_m}{G T_t} \quad (4.23)$$

La référence de puissance réactive du stator Q_s^* peut être imposée manuellement à 0 pour fournir un facteur de puissance unitaire.

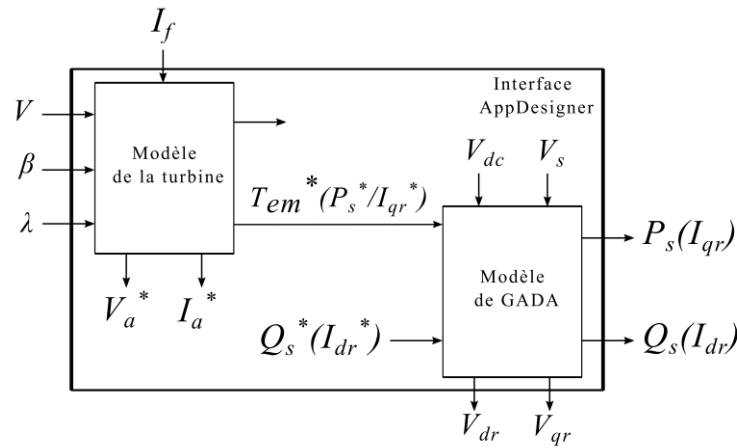


Figure 4.17: Digramme de l'interface AppDesigner en fonctionnement à vitesse variable.

7 Test de l'émulateur de la chaîne de conversion d'énergie éolienne

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats expérimentaux effectués dans différentes conditions de fonctionnement afin de valider les résultats de simulations en laboratoire. En particulier, en se basant sur la plateforme expérimentale décrite à la partie précédente, on présentera les résultats obtenus lors des essais, à vitesse fixe et vitesse variable, pour les deux parties de notre système.

7.1 Procédure du démarrage et d'arrêt du banc expérimental

Pour chaque essai expérimental, le démarrage et l'arrêt du banc doivent passer par les étapes suivantes

7.1.1 Procédure de démarrage du banc expérimental:

- Vérifier le branchement (Moteur/Générateur)
- Alimenter le redresseur par l'autotransformateur côté rotor.
- Alimenter le stator par l'autotransformateur côté stator (tension réduite).
- Enclencher l'interrupteur de commande d'onduleur MLI.
- Monter la vitesse du banc via le hacheur de la MCC à 200 tr/mn.
- Vérifier la synchronisation de la routine du codeur incrémental.
- Monter les tensions des alternostats aux tensions nominale du banc.
- Monter la vitesse du banc via le hacheur de la MCC à 1500 tr/mn.
- Commencer à générer de la P_s avec $I_{qr}^* < 0$ et Q_s avec $I_{dr}^* < 0$.
- Vérifier la puissance injecté au réseau par Fluke 43B.

7.1.2 Procédure d'arrêt du banc expérimental:

L'arrêt du banc expérimental doit passer par les étapes suivantes :

- Mettre les consignes des courants rotorique I_{qr}^* et I_{dr}^* à 0.
- Diminuer la vitesse de l'entraînement du moteur à courant continu par le hacheur avec une tension U_{mcc}^* faible et non nulle afin de décharger la capacité du bus continu.
- Couper l'alimentation du stator par l'autotransformateur du côté stator.
- Couper l'alimentation du rotor par l'autotransformateur du côté rotor.

Attendre que la tension du bus DC soit annulée pour éteindre l'interrupteur de commande d'onduleur MLI.

7.2 Contrôle du système éolien à vitesse fixe

Le modèle global établi précédemment va permettre de dresser un bilan des performances et des limites d'utilisation du système. Dans un premier temps, l'ensemble de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne est testé sous une vitesse d'entraînement du MCC fixé 1500 tr/min afin d'évaluer le modèle de système utilisé d'un côté, et de tester les performances du contrôle de convertisseur coté machine (CCM) pour la gestion de la puissance du GADA en utilisant des contrôleurs PI d'un autre côté.

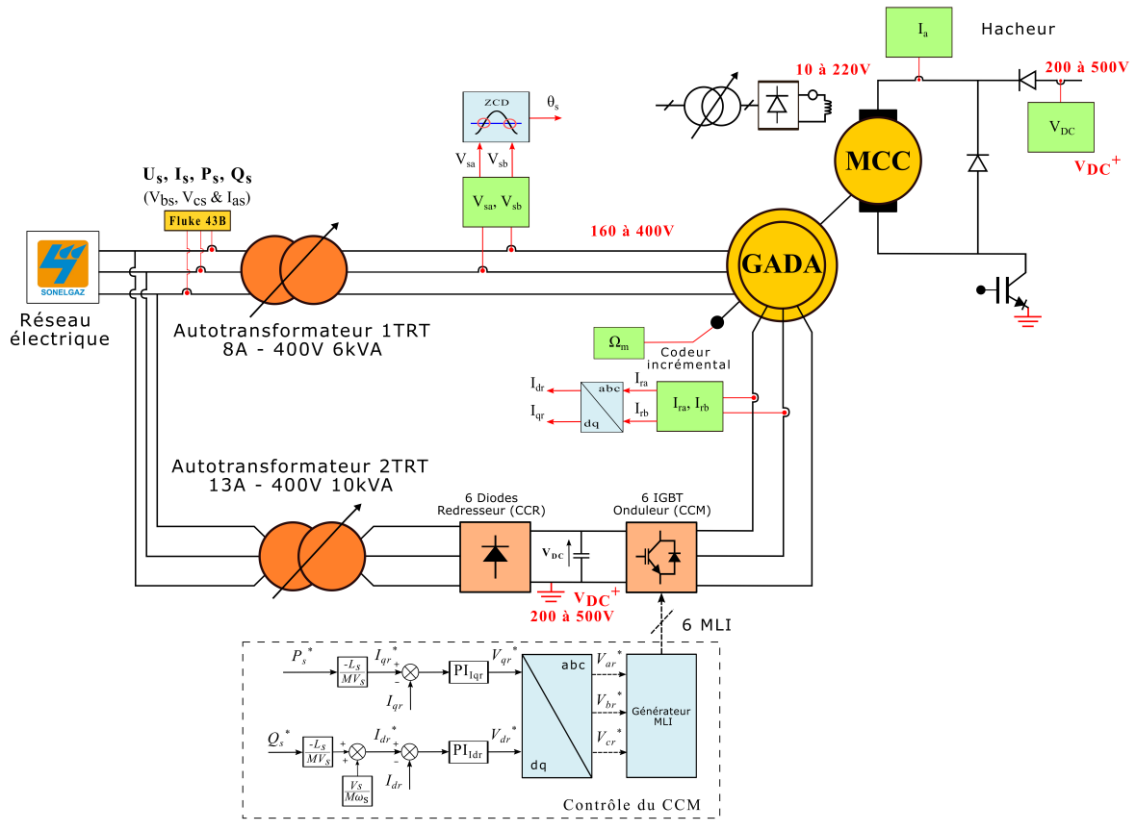


Figure 4.18: Schéma de contrôle des puissances du GADA à vitesse fixe.

Les tests préliminaires sur l'installation expérimentale consistent à mettre en œuvre le contrôle direct de la puissance statorique illustré dans la figure 4.18, en appliquant des échelons références manuellement P_s^*/Q_s^* ou I_{dr}^*/I_{qr}^* à travers l'interface du contrôle tenant compte des valeurs déterminées par l'interface AppDesigner et les résultats obtenus par la simulation sous Matlab/Simulink. Nous appliquons deux tests :

7.2.1 Contrôle de la puissance active P_s du GADA à vitesse fixe

Le premier essai consiste à appliquer un échelon de référence de $P_s^* = -500$ W à une vitesse de 1500 rpm, avec une puissance réactive non compensée (450 VAR). La puissance est générée et injectée dans le réseau pendant toute la durée de l'essai, c'est pourquoi P_s a une valeur négative, suivant notre « convention moteur ». P_s mesurée suit sa référence P_s^* avec des oscillations de ± 100 W au maximum autour de la consigne (Figure 4.19), grâce au contrôle de la composante du courant rotorique I_{qr} qui suit sa référence I_{qr}^* (Figure 4.20).

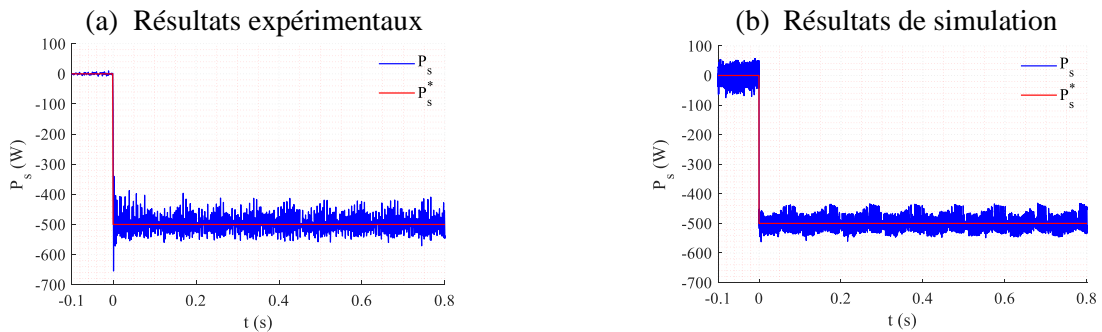


Figure 4.19: Puissance active du stator.

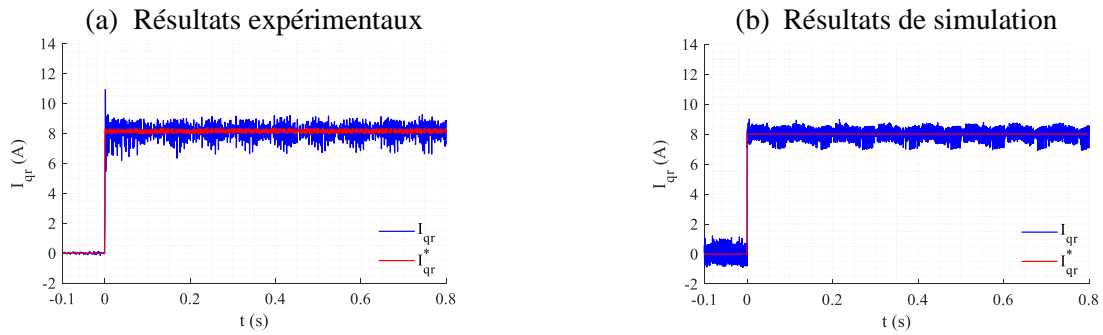


Figure 4.20: Courant en quadrature du rotor.

Durant cet essai, la puissance réactive n'est pas compensée, la machine absorbe donc la puissance réactive nécessaire pour être fluxée ($Q_s=450$ VAR) (Figure 4.21), ce qui implique une composante de courant rotorique I_{dr} proche de zéro (Figure 4.22). La variation de la puissance active n'a pas d'influence sur la puissance réactive du stator grâce à un contrôle vectoriel effectif et à l'utilisation des termes de découplage entre les axes dq .

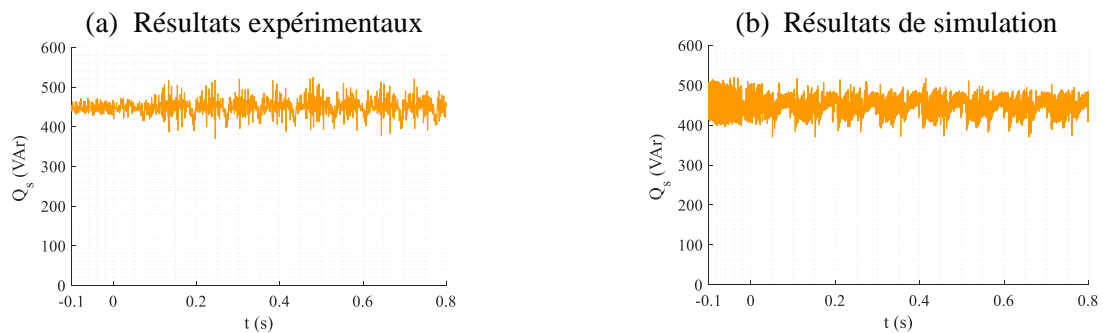


Figure 4.21: Puissance réactive du stator.

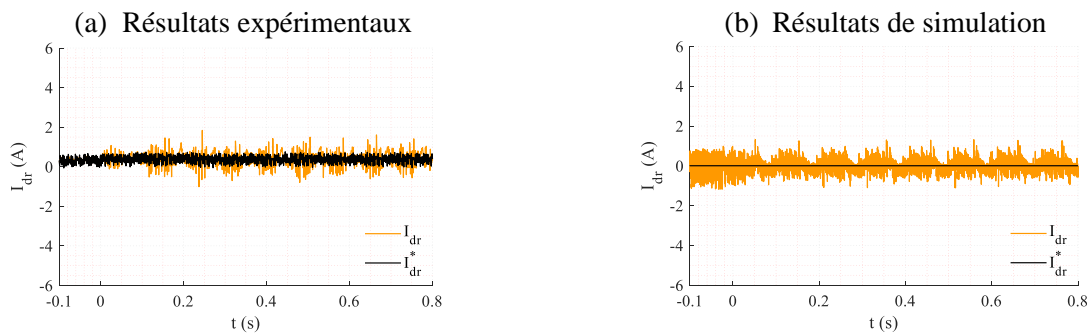


Figure 4.22: Courant direct du rotor.

La forte demande de couple à l'instant de l'application de P_s^* provoque une faible diminution de la vitesse mécanique du GADA (Figure 4.24) à cause de demande du couple (Figure 4.23).

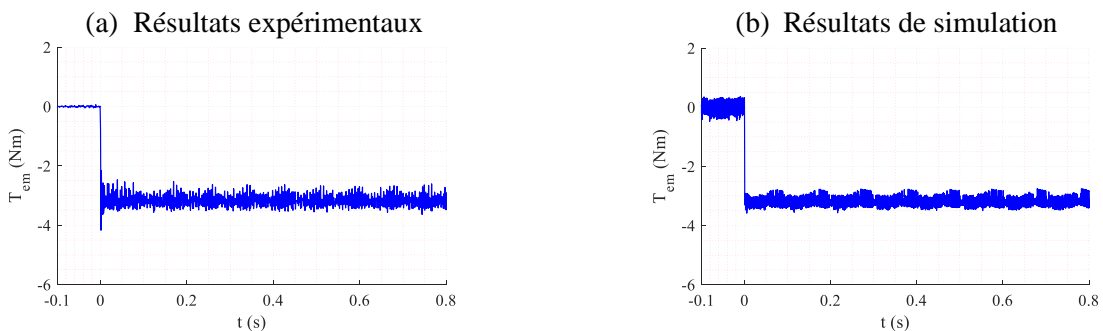


Figure 4.23: Couple électromagnétique du GADA.

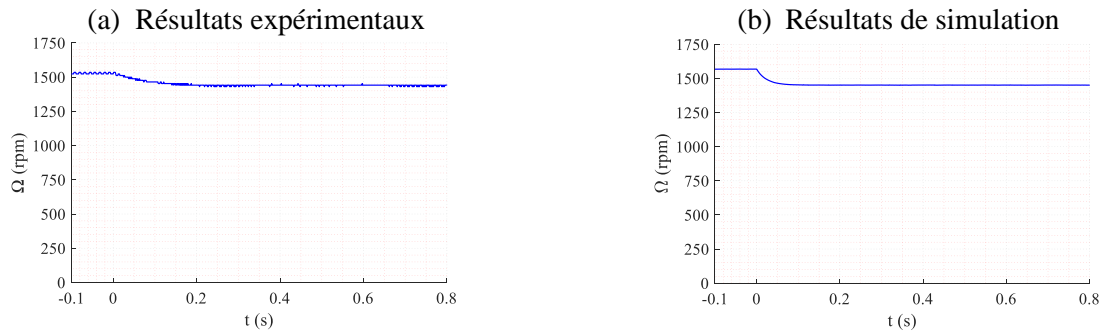


Figure 4.24: Vitesse mécanique du rotor.

La figure 4.25 montre les références des tensions rotoriques (V_{dr}^* , V_{qr}^*) générées par les contrôleurs de courant qui ont permis le suivi des références de courant et, par conséquent, les références de puissance. Il est visible que la tension rotorique en quadrature V_{qr}^* agit sur la puissance active P_s , tandis que la tension rotorique directe V_{dr}^* liée à la puissance réactive Q_s .

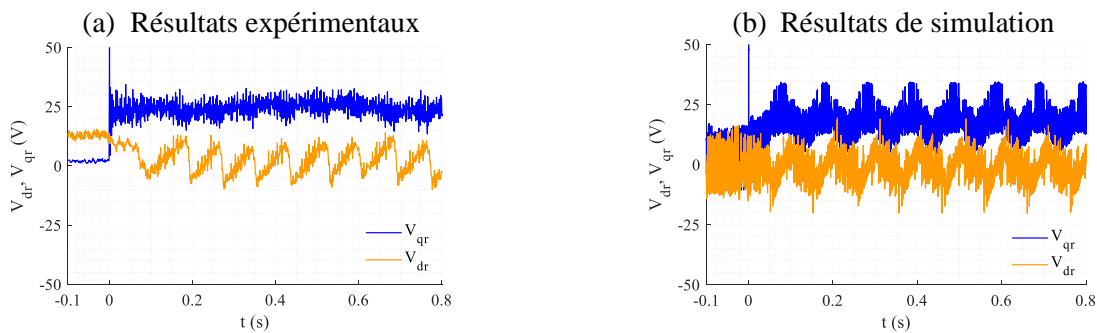


Figure 4.25: Tensions de rotor du GADA.

Sur les relevés expérimentaux, il y a des ondulations sur la tension du stator $V_s = V_{qs}$ (Figure 4.26) à cause de la demande en courant qui influence la tension du secondaire de l'autotransformateur utilisé pour connecter le stator au réseau. Ceci a également des effets sur la puissance active et réactive estimée. Les courants du rotor du GADA ont également des ondulations dues à la mesure, à la MLI et au bruit. La tension du bus continu V_{dc} est également affectée, en particulier lors des transitoires, lorsqu'il y a une forte demande de courant qui fait chuter la tension du bus continu (Figure 4.26). Ceci n'apparaît pas sur la simulation.

Notons ici l'importance de la partie expérimentale qui, même si elle a pris énormément de temps à être mise en œuvre, permet d'apporter des informations impossibles à avoir en simulation. Certains phénomènes ou perturbations sont explicables et peuvent notamment influencer sur les méthodes de commande ou régulateurs choisis. Même si nous ne l'avons pas évoqué ici, l'identification des paramètres de la machine, leur influence sur l'estimation des puissances et la détermination des courants de référence, ou encore le réglage par une méthode essai-erreur des coefficients des régulateurs, font partie de l'aspect expérimental. Ils nous permettent de ne pas proposer des coefficients farfelus qui donnent des réponses très rapides et idéales en simulation et qui ne peuvent pas marcher réellement.

C'est pour cela que la validation expérimentale est un garde-fou nécessaire dans notre domaine de recherche.

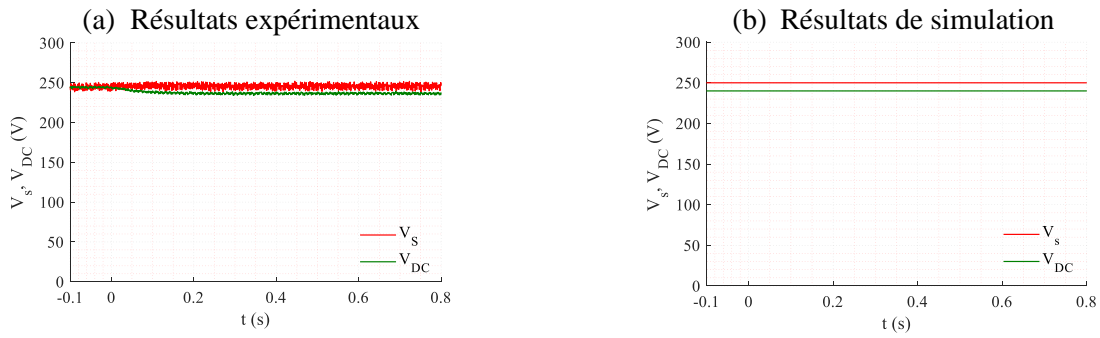


Figure 4.26: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu VDC.

La valeur faible de l'erreur de suivi autour de zéro des deux boucles de contrôle PI des courants démontre l'efficacité et les performances des contrôleurs. Les erreurs et perturbations sont liées aux mesures de courants et de tensions, et principalement aux bruits de découpage MLI de l'onduleur, ce qui affecte clairement la qualité de la puissance statorique.

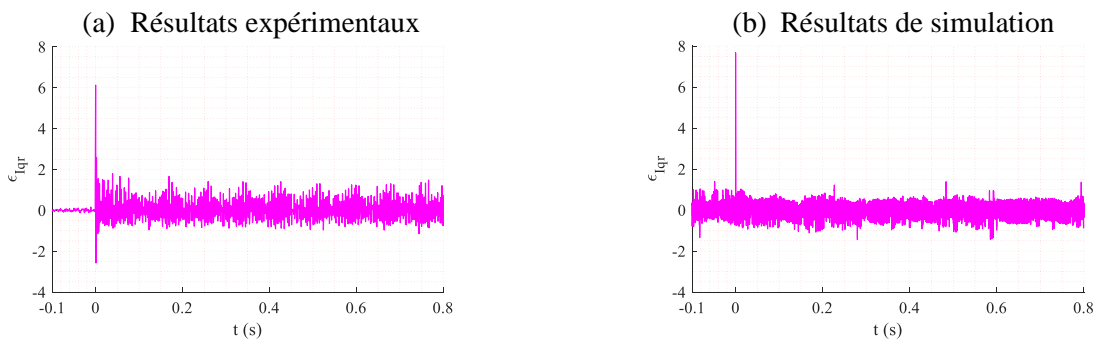


Figure 4.27: Erreur à l'entrée des boucles de contrôle PI du courant I_{qr} .

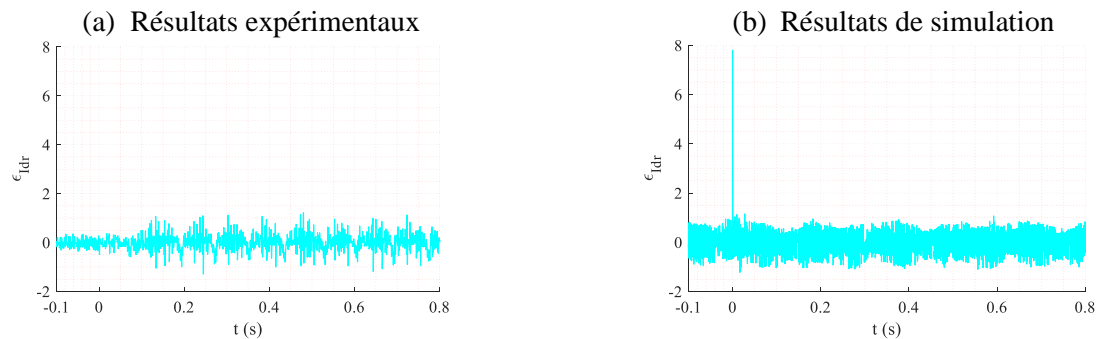


Figure 4.28: Erreur à l'entrée des boucles de contrôle PI du courant I_{dr} .

Les résultats expérimentaux sont tout à fait identiques à ceux de la simulation. Les valeurs indiquées sur l'interface du logiciel AppDesigner sont précises et correspondent à celles de l'essai précédent, en régime permanent, tant pour le test que pour la simulation.

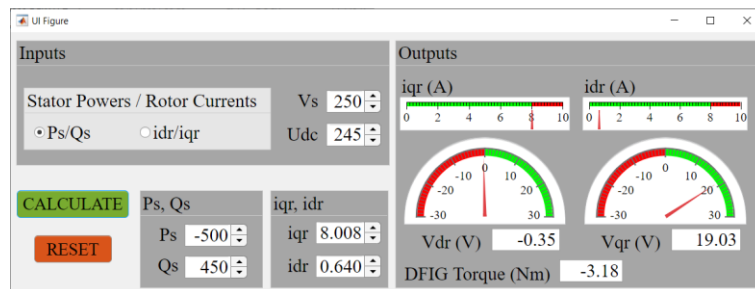


Figure 4.29: Interface AppDesigner en régime permanent de GADA pour $P_s^* = -500W$.

7.2.2 Contrôle de la puissance réactive Q_s du GADA à vitesse fixe

Durant cet essai, nous appliquons, à $t=0s$, un échelon de référence sur Q_s^* afin de compenser la puissance réactive statorique absorbée du réseau ($Q_s = 0$ VAR), Nous gardons P_s^* à -500 W comme dans le test précédent. Les performances dynamiques élevées du contrôle de puissance du GADA dans ce test sont similaires à celles du premier test. La puissance réactive mesurée Q_s suit précisément sa référence Q_s^* de 450 VAR à 0 VAR au moment initial (Figure 4.30) alors que la puissance active (générée) reste à -500 W. Ceci est bien sûr dû au contrôle des courants (I_{dr}, I_{qr}) qui suivent leurs références (I_{dr}^*, I_{qr}^*) avec précision (Figure 4.31 et 4.33).

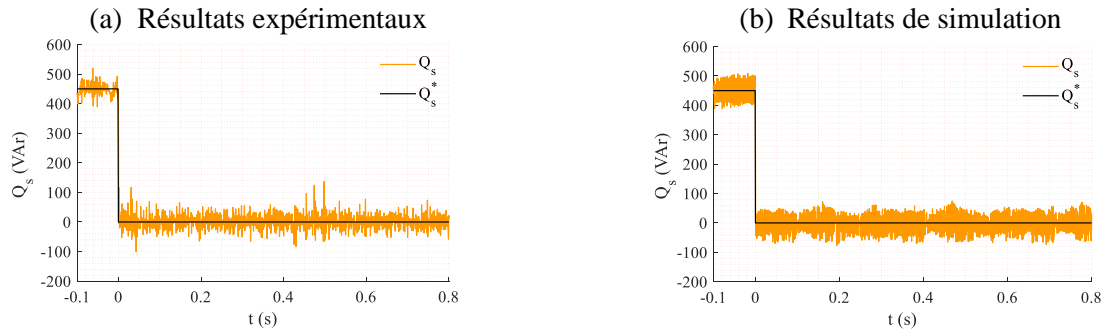


Figure 4.30: Puissance réactive du stator.

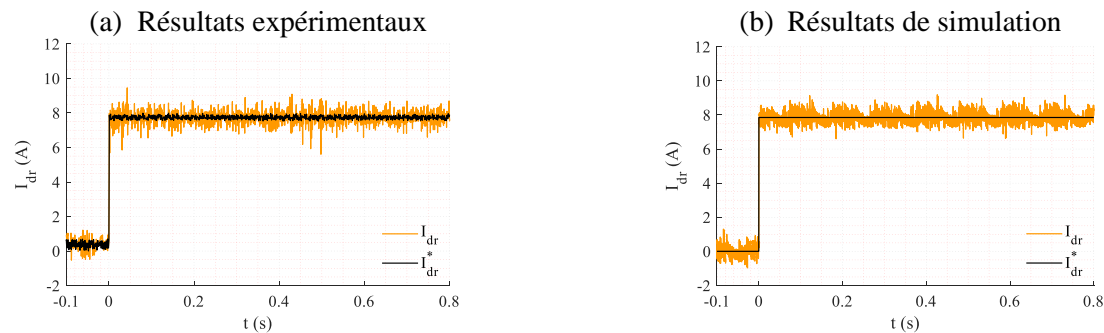


Figure 4.31: Courant direct du rotor.

La puissance active P_s reste sous contrôle à -500 W sans être perturbée par l'échelon sur Q_s (Figure 4.32), ainsi que le courant en quadrature I_{qr} du rotor. La boucle de contrôle de la puissance active est indépendante de la boucle de contrôle de la puissance réactive, mais les mêmes oscillations ont le même effet sur les variables de sortie estimées.

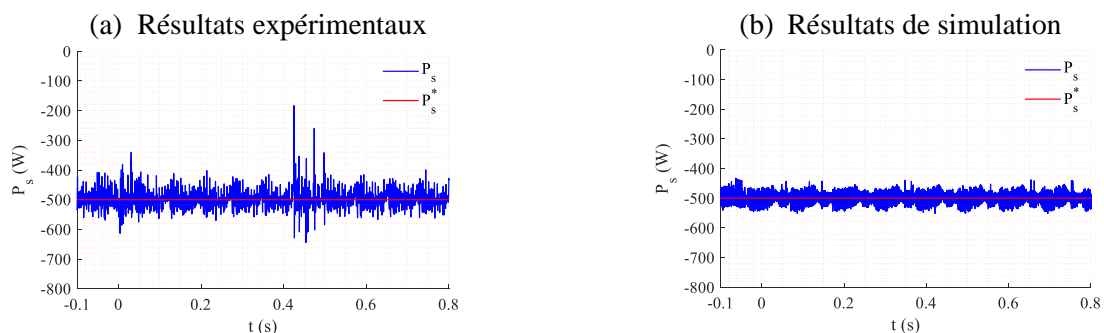


Figure 4.32: Puissance active du stator.

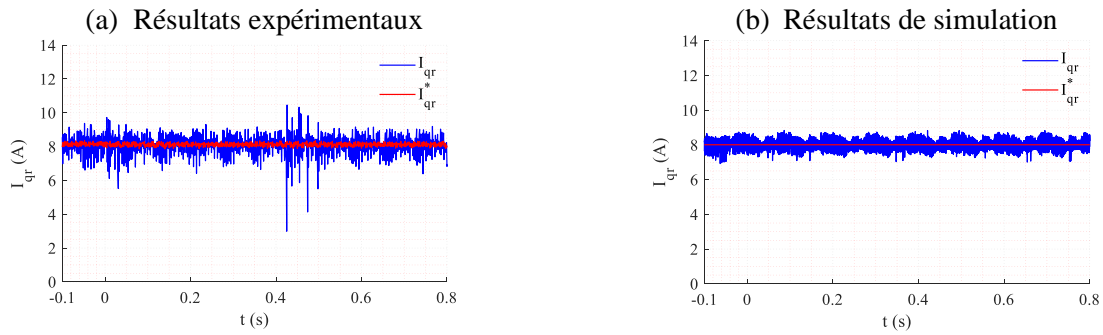


Figure 4.33: Courant en quadrature du rotor.

La vitesse n'est quasiment pas perturbée par rapport à l'essai précédent (figure 4.35) car il n'y a pas de changement sur la demande de couple (figure 4.34).

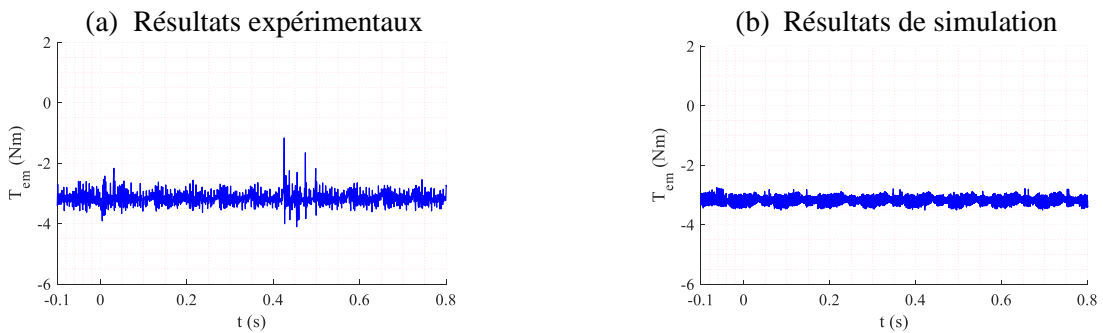


Figure 4.34: Couple électromagnétique du GADA.

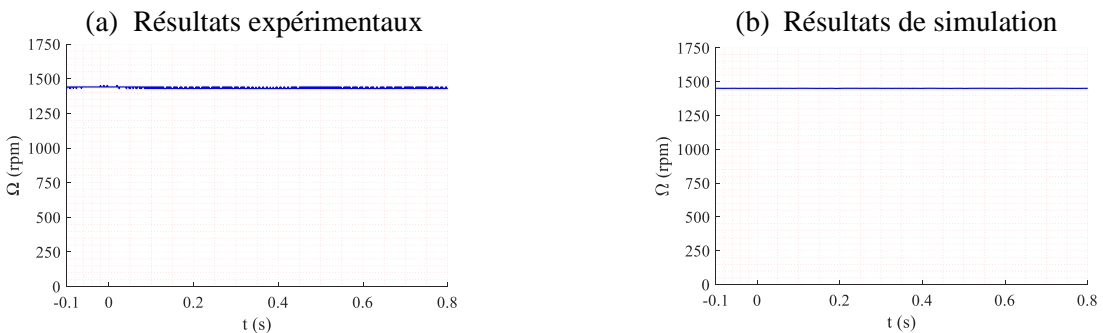


Figure 4.35: Vitesse mécanique du rotor.

La figure 4.36 montre les références des tensions du rotor, la tension du rotor en quadrature V_{dr}^* est un peu perturbée surtout en régime permanent à cause du contrôle de la puissance réactive. Les mesures de la tension statorique V_s (qui est égale à V_{qs} à cause du contrôle vectoriel et de l'hypothèse sur R_s) et de la tension du bus continu V_{dc} sont les mêmes par rapport au test précédent (Figure 4.37).

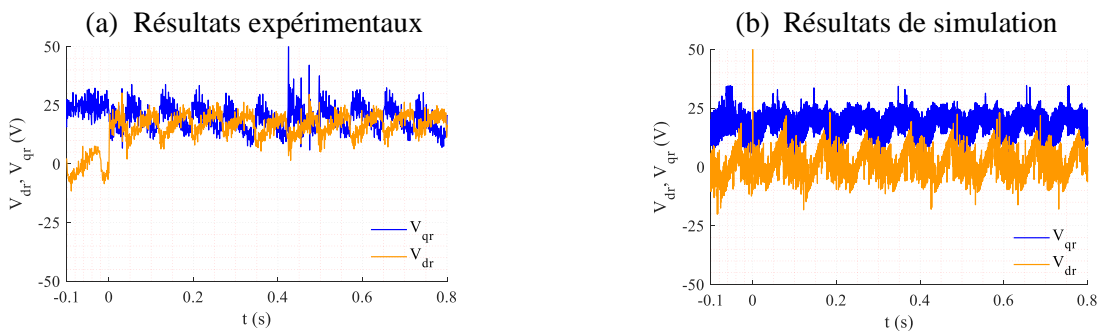


Figure 4.36: Tensions de rotor du GADA.

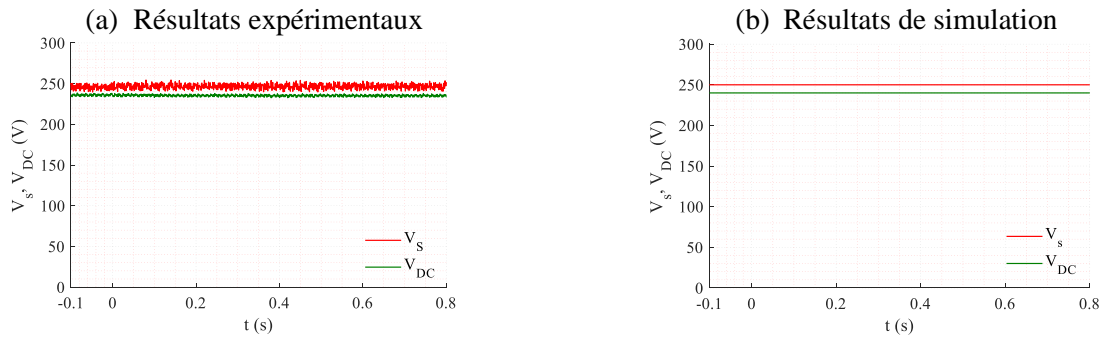


Figure 4.37: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC} .

Pour les tests de simulation, nous utilisons une source d'alimentation parfaite. Ainsi, les tensions du bus continu et du stator restent constantes.

L'erreur de suivi reste autour de zéro avec de petite perturbation pour les deux boucles de contrôle PI de courant, ce qui permet de juger de l'efficacité de ce contrôleur linéaire dans ce type d'application (Figure 4.38 et 4.39).

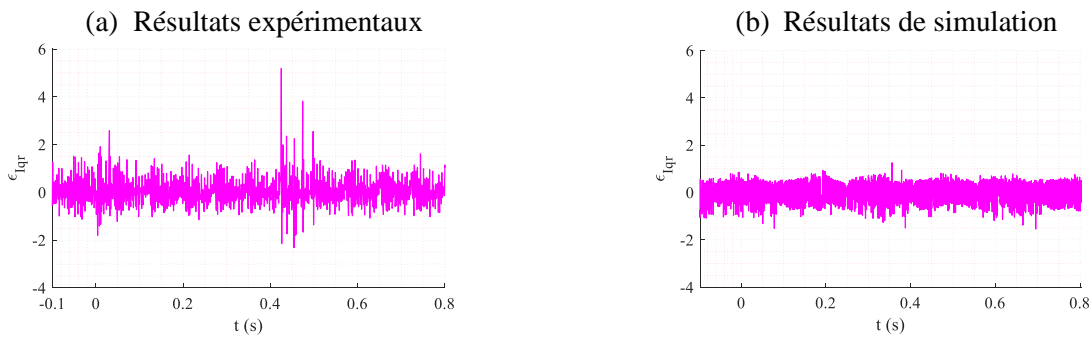


Figure 4.38: L'erreur de suivi de boucles de contrôle PI du courant I_{qr} .

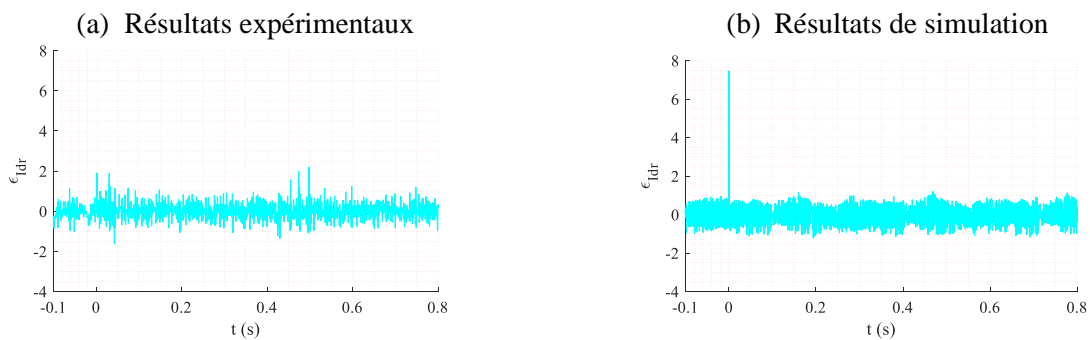


Figure 4.39: L'erreur de suivi de boucles de contrôle PI du courant I_{dr} .

La figure 4.40 présente l'interface logicielle AppDesigner du GADA en régime permanent pour la compensation totale de la puissance réactive du stator avec une référence de puissance active appliquée. Les valeurs indiquées sur l'interface d'application sont donc à nouveau précises. Par conséquent, cette interface est un outil utile pour garantir des résultats corrects, en particulier pour la prédéfinition des limites de fonctionnement et de protection matérielle.

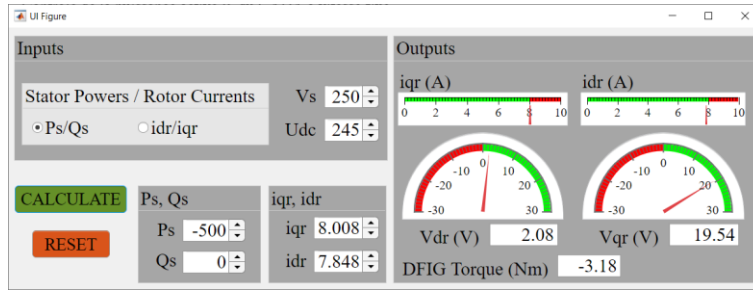


Figure 4.40: Interface AppDesigner en régime permanent de GADA pour $Q_s^* = 0\text{Var}$.

7.3 Contrôle du système éolien à vitesse variable

Pour évaluer la fiabilité et les performances de l'émulateur de vent, nous testons le dispositif expérimental sous différents profils de vitesse du vent. Ce dernier inclut tous les modes de fonctionnement, le mode hypo-synchrone, le mode hyper-synchrone, et lors du passage d'un mode à l'autre. Les tests de cette partie consistent à garder la même structure que celle utilisée précédemment, en ajoutant le contrôle de la MCC pour émuler l'entraînement éolien, ainsi que l'algorithme de contrôle MPPT basé sur le TSR afin d'extraire la puissance maximale disponible sur l'arbre. La boucle de contrôle MPPT est cascadée avec le contrôleur PI du courant rotorique I_{qr} , donc la boucle de vitesse détermine la référence désirée de la puissance active P_s^* .

Le schéma général de l'émulateur d'éolienne qui sera utilisé dans les prochains tests est détaillé dans la figure 4.41 auquel s'ajoute le calcul de la référence de vitesse qui garantit le MPPT.

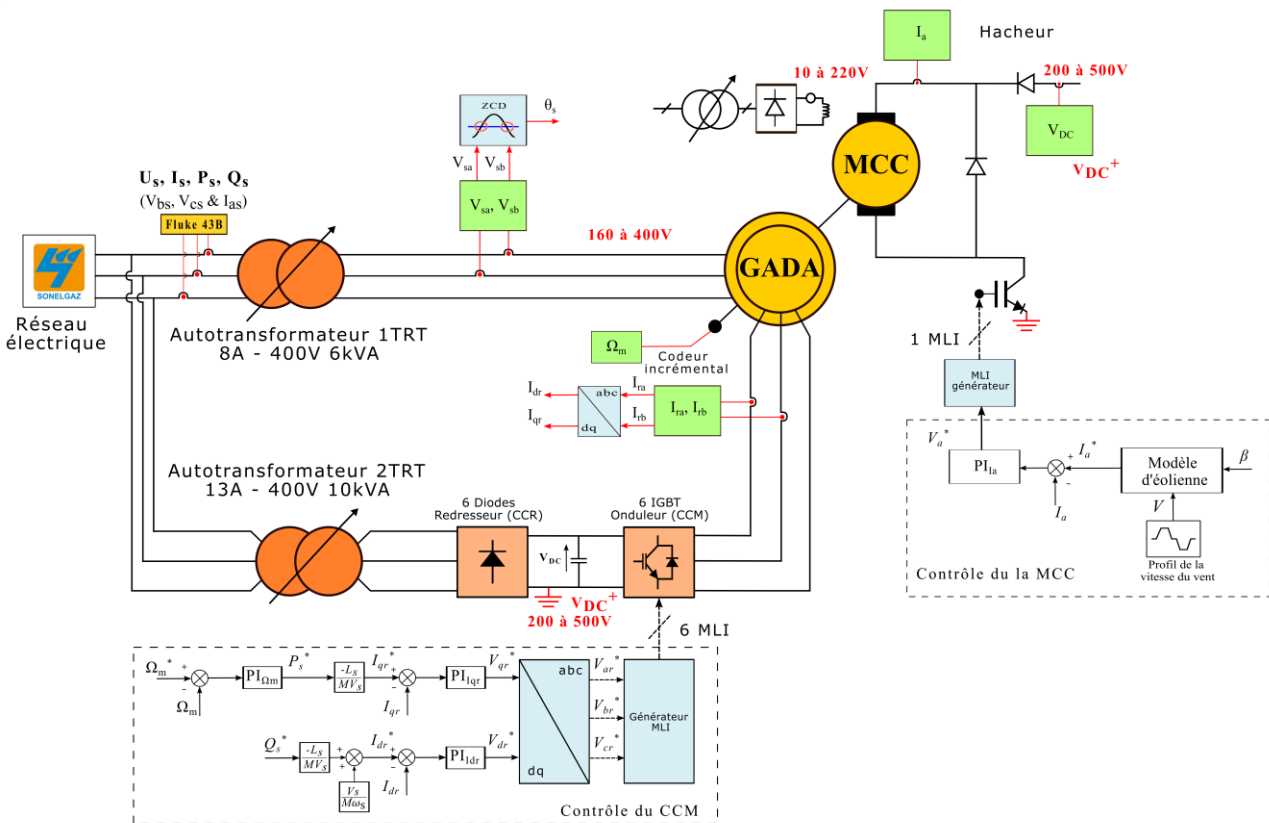


Figure 4.41: Schéma général de contrôle d'émulateur éolien proposé.

7.3.1 Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone

Pour tester la structure en mode de fonctionnement hypo-synchrone, nous appliquons un échelon de référence de la vitesse du vent qui commence par la vitesse de synchronisme correspondant à 7,5 m/s et diminue à 7 m/s à $t=0s$ (Figure 4.42).

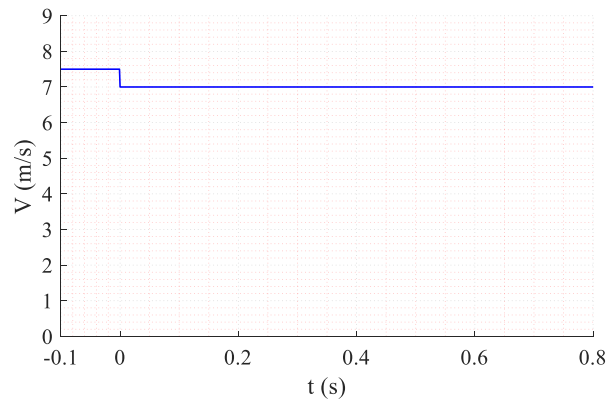


Figure 4.42: Profil de la vitesse du vent.

L'échelon du vent appliqué provoque une diminution instantanée de la référence de vitesse (Figure 4.44) accompagnée d'une diminution du couple électromagnétique (Figure 4.43) due à l'algorithme MPPT qui impose la référence de vitesse et donc le couple (à travers le contrôle de la vitesse). Le générateur a besoin d'un couple élevé au début pour ralentir rapidement la vitesse d'entraînement en fonction de la vitesse de référence, puis le couple se stabilise à une valeur inférieure en régime permanent.

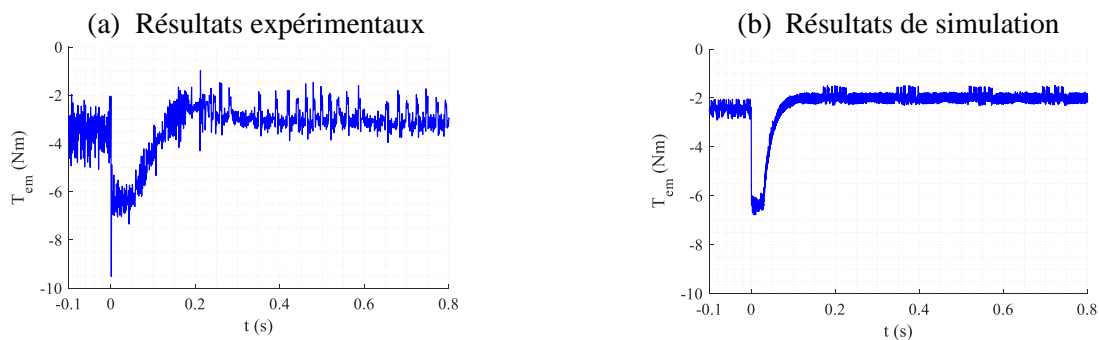


Figure 4.43: Couple électromagnétique du GADA.

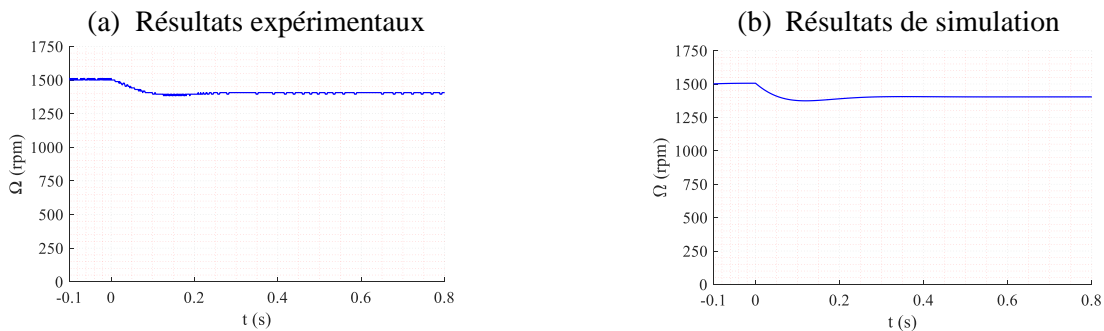


Figure 4.44: Vitesse mécanique du rotor.

L'émulateur éolien fonctionne à une vitesse optimale Ω_{opt} , qui est ajustée parfaitement par la boucle de contrôle de vitesse (Figure 4.45), la vitesse de référence optimale Ω_{opt}^* est calculée par l'algorithme MPPT basé sur la structure TSR. Ce dernier montre la capacité d'atteindre l'extraction de puissance maximale pendant la transition sur le mode de fonctionnement.

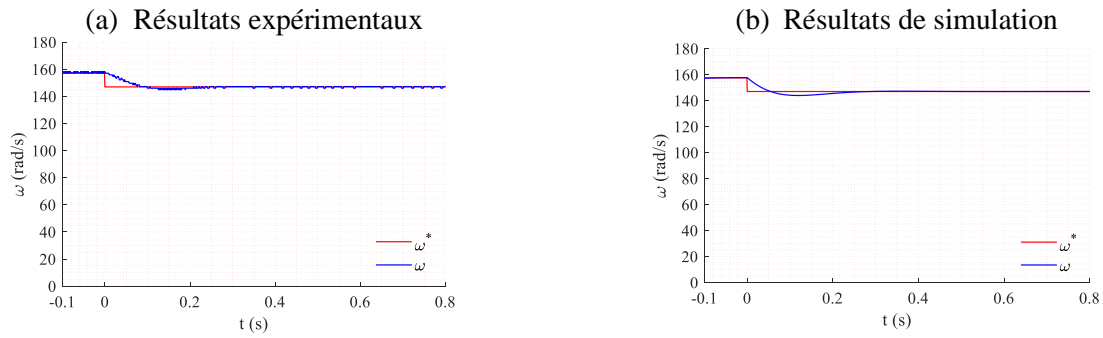


Figure 4.45: Contrôle de vitesse du rotor.

Le coefficient de puissance C_p (Figure 4.46) et le rapport de vitesse relative λ (Figure 4.47) conservent leurs valeurs optimales pendant toute la durée de l'essai, avec un pic rapide au démarrage. Le coefficient de puissance garde sa stabilité autour de 0,42 loin de la limite de Betz, ce qui permet la production d'une puissance significative.

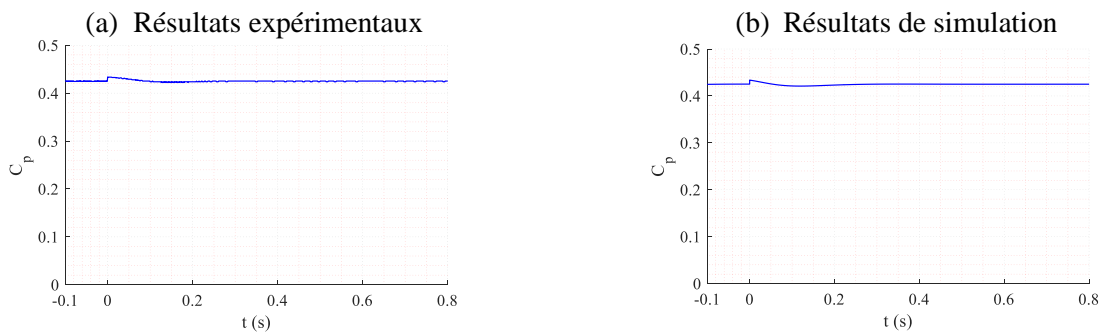


Figure 4.46: Coefficient de puissance.

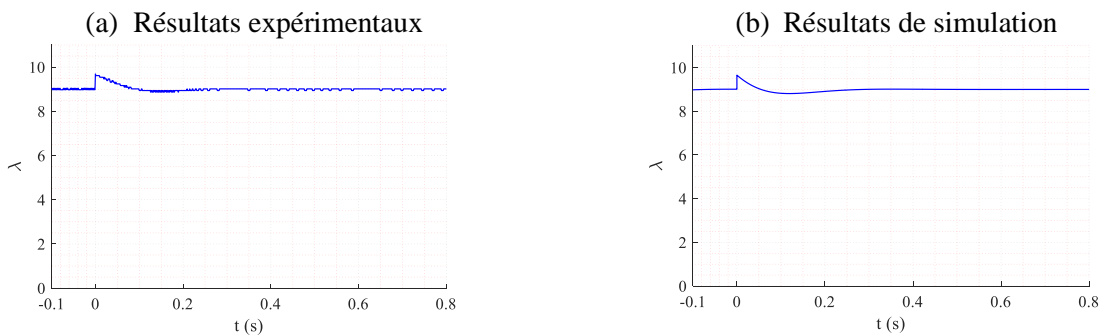


Figure 4.47: Rapport de vitesse relative de la turbine.

Le couple du moteur à courant continu que nous avons rendu égal au couple aérodynamique est exprimé en fonction des données de vent et du modèle statique-dynamique de l'éolienne. Par conséquent, les données de vent imposent la référence de courant d'induit et la tension suffisante pour la MCC afin d'atteindre le couple d'entraînement désiré. La figure 4.48 montre la bonne précision de suivi entre le courant d'induit mesuré et sa référence, grâce à l'efficacité du contrôleur PI. La tension du MCC requise par le contrôleur, pour atteindre le couple d'entraînement souhaité, reste stable autour de 180V avec de légères oscillations et un pic à $t=0$ s qui a permis de réduire rapidement le courant d'induit (Figure 4.49).

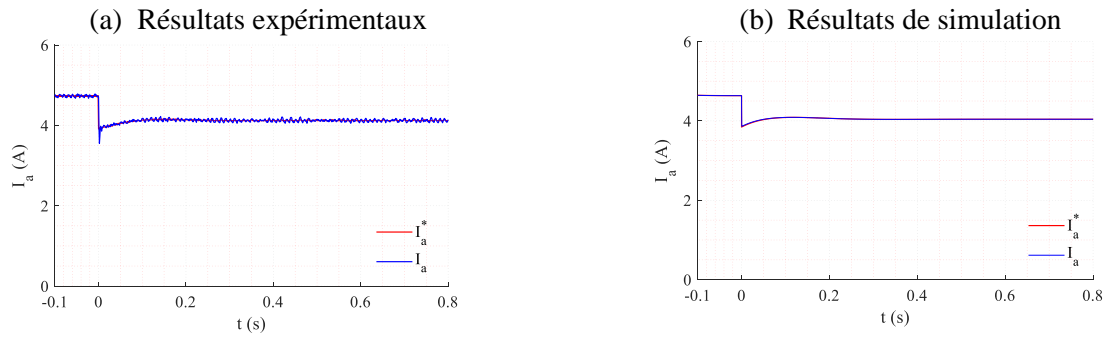


Figure 4.48: Courant d'armature du MCC.

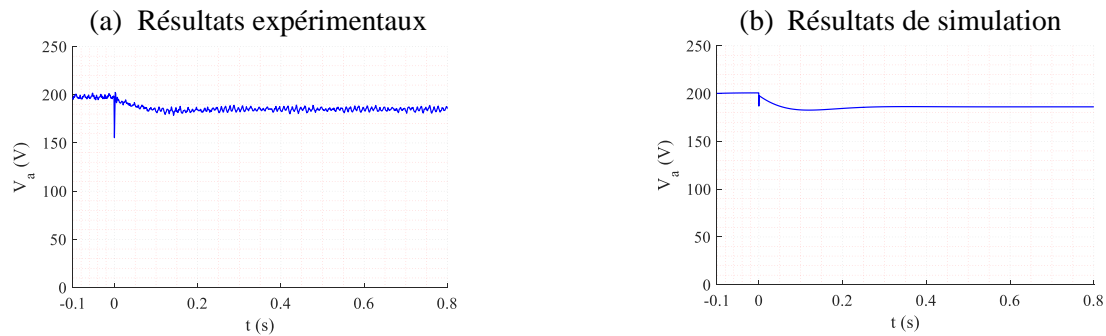


Figure 4.49: Tension d'armature du MCC.

La référence de puissance active est définie par la boucle MPPT afin d'extraire autant de puissance que possible, par conséquent, elle a la même forme que le profil du vent (Figure 4.50). Afin de ralentir la vitesse de l'émulateur, le contrôle a d'abord demandé une augmentation de la puissance générée (P_s^* limitée à -1000 kW) ce qui se traduit par un couple plus important sur l'arbre. Puis, quand la vitesse s'approche de la valeur de consigne calculé par l'algorithme de MPPT, cette puissance diminue et vient correspondre à la valeur optimale d'extraction. (Figure 4.51). La production de puissance active du stator est limitée à la plage [-1000, 100] W pour rester dans les limites de notre machine (1.5kW) tout en permettant aussi de produire du réactif. Les performances élevées des contrôleurs PI permettent une meilleure précision de suivi entre les courants de rotor mesurés et ses références et garantit les puissances souhaitées. La puissance réactive est compensée, la machine est donc fluxée par $I_{dr}=8A$ et non via le réseau/stator ($Q_s=0$ VAR) (Figure 4.52). Les pics sur les résultats expérimentaux sont dus au bruit haute fréquence provenant du courant rotorique mesuré et de sa régulation. La bande passante du filtre passe-bas est choisie large pour éviter tout décalage dans la mesure du courant, mais elle laisse passer plus de contenu haute fréquence.

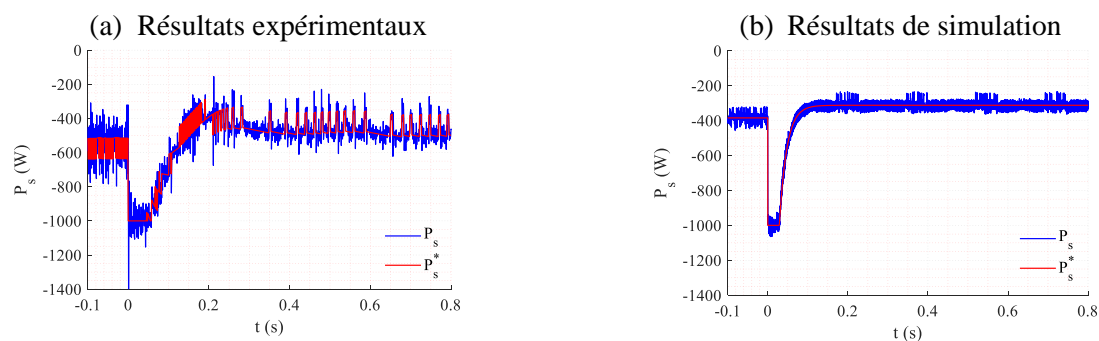


Figure 4.50: Puissance active du stator.

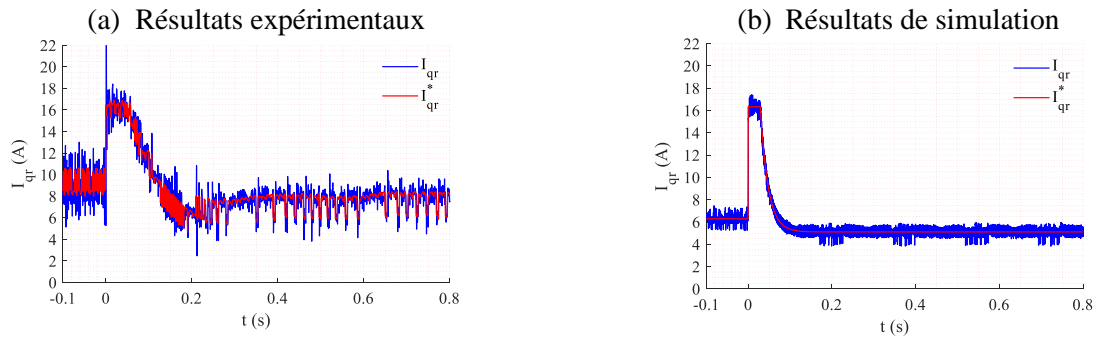


Figure 4.51: Courant en quadrature du rotor.

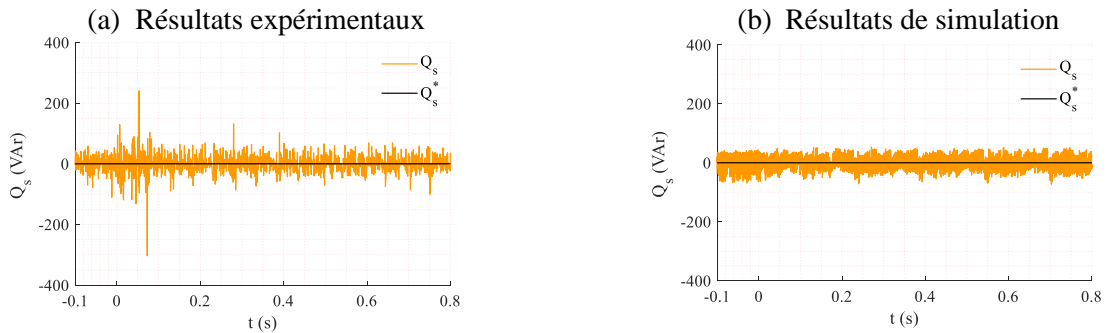


Figure 4.52: Puissance réactive du stator.

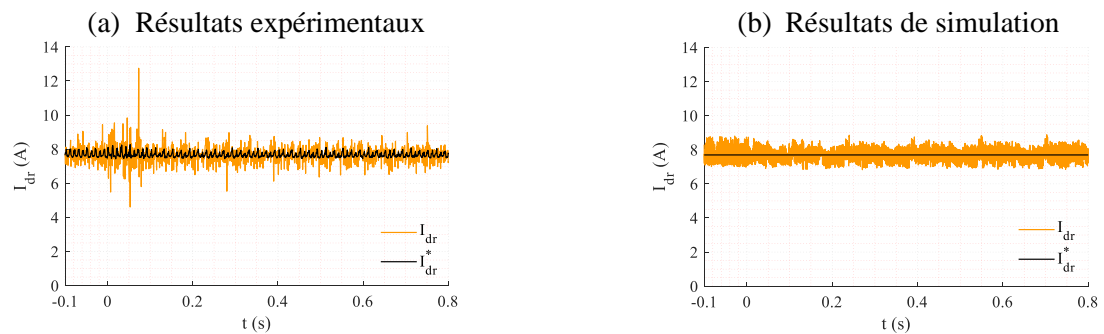


Figure 4.53: Courant en quadrature du rotor.

La figure 4.54 montre les références de tensions rotoriques nécessaires (V_{qr}^* , V_{dr}^*) en sortie des contrôleurs de courant afin de réguler les composantes du courant rotorique, et par conséquent, les références des puissances. La tension du bus continue V_{dc} et la tension du stator V_s restent constantes et sont moins influencées par ces harmoniques (Figure 4.55a). Pour les tests de simulation, nous utilisons une source de tension parfaite. Ainsi, les tensions du bus DC et du stator restent constantes (Figure 4.55b).

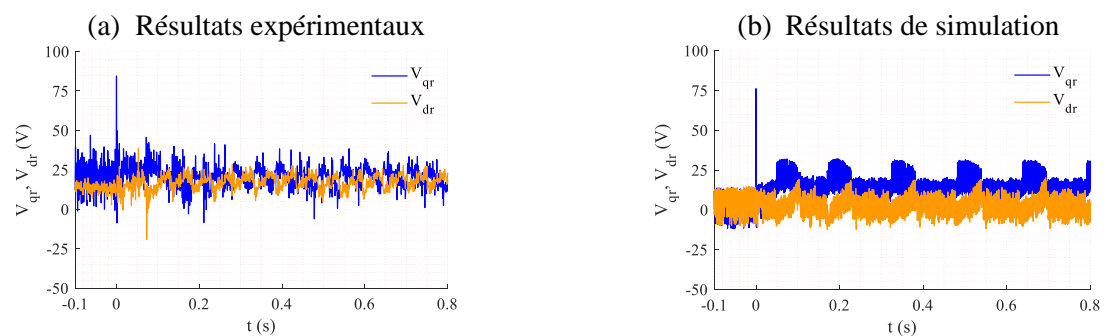


Figure 4.54: Tensions de rotor du GADA.

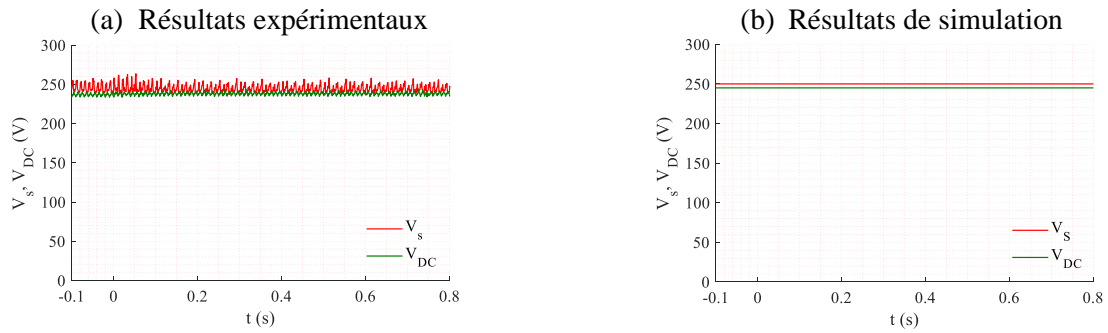


Figure 4.55: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC} .

Les résultats de calcul obtenus par l'outil logiciel en régime permanent appliqué en mode hyposynchrone sont relativement corrects, ils sont légèrement déséquilibrés, en raison des incertitudes dans l'identification des paramètres des deux machines (Figure 4.56).

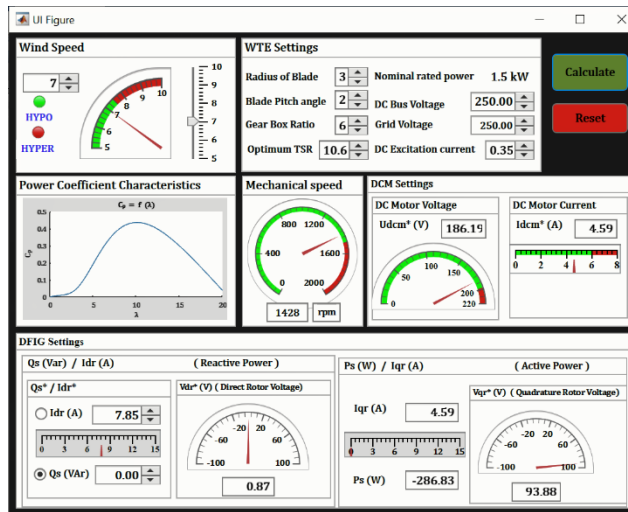


Figure 4.56: Interface AppDesigner d'émulateur éolien en fonctionnement hyposynchrone.

L'erreur de suivi des deux boucles de courant des axes dq n'est pas aussi parfaite mais reste stable autour de 0 avec quelques harmoniques (Figure 4.57 et 4.58). Le pic de départ est dû à l'échelon sur la référence.

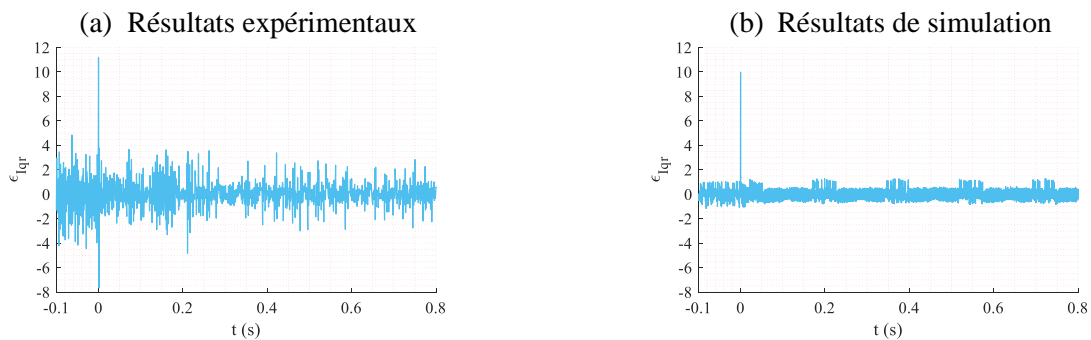


Figure 4.57: L'erreur de suivi du courant I_{qr} .

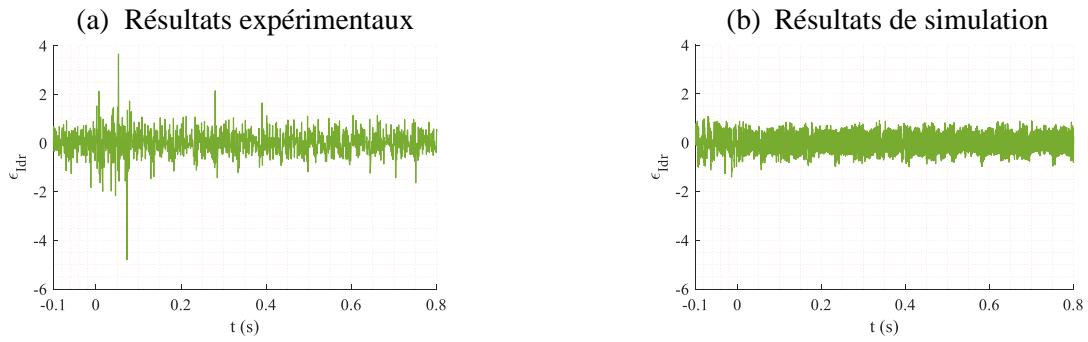


Figure 4.58: L'erreur de suivi du courant I_{dr} .

L'erreur de suivi de la boucle de contrôle PI du courant d'armature de la MCC montre une efficacité élevée avec moins de bruit (Figure 4.59), tandis que la boucle de contrôle de la vitesse est également parfaite mais avec une constante de temps naturellement plus importante que celle des courants (Figure 4.60).

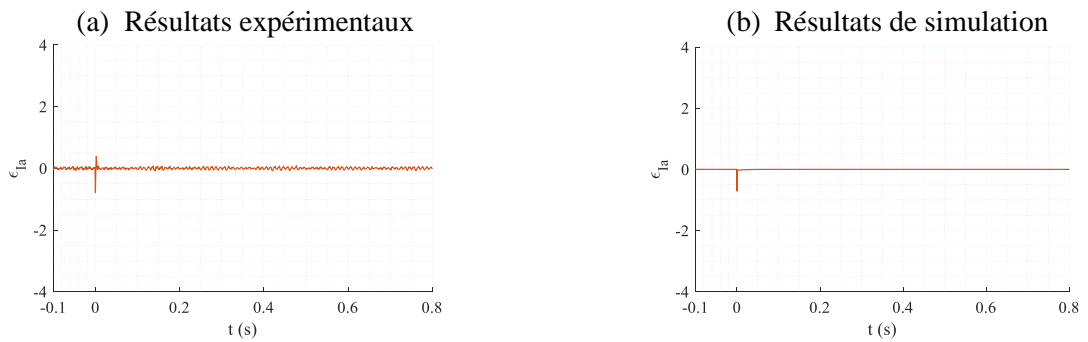


Figure 4.59: L'erreur de suivi du courant I_a .

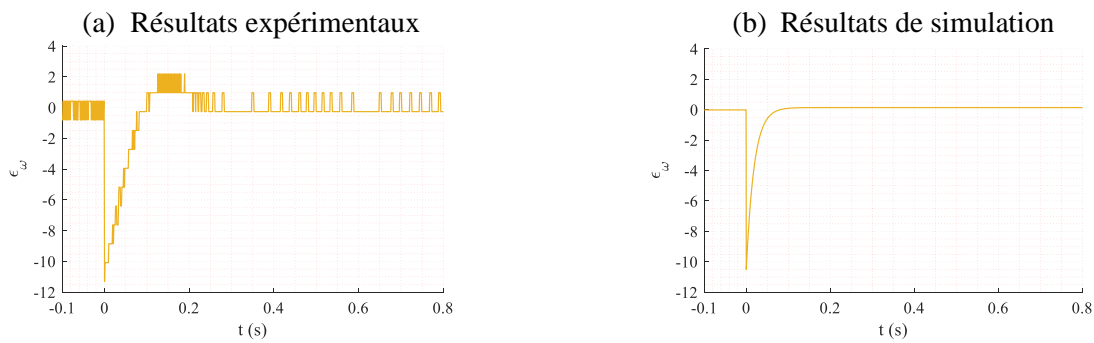
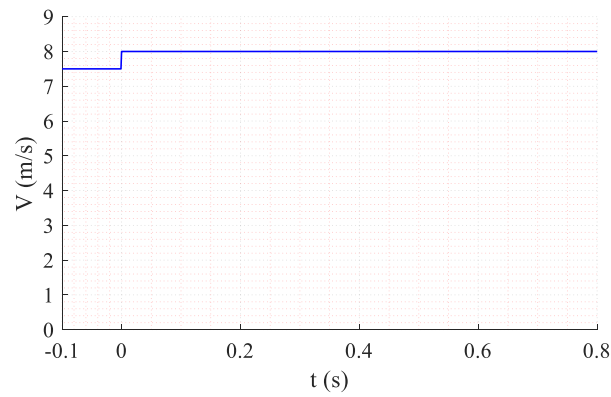


Figure 4.60: L'erreur de suivi de la vitesse ω .

7.3.2 Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone

Les essais en mode de fonctionnement hyper-synchrone nécessitent l'utilisation d'un changement de la référence de la vitesse du vent, qui passe de 7,5 m/s (qui correspond à la vitesse de synchronisme) à une vitesse supérieure, par exemple 8 m/s (Figure 4.61).

Figure 4.61: Profil de la vitesse du vent V .

On remarque un transitoire sur le couple (Figure 4.62), qui entraîne même le générateur en mode moteur avec un léger couple positif instantané, afin d'accélérer et de permettre à la vitesse mécanique d'augmenter (Figure 4.63) puisque le MPPT permettra une vitesse plus grande pour extraire plus de puissance.

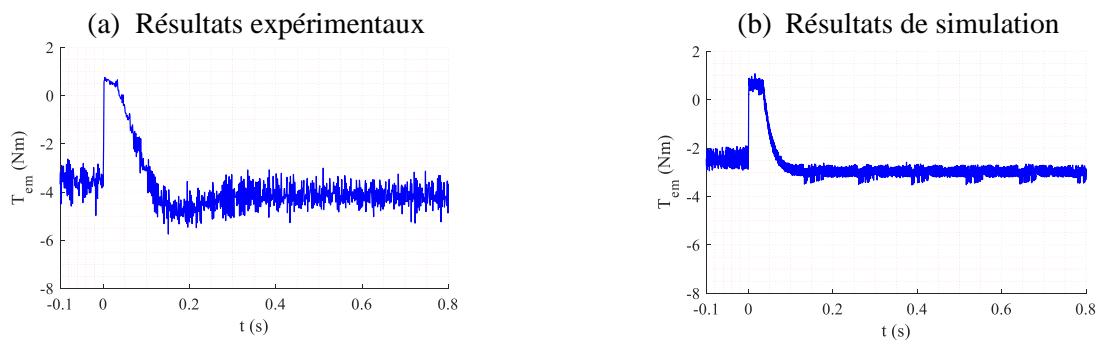


Figure 4.62: Couple électromagnétique du GADA.

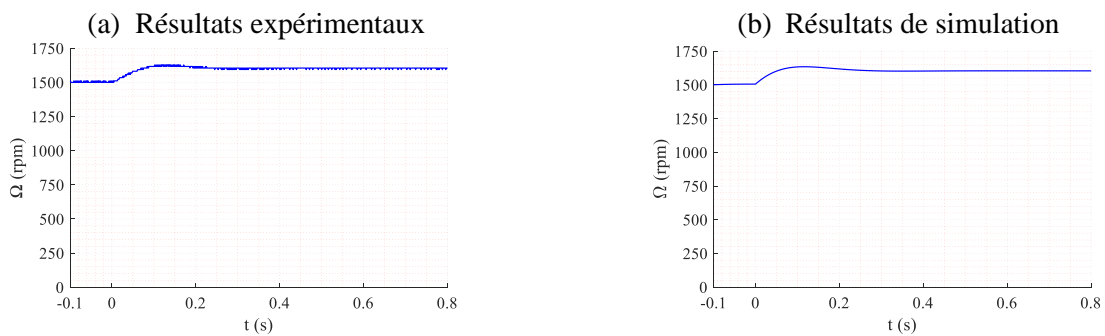


Figure 4.63: Vitesse mécanique du rotor.

La boucle de contrôle de la vitesse a les mêmes performances que le fonctionnement hypo-synchrone avec un temps de réponse de 0,1 s. Ce dernier peut minimiser un peu le pic de couple (Figure 4.54).

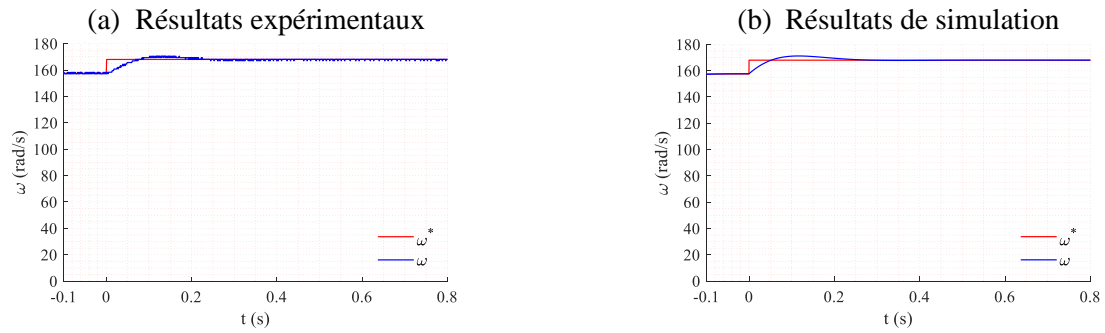


Figure 4.64: Contrôle de vitesse du rotor.

Le coefficient de puissance est toujours stable autour de 0,42 (Figure 4.65). Le rapport de vitesse relative prend sa valeur optimale pour un angle de tangage fixé à 2 degrés (Figure 4.66). La baisse du C_p et du λ est due à la variation rapide de la vitesse du vent.

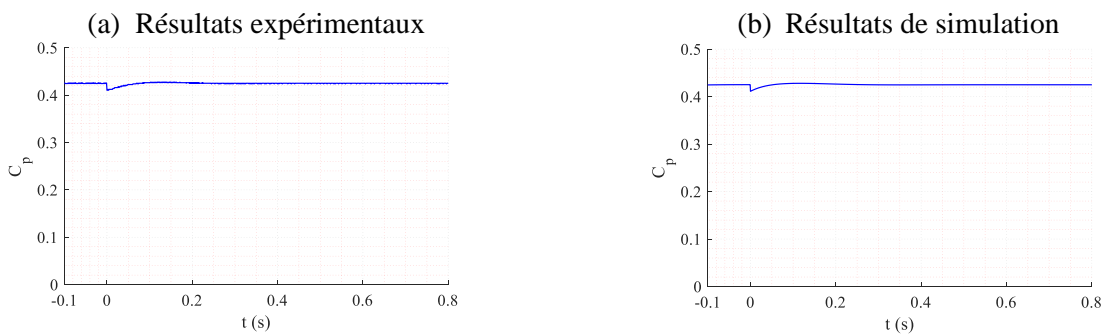


Figure 4.65: Coefficient de puissance.

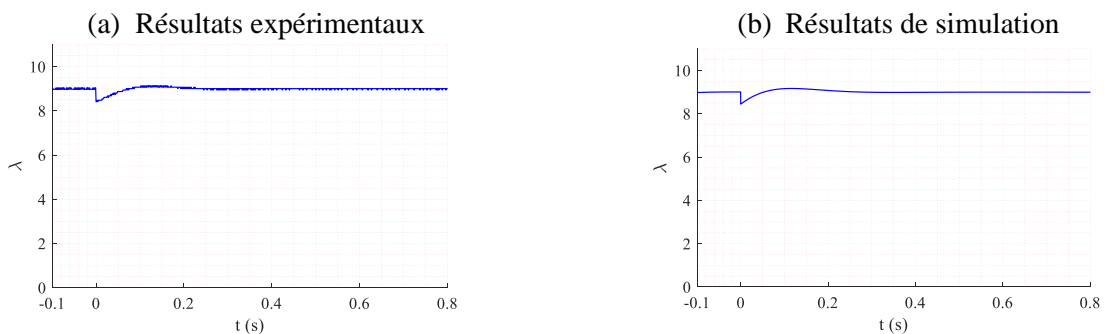


Figure 4.66: Rapport de vitesse relative de la turbine.

Le moteur à courant continu demande une valeur plus élevée de la tension continue en raison de l'augmentation de la vitesse, mais elle reste inférieure à sa limite de 220 V (Figure 4.68). Le contrôleur PI garantit un suivi parfait de la référence du courant d'induit mesuré (Figure 4.67).

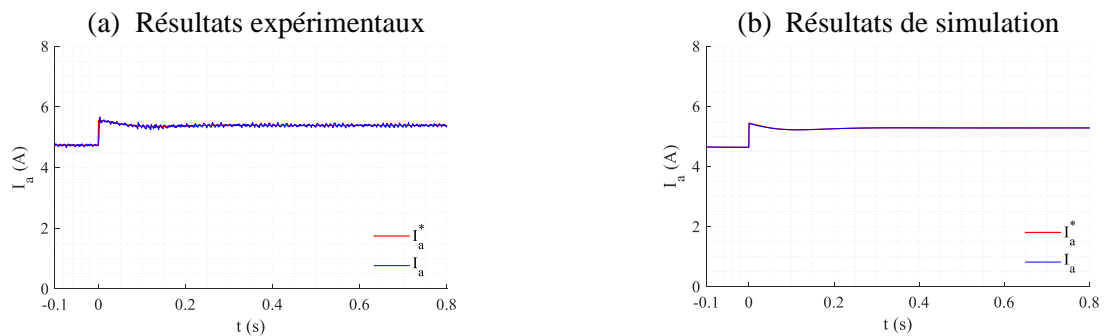


Figure 4.67: Courant d'armature du MCC.

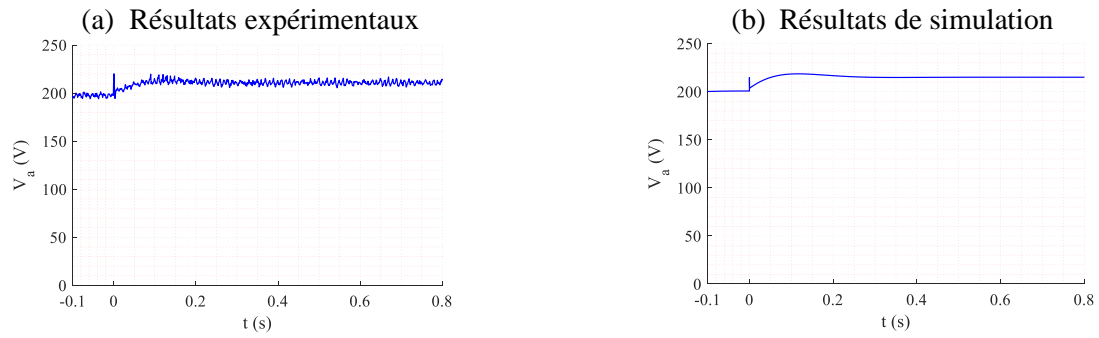


Figure 4.68: Tension d'armature du MCC.

La production d'énergie active du stator P_s augmente proportionnellement à l'évolution de la vitesse du vent (Figure 4.69), également le courant du rotor en quadrature I_{qr} (Figure 4.70). Les valeurs estimées de P_s et I_{qr} montrent initialement une diminution significative et même une puissance positive, ce qui signifie que le GADA est brièvement en mode moteur, afin d'augmenter rapidement la vitesse de l'émulateur pour qu'elle corresponde à la référence demandée par le MPPT. Après ce transitoire, la puissance générée est plus importante qu'avant l'augmentation de la vitesse du vent. La puissance réactive du stator est toujours compensée (Figure 4.71).

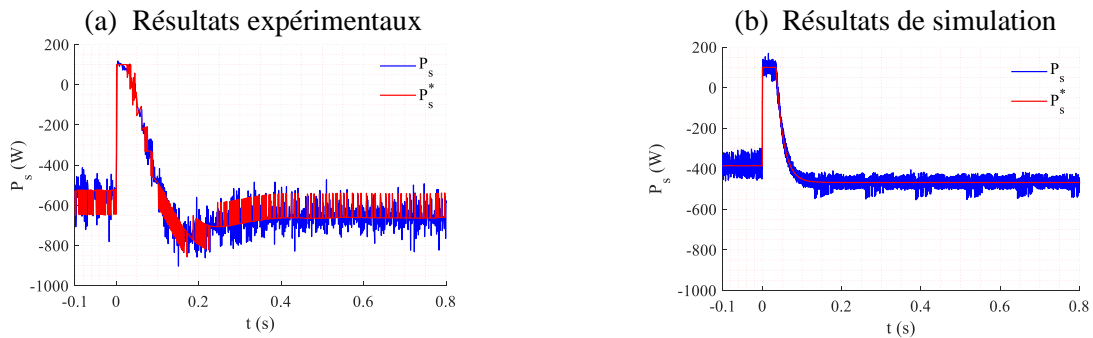


Figure 4.69: Puissance active du stator.

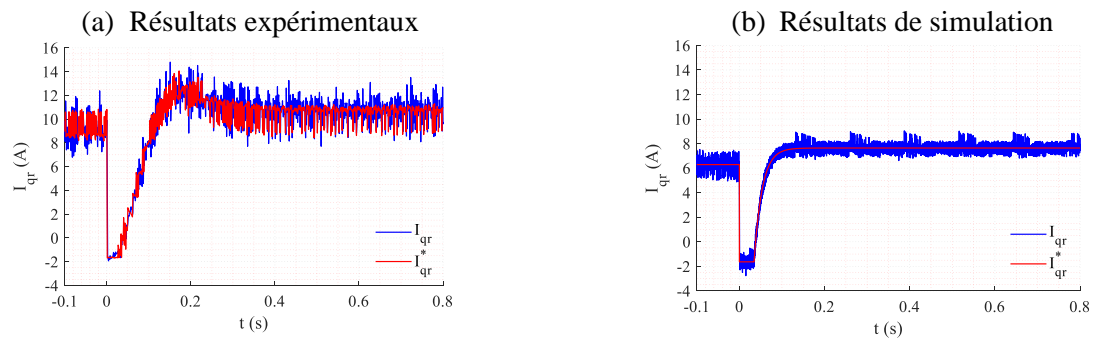


Figure 4.70: Courant en quadrature du rotor.

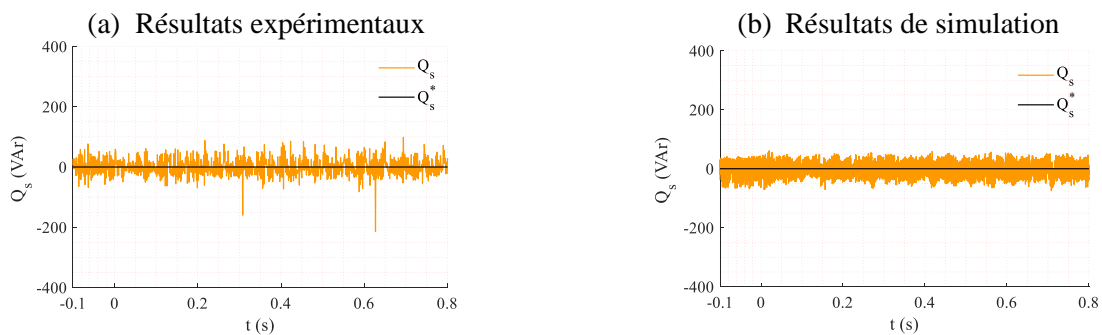


Figure 4.71: Puissance réactive du stator.

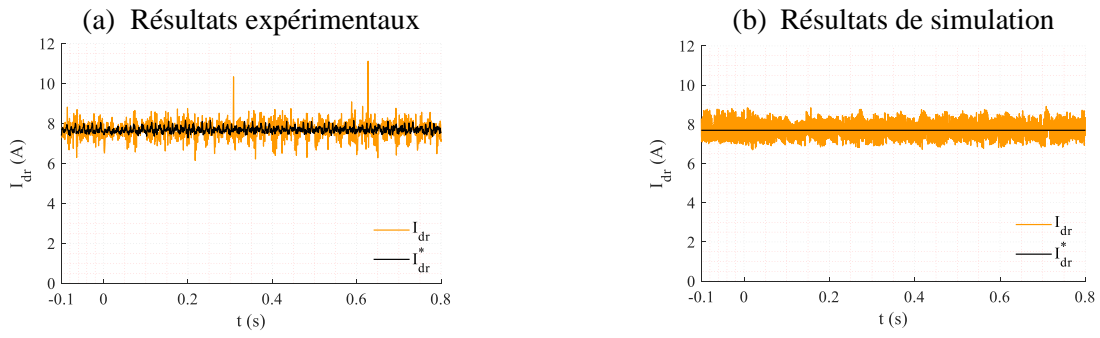


Figure 4.72: Courant en quadrature du rotor.

La composante de l'axe q de la tension du rotor est responsable de la variation de la puissance active, tandis que la composante de l'axe d contrôle la puissance réactive (Figure 4.73). Les mesures de la tension statorique V_s et de la tension du bus continu V_{dc} sont stables et moins perturbées (Figure 4.74).

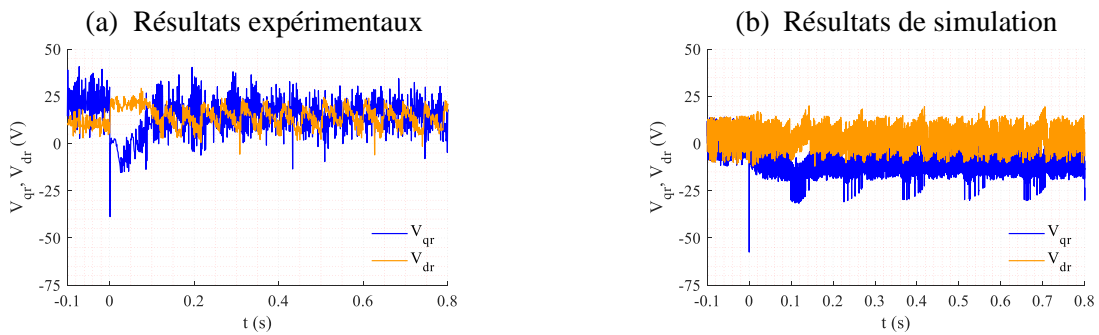


Figure 4.73: Tensions de rotor du GADA.

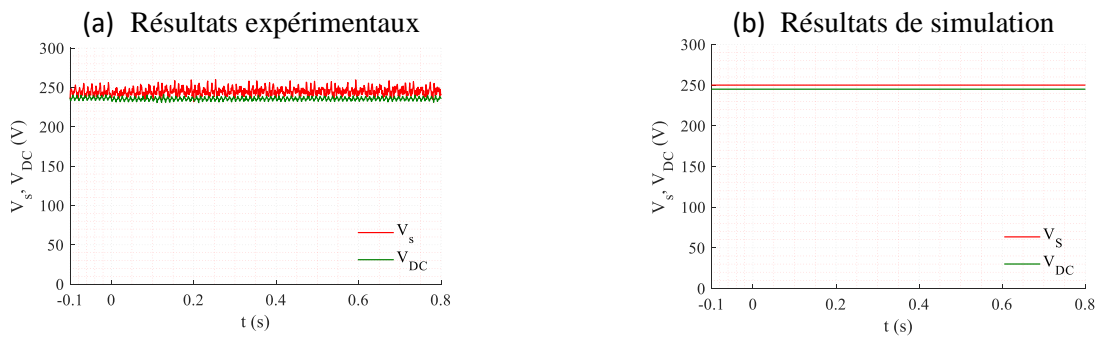


Figure 4.74: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC} .

Les valeurs affichées sur l'interface de l'application pour ce mode de fonctionnement sont proches de celles des mesures expérimentales et de celles de la simulation (Figure 4.75).

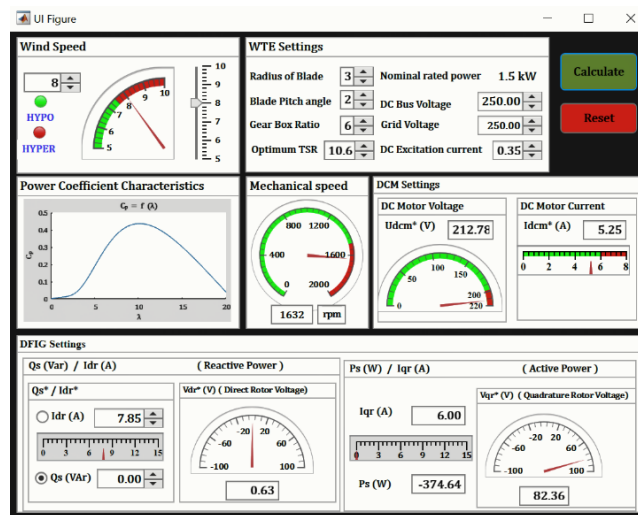


Figure 4.75: Interface AppDesigner d'émulateur éolien en fonctionnement hypersynchrone.

Les erreurs de suivi des boucles de contrôle PI du courant de rotor oscillent autour de 0 (Figure 4.76 et 4.77). L'erreur de suivi de trajectoire des boucles de contrôle PI du courant d'armature de la MCC est nulle (Figure 4.78), tandis que l'erreur de la boucle de contrôle de vitesse est également parfaite avec un pic positif similaire à l'essai précédent mais de sens inverse (Figure 4.79).

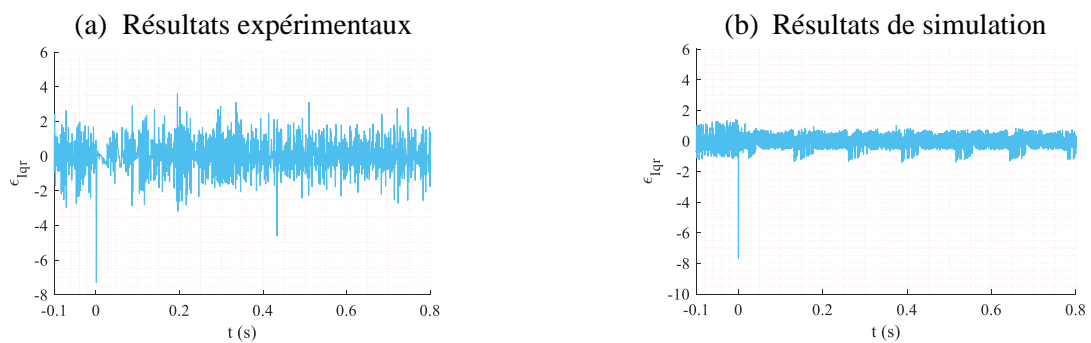


Figure 4.76: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .

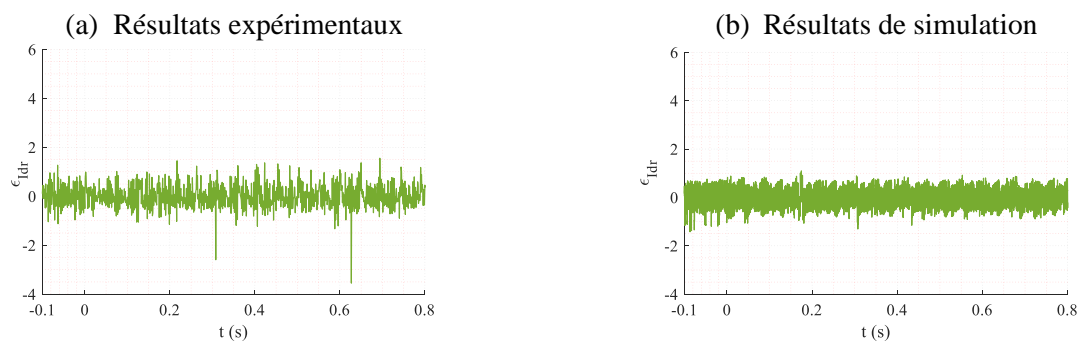
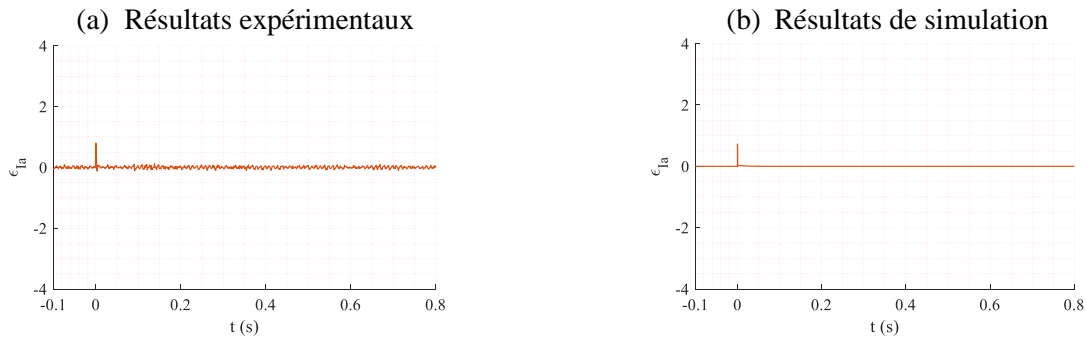
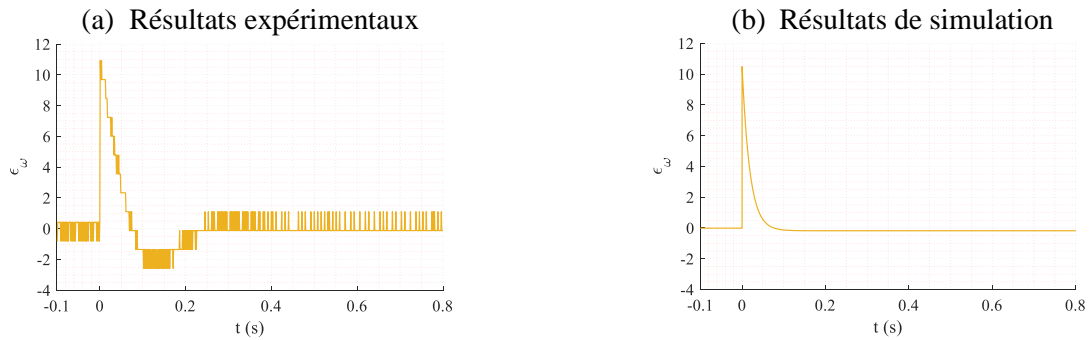


Figure 4.77: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

Figure 4.78: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a .Figure 4.79: L'erreur de suivi du trajet de vitesse ω .

7.3.3 Contrôle du système éolien sous un profil de vent réel

Pour ce test, afin de se rapprocher de l'émulation du comportement réel d'une centrale éolienne, nous utilisons des données réelles de vitesse du vent basées sur les distributions établies dans le chapitre précédent, qui contiennent des valeurs aléatoires autour de la vitesse de synchronisme (7,5 m/s). Ce test nécessite une transition lente entre les modes de fonctionnement sur une large gamme de temps (Figure 4.80). Les variations sont répercutées expérimentalement chaque seconde à partir d'un fichier de données où sont tabulées les références de la vitesse de vent. L'essai dure 1 min.

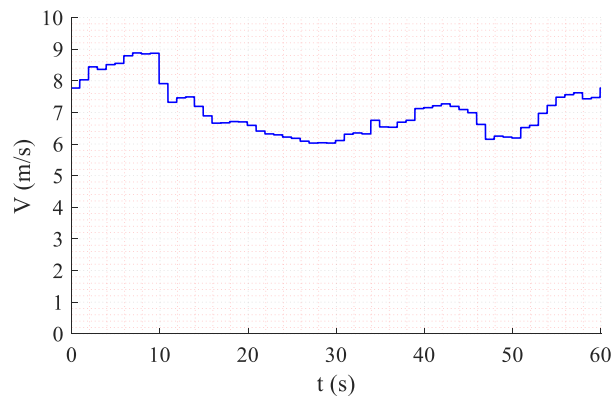


Figure 4.80: Profil de la vitesse du vent.

Les courbes résultantes montrent la même performance dynamique de contrôle que les tests précédents

Ce benchmark exige une transition lente entre les modes de fonctionnement sur une large plage de temps. La boucle de contrôle de la vitesse montre une dynamique élevée (Figure 4.82), par conséquent, la vitesse mécanique augmente et diminue progressivement avec le mode appliqué (Figure 4.81), assurant ainsi le suivi de la vitesse.

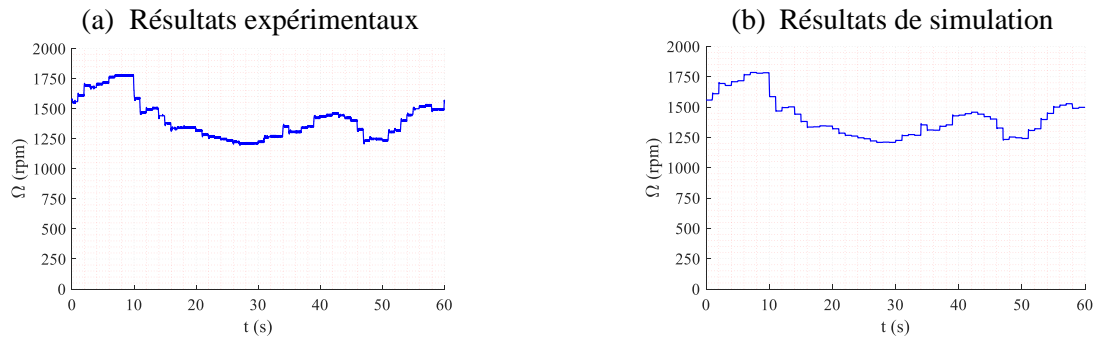


Figure 4.81: Vitesse mécanique du rotor.

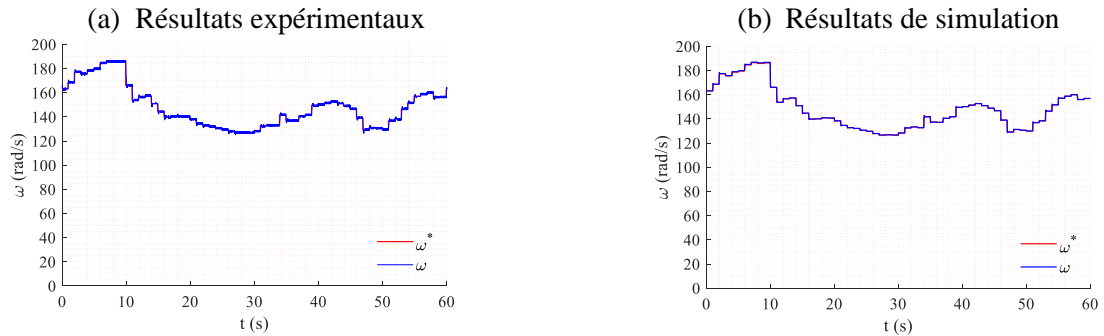


Figure 4.82: Contrôle de vitesse du GADA.

Le coefficient de puissance C_p présente de nombreuses petites oscillations pendant l'essai en raison de la fréquence élevée de la vitesse du vent, mais il reste proche de sa valeur nominale et loin de la limite de Betz (0,59) (Figure 4.83). Le rapport de vitesse relative (TSR) λ est également influencé par ces variations (Figure 4.84).

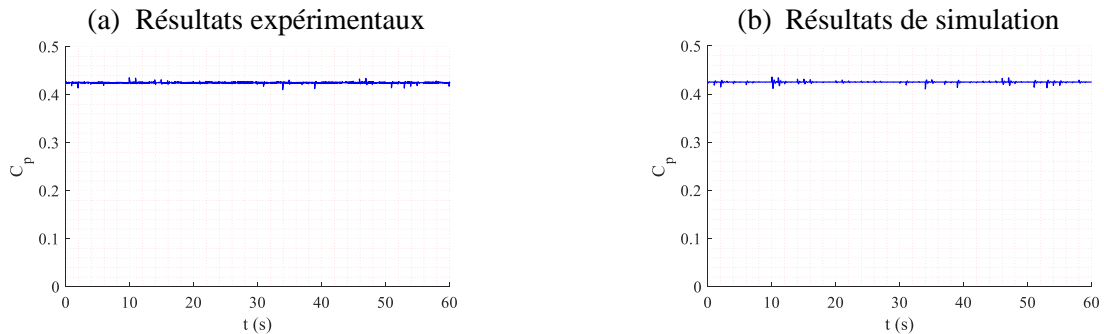


Figure 4.83: Coefficient de puissance.

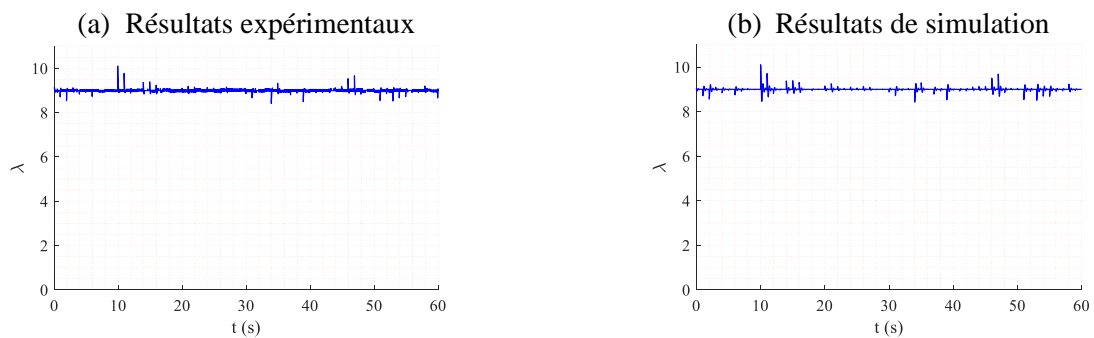


Figure 4.84: Rapport de vitesse relative (TSR) de la turbine.

Lorsque la vitesse de référence du vent atteint une valeur importante entre 8 et 10s, la MCC a besoin d'une force électromotrice plus grande, ce qui nécessite donc une tension d'alimentation supérieure à sa limitation à 220 V (Figure 4.86). Notre contrôle limite cette tension à 220V et par conséquent ne régule plus le courant

d'induit qui chute naturellement (Figure 4.85) de même que le couple d'entraînement (MCC). Ceci s'accompagne par une diminution du couple électromagnétique du GADA pour garantir la vitesse et donc une annulation instantanée de l'énergie produite. Le courant du MCC tombe en dessous de sa référence pendant cette phase de limitation, jusqu'au retour à une référence de vent qui correspond à une valeur inférieure à la limitation de tension.

Certes on aurait pu diminuer un peu le courant d'excitation du MCC pour éviter ce phénomène mais nous avons voulu mettre en évidence les aspects de sécurité et de bon fonctionnement des limitations ainsi que le transitoire de reprise du fonctionnement normal.

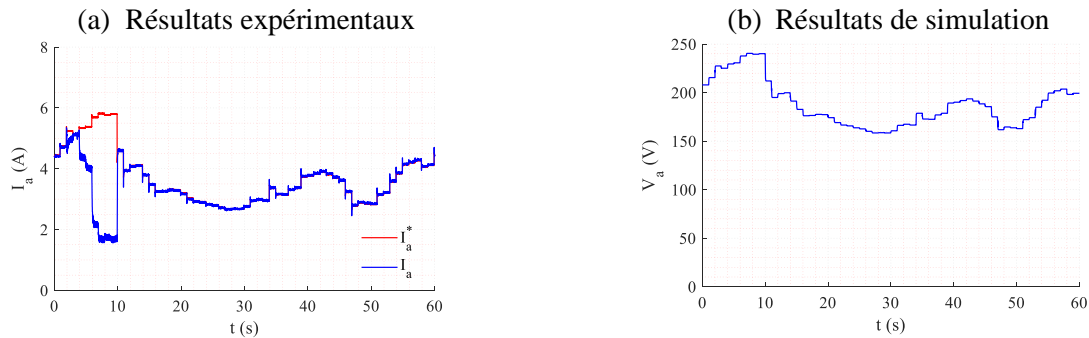


Figure 4.85: Courant d'armature du MCC.

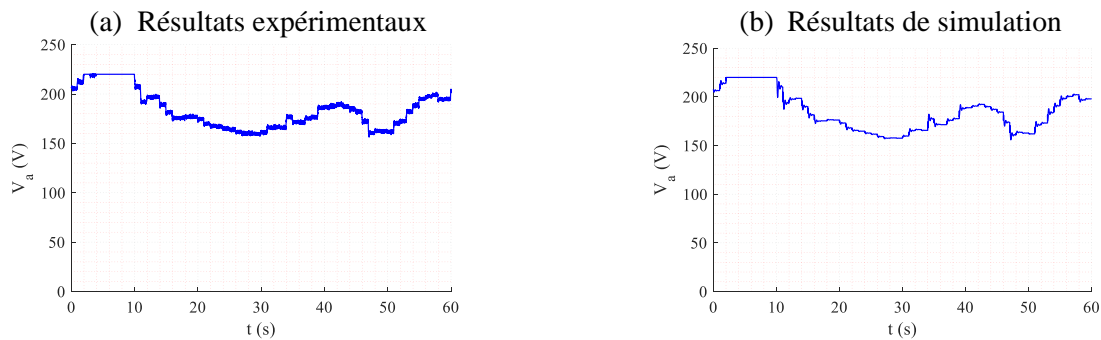


Figure 4.86: Tension d'armature du MCC.

La puissance réactive du stator resté compensé à 0 Var (Figure 4.90). Le GADA génère la puissance définie par la boucle MPPT, grâce aux contrôleurs PI des courants rotoriques (Figure 4.87). Ce dernier démontre ainsi la fiabilité du système face à des changements aléatoires de mode de fonctionnement. Le courant du MCC n'est pas contrôlé à très haute vitesse entre 8 et 10s, la puissance produite devient nulle. Les oscillations représentent le bruit haute fréquence du courant rotorique mesuré puisque l'estimation des puissances instantanées se font par ces courants.

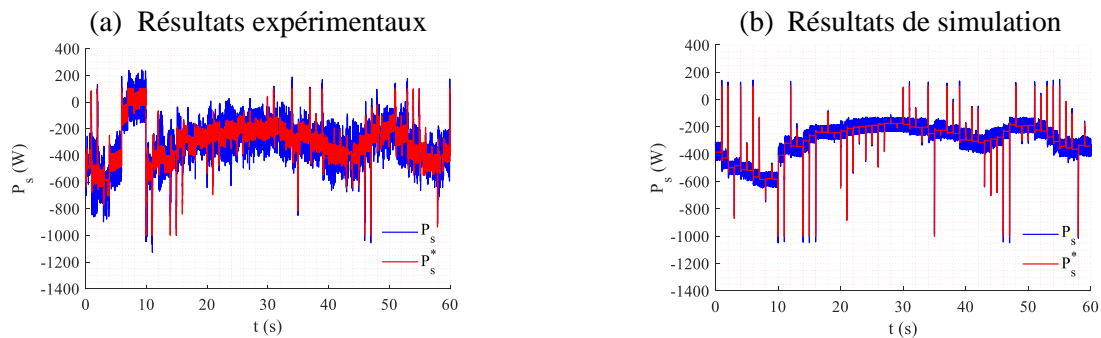


Figure 4.87: Puissance active du stator.

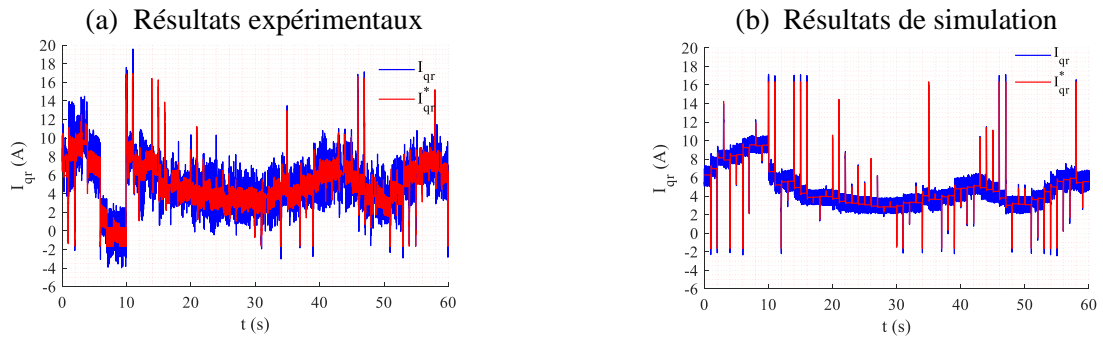


Figure 4.88: Courant en quadrature du rotor.

Le couple généré correspond à I_{qr} (Figure 4.89).

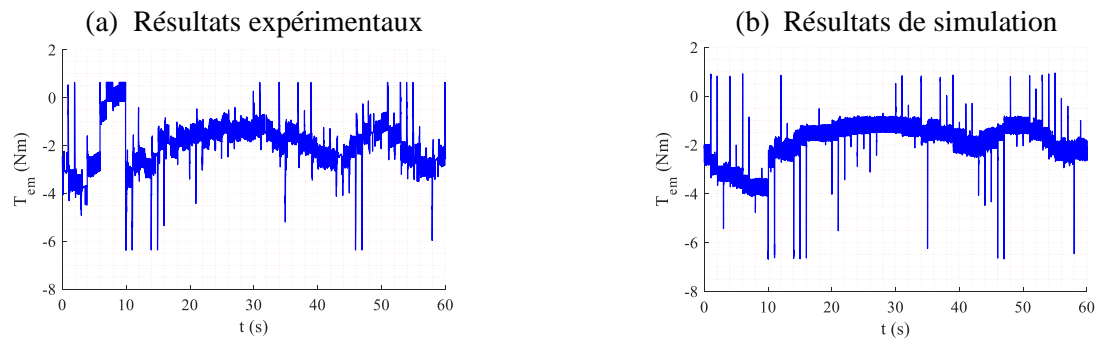


Figure 4.89: Couple électromagnétique du GADA.

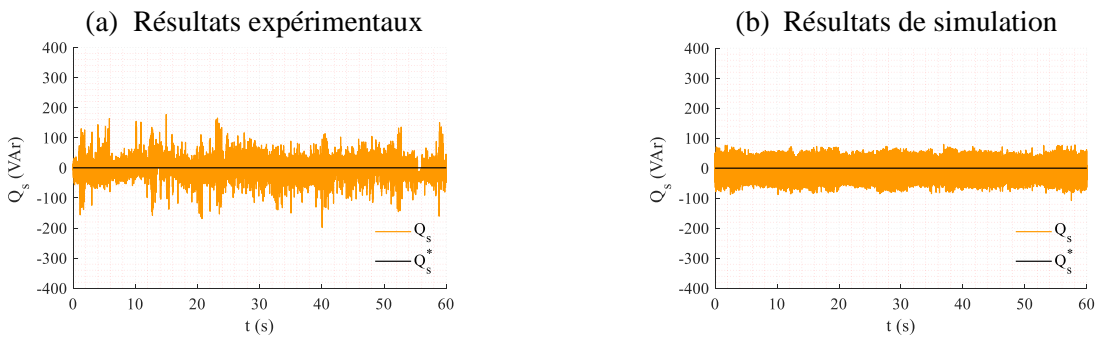


Figure 4.90: Puissance réactive du stator.

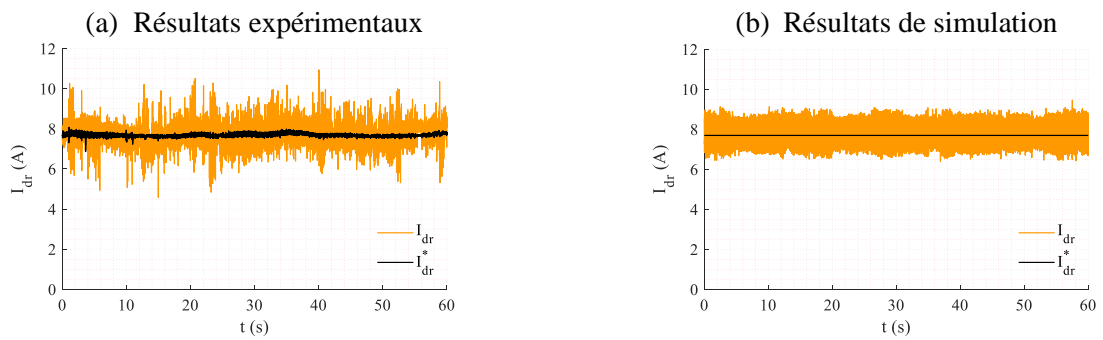


Figure 4.91: Courant en quadrature du rotor.

Les tensions rotoriques permettent d'imposer les courants rotoriques demandés (Fig 4.92).

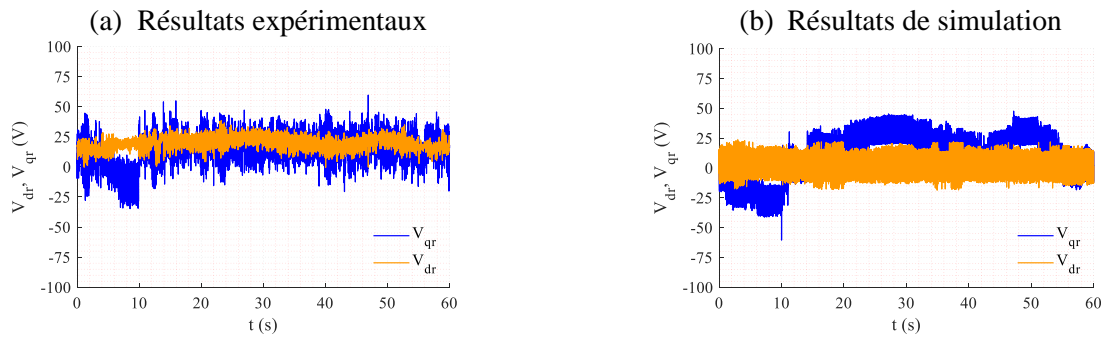


Figure 4.92: Tensions de rotor du GADA.

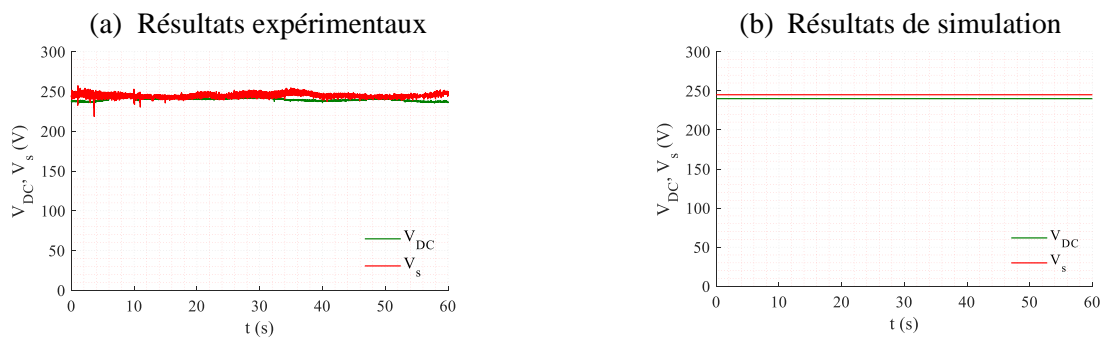


Figure 4.93: Tension de stator du GADA V_s , Tensions de bus continu V_{DC} .

L'erreur de suivi du courant du rotor I_{qr} est plus influencée par les échelons de variation du vent (haute fréquence). On pourrait les réduire en lissant ces variations de référence de vitesse mais cela ne correspondrait plus aux rafales que l'on a voulu émuler en HIL (Figure 4.94).

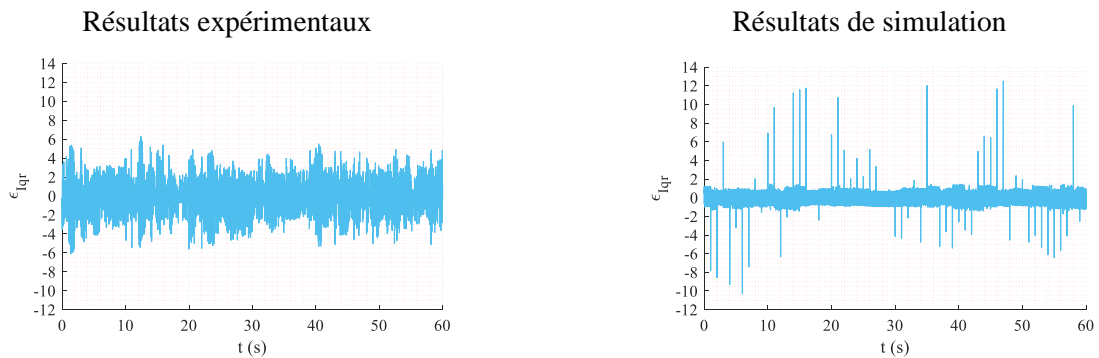


Figure 4.94: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .

L'erreur de suivi du courant du rotor d'axe direct est toujours stable autour de 0, avec moins d'affectations par les fluctuations de mesure, car il n'y a pas de variation de la puissance réactive (Figure 4.95).

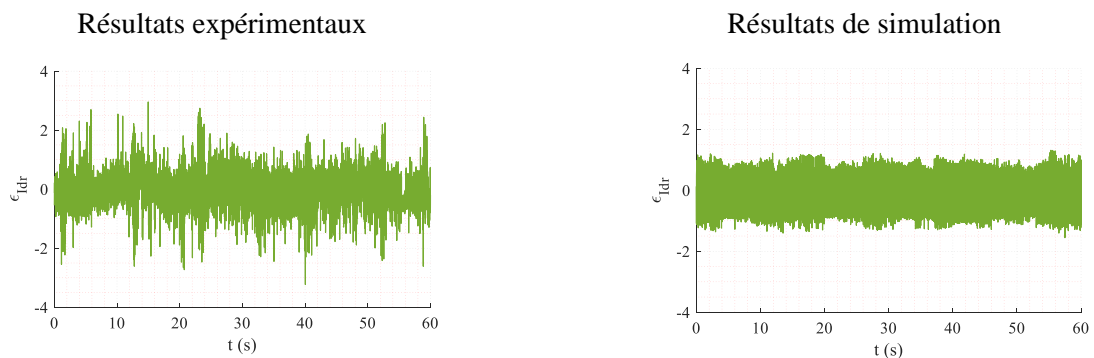


Figure 4.95: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

Lorsque la tension du MCC atteint sa limite, le courant d'induit diminue progressivement, ce qui provoque une augmentation de l'erreur de suivi du courant. Cette erreur revient se stabiliser autour de 0 quand on sort de la limitation (Figure 4.96).

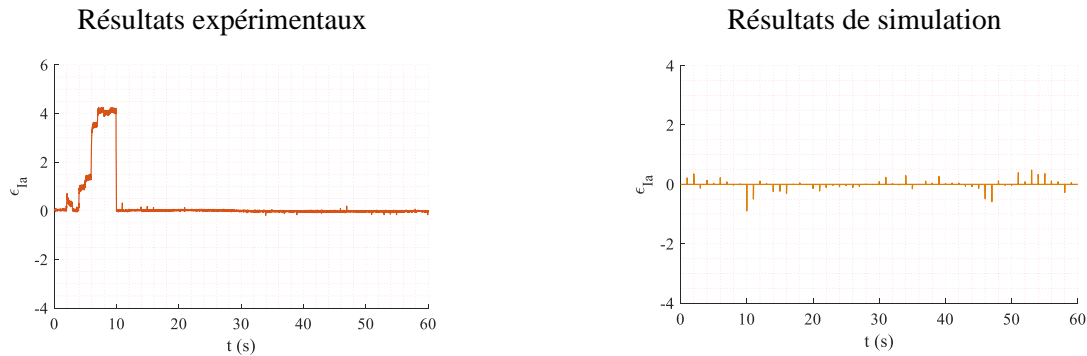


Figure 4.96: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{mcc} .

L'erreur de suivi de la boucle de contrôle de vitesse est minimisée grâce aux performances du PI, mais ces harmoniques mécaniques nécessitent un système mécanique pour absorber ces bruits (Figure 4.97).

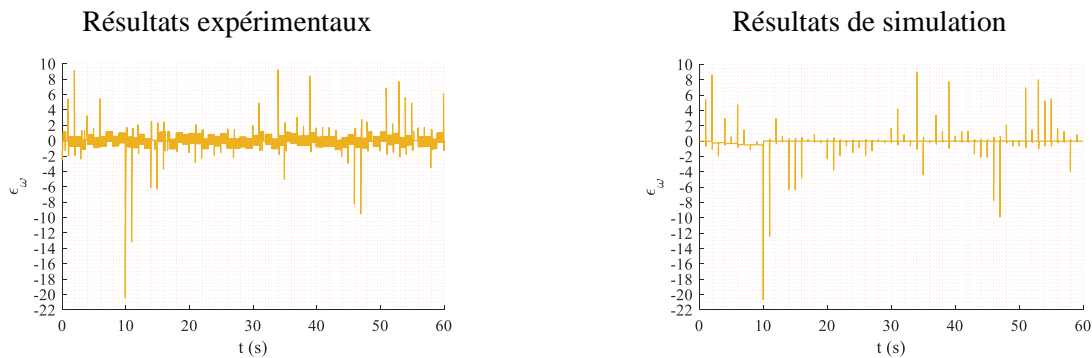


Figure 4.97: L'erreur de suivi du trajet de vitesse ω .

8 Conclusion

Ce chapitre décrit en détail la modélisation, la conception, la mise en œuvre expérimentale et le contrôle en temps réel d'un émulateur relativement peu coûteux d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable, connecté au réseau et basé sur la configuration GADA avec un convertisseur de puissance partielle.

Les résultats expérimentaux et de simulation, confirment la validité de la structure de l'émulateur éolien proposé et son contrôle. Ses performances sont élevées et ont montré une émulation correcte du comportement de l'éolienne.

D'autre part, la structure de l'algorithme MPPT basé sur le TSR est très satisfaisante pour l'extraction de la puissance maximale disponible. Le contrôle du GADA permet l'injection de la puissance active et réactive dans le réseau. La précision donnée par la boucle de contrôle PI affirme l'avantage d'utiliser ce type de régulateur dans les systèmes éoliens.

De plus, l'implantation réussie de l'algorithme MPPT démontre la faisabilité de la technique du rapport de vitesse des pointes (TSR) comme l'une des solutions les plus efficaces pour l'extraction de l'énergie éolienne.

Ce travail permet l'intégration de cet émulateur dans un autre banc d'essai basé sur un générateur synchrone et également pour tester plusieurs algorithmes de contrôle linéaires et non linéaires.

Le contrôle direct de la puissance DPC basé sur des régulateurs PI classiques montre des performances dynamiques élevées en régime permanent, mais la sensibilité aux variations de paramètres internes de la machine et aux perturbations externes limite ses performances. Par conséquent, le DPC basé sur des lois de contrôle non linéaire sera introduit dans le prochain chapitre

afin d'étudier et de voir s'il est possible d'améliorer la qualité de l'énergie produite sous un fonctionnement de vent aléatoire avec moins de bruits ainsi qu'une indépendance du contrôleur vis à vis des paramètres de la machine, tels que l'inductance du stator L_s , l'inductance mutuelle M , et la résistance du stator R , encore moins.

9 Bibliographie

- [1] Dekali, Z., Baghli, L., Boumediene, A., and Djemai, M. Control of a Grid Connected DFIG Based Wind Turbine Emulator. Presented at the 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA), Rome, 2018.
- [2] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. "Experimental Implantation of an Emulator of a Wind Energy Conversion Chain System Based on Double Fed Induction Generator." 11th Scientific and Technical Days INNOVATION AND PARTNERSHIP IN A GLOBAL CONTEXT OF ENERGY TRANSITION, 2018.
- [3] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. Indirect Power Control for a Grid Connected Double Fed Induction Generator Based Wind Turbine Emulator. Presented at the 2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE), Algiers, Algeria, 2019.
- [4] Dekali, Z., Baghli, L., Lubin, T., and Boumediene, A. "Grid Side Inverter Control for a Grid Connected Synchronous Generator Based Wind Turbine Experimental Emulator." European Journal of Electrical Engineering, Vol. 23, No. 1, 2021, pp. 1–7. <https://doi.org/10.18280/ejee.230101>.
- [5] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. Experimental Emulation of a Small Wind Turbine Under Operating Modes Using DC Motor. Presented at the 2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA), Elazig, Turkey, 2019.
- [6] Mensou, S., Essadki, A., Nasser, T., Idrissi, B. B., and Ben Tarla, L. "Dspace DS1104 Implementation of a Robust Nonlinear Controller Applied for DFIG Driven by Wind Turbine." Renewable Energy, Vol. 147, 2020, pp. 1759–1771. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.042>.
- [7] Youness, E. M., Aziz, D., Abdelaziz, E. G., Jamal, B., Najib, E. O., Othmane, Z., Khalid, M., and Bossoufi, B. "Implementation and Validation of Backstepping Control for PMSG Wind Turbine Using DSPACE Controller Board." Energy Reports, Vol. 5, 2019, pp. 807–821. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.06.015>.
- [8] Beltran, B. Contribution à La Commande Robuste Des Éoliennes à Base de Génératrices Asynchrones Double Alimentation : Du Mode Glissant Classique Au Mode Glissant d'ordre Supérieur. Thèse Doctorat. UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE, Brest, France, 2010.
- [9] Boukhezzar, B. Sur Les Stratégies de Commande Pour l'optimisation et La Régulation de Puissance Des Éoliennes à Vitesse Variable. Thèse Doctorat. Université Paris Sud - Paris XI, Paris, France, 2006.
- [10] Krafczyk, P. Modélisation et Mise En Œuvre d'une Chaîne de Production Éolienne à Base de La MADA. Université de Nancy, Nancy, France, 2013.
- [11] Hadiouche, D., Baghli, L., and Rezzoug, A. "Space-Vector PWM Techniques for Dual Three-Phase AC Machine: Analysis, Performance Evaluation, and DSP Implementation." IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 42, No. 4, 2006, pp. 1112–1122. <https://doi.org/10.1109/TIA.2006.877737>.
- [12] Marouani, K., Baghli, L., Hadiouche, D., Kheloui, A., and Rezzoug, A. "A New PWM Strategy Based on a 24-Sector Vector Space Decomposition for a Six-Phase VSI-Fed Dual Stator Induction Motor." IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 55, No. 5, 2008, pp. 1910–1920. <https://doi.org/10.1109/TIE.2008.918486>.
- [13] Kairous, D. Contribution à La Commande Robuste d'une GADA Utilisée Dans Un Système de Conversion d'énergie Éolienne. Thèse Doctorat. Université de Québec, Québec, Canada, 2019.
- [14] Poitiers, F. ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE - Machine Asynchrone à Cage Autonome - Machine Asynchrone à Double Alimentation Reliée Au Réseau. Thèse Doctorat. Université de Nantes, Nantes, France, 2003.
- [15] Tara, K., Sarkar, A. K., Khan, M. A. G., and Mou, J. R. Detection of Cardiac Disorder Using MATLAB Based Graphical User Interface (GUI). Presented at the 2017 IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC), Dhaka, 2017.
- [16] Merah, M., Baghli, L., and Boumediene, A. Prototyping of Photovoltaic Grid-Tie Inverter with Active and Reactive Power Injection. Presented at the 2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE), Algiers, Algeria, 2019.
- [17] Martinez, F., Herrero, L. C., and de Pablo, S. "Open Loop Wind Turbine Emulator." Renewable Energy, Vol. 63, 2014, pp. 212–221. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.019>.
- [18] El Aimani, S. Modélisation Des Différentes Technologies d'éoliennes Intégrées Dans Un Réseau de Moyenne Tension. Thèse Doctorat. Ecole Centrale de Lille, Lille, France, 2004.
- [19] Arevalo, F., Estrada, P., Pozo, N., and Pozo, M. Wind Generation Emulator Using a DC Machine. Presented at the 2017 IEEE Second Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), Salinas, 2017.

- [20] Balaji, M., Sarangi, S. K., and Pattnaik, M. Design of a DC Motor Based Wind Turbine Emulator Using Sliding Mode Control Approach. Presented at the 2019 IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP), Chennai, India, 2019.
- [21] Castelló, J., Espí, J. M., and García-Gil, R. "Development Details and Performance Assessment of a Wind Turbine Emulator." *Renewable Energy*, Vol. 86, 2016, pp. 848–857. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.010>.
- [22] Kouadria, S., Belfedhal, S., Meslem, Y., and Berkouk, E. M. Development of Real Time Wind Turbine Emulator Based on DC Motor Controlled by Hysteresis Regulator. Presented at the 2013 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Ouarzazate, 2013.
- [23] Ramanath, A., Manian Deivanayagam, J. D., Raju, S., and Mohan, N. An Extremely Low-Cost Wind Emulator. Presented at the IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Washington, DC, 2018.
- [24] Chen, P.-Y., Hu, K.-W., Lin, Y.-G., and Liaw, C.-M. "Development of a Prime Mover Emulator Using a Permanent-Magnet Synchronous Motor Drive." *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 33, No. 7, 2018, pp. 6114–6125. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2747221>.
- [25] Benaouinate, L., Khafallah, M., Mesbahi, A., Martinez, A., Bouragba, T., and Breuil, D. Emulation of Wind Turbine for Standalone Wind Energy Conversion Systems. In *Modeling, Identification and Control Methods in Renewable Energy Systems* (N. Derbel and Q. Zhu, eds.), Springer Singapore, Singapore, 2019, pp. 227–244.
- [26] Yin, M., Li, W., Chung, C. Yung., Zhou, L., Chen, Z., and Zou, Y. "Optimal Torque Control Based on Effective Tracking Range for Maximum Power Point Tracking of Wind Turbines under Varying Wind Conditions." *IET Renewable Power Generation*, Vol. 11, No. 4, 2017, pp. 501–510. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0635>.
- [27] Baghli, L. Contribution à La Commande de La Machine Asynchrone, Utilisation de La Logique Floue, Des Réseaux de Neurones et Des Algorithmes Génétiques. Thèse Doctorat. Université de lorraine, Nancy, France, 1999.
- [28] Loucif, M. Synthèse de Lois de Commande Non Linéaires Pour Le Contrôle d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation Dédiée à Un Système Aérogénérateur. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2016.
- [29] Zhou, D., and Blaabjerg, F. "Bandwidth Oriented Proportional-Integral Controller Design for Back-to-Back Power Converters in DFIG Wind Turbine System." *IET Renewable Power Generation*, Vol. 11, No. 7, 2017, pp. 941–951. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0760>.
- [30] Abad, G., Ed. *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. IEEE Press, Hoboken, NJ, 2011.
- [31] Zhu, D., Zou, X., Deng, L., Huang, Q., Zhou, S., and Kang, Y. "Inductance-Emulating Control for DFIG-Based Wind Turbine to Ride-Through Grid Faults." *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 32, No. 11, 2017, pp. 8514–8525. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2645791>.
- [32] Tohidi, A., Hajiheghary, H., and Hsieh, M. A. "Adaptive Disturbance Rejection Control Scheme for DFIG-Based Wind Turbine: Theory and Experiments." *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 52, No. 3, 2016, pp. 2006–2015. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2521354>.
- [33] Huang, K., Chen, G., Huang, S., and Cai, L. Experimental Evaluation of Sensorless Control for Doubly-Fed Induction Wind Power Generator. Presented at the 2009 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Tokyo, Japan, 2009.
- [34] Xiong, L., Li, P., Wu, F., Ma, M., Khan, M. W., and Wang, J. "A Coordinated High-Order Sliding Mode Control of DFIG Wind Turbine for Power Optimization and Grid Synchronization." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 105, 2019, pp. 679–689. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.008>.
- [35] Blaabjerg, F., Xu, D., Chen, W., and Zhu, N. *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA, 2018.
- [36] Abdeddaim, S., and Betka, A. "Optimal Tracking and Robust Power Control of the DFIG Wind Turbine." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 49, 2013, pp. 234–242. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.12.014>.
- [37] Xiong, L., Li, P., and Wang, J. "High-Order Sliding Mode Control of DFIG under Unbalanced Grid Voltage Conditions." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 117, 2020, p. 105608. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105608>.
- [38] Naik, K. A., Gupta, C. P., and Fernandez, E. "Design and Implementation of Interval Type-2 Fuzzy Logic-PI Based Adaptive Controller for DFIG Based Wind Energy System." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 115, 2020, p. 105468. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105468>.
- [39] Djilali, L., Sanchez, E. N., and Belkheiri, M. "Real-Time Implementation of Sliding-Mode Field-Oriented Control for a DFIG-Based Wind Turbine." *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 28, No. 5, 2018, p. e2539. <https://doi.org/10.1002/etep.2539>.
- [40] Cardenas, R., and Pena, R. "Sensorless Vector Control of Induction Machines for Variable-Speed Wind Energy Applications." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 19, No. 1, 2004, pp. 196–205. <https://doi.org/10.1109/TEC.2003.821863>.

- [41] Alhato and Bouallègue. "Direct Power Control Optimization for Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine Systems." *Mathematical and Computational Applications*, Vol. 24, No. 3, 2019, p. 77. <https://doi.org/10.3390/mca24030077>.
- [42] Pan, L., and Shao, C. "Wind Energy Conversion Systems Analysis of PMSG on Offshore Wind Turbine Using Improved SMC and Extended State Observer." *Renewable Energy*, Vol. 161, 2020, pp. 149–161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.057>.
- [43] Horch, M. Contribution à l'observation et La Commande Non Linéaire d'actionneur Électrique Asynchrone sans Capteur Mécanique. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [44] Barrios Aguilar, M. E., Coury, D. V., Reginatto, R., and Monaro, R. M. "Multi-Objective PSO Applied to PI Control of DFIG Wind Turbine under Electrical Fault Conditions." *Electric Power Systems Research*, Vol. 180, 2020, p. 106081. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106081>.
- [45] Hau, E., and Hau, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, Heidelberg ; New York, 2013.
- [46] Ahmed, M. M., Hassanein, W. S., Elsonbaty, N. A., and Enany, M. A. "Proposing and Evaluation of MPPT Algorithms for High-Performance Stabilized WIND Turbine Driven DFIG." *Alexandria Engineering Journal*, Vol. 59, No. 6, 2020, pp. 5135–5146. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2020.09.043>.
- [47] Chen, J., Yao, W., Zhang, C.-K., Ren, Y., and Jiang, L. "Design of Robust MPPT Controller for Grid-Connected PMSG-Based Wind Turbine via Perturbation Observation Based Nonlinear Adaptive Control." *Renewable Energy*, Vol. 134, 2019, pp. 478–495. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.048>.
- [48] Martínez-Márquez, C. I., Twizere-Bakunda, J. D., Lundback-Mompó, D., Orts-Grau, S., Gimeno-Sales, F. J., and Seguí-Chilet, S. "Small Wind Turbine Emulator Based on Lambda-Cp Curves Obtained under Real Operating Conditions." *Energies*, Vol. 12, No. 13, 2019, p. 2456. <https://doi.org/10.3390/en12132456>.
- [49] Dahbi, A., Reama, A., Hamouda, M., Nait-Said, N., and Nait-Said, M.-S. "Control and Study of a Real Wind Turbine." *Computers & Electrical Engineering*, Vol. 80, 2019, p. 106492. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2019.106492>.
- [50] Moussa, I., Bouallegue, A., and Khedher, A. "New Wind Turbine Emulator Based on DC Machine: Hardware Implementation Using FPGA Board for an Open-Loop Operation." *IET Circuits, Devices & Systems*, Vol. 13, No. 6, 2019, pp. 896–902. <https://doi.org/10.1049/iet-cds.2018.5530>.
- [51] Sitharthan, R., Karthikeyan, M., Sundar, D. S., and Rajasekaran, S. "Adaptive Hybrid Intelligent MPPT Controller to Approximate Effectual Wind Speed and Optimal Rotor Speed of Variable Speed Wind Turbine." *ISA Transactions*, Vol. 96, 2020, pp. 479–489. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2019.05.029>.
- [52] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. "Real-Time Emulation of a Grid-Connected Wind Energy Conversion System Based Double Fed Induction Generator Configuration under Random Operating Modes." *European Journal of Electrical Engineering*, Vol. 23, No. 3, 2021, pp. 207–219. <https://doi.org/10.18280/ejee.230305>.
- [53] Dekali, Z., Baghli, L., and Boumediene, A. "Improved Hardware Implementation of a TSR Based MPPT Algorithm for a Low Cost Connected Wind Turbine Emulator under Unbalanced Wind Speeds." *Energy*, Vol. 232, 2021, p. 121039. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121039>.
- [54] El Aimani, S. Comparison of Control Structures for Variable Speed Wind Turbine. Presented at the 2015 27th International Conference on Microelectronics (ICM), Casablanca, Morocco, 2015.
- [55] Ali, M. A. S., Mehmood, K. K., Baloch, S., and Kim, C.-H. "Modified Rotor-Side Converter Control Design for Improving the LVRT Capability of a DFIG-Based WECS." *Electric Power Systems Research*, Vol. 186, 2020, p. 106403. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106403>.
- [56] Valle, J. M. G., Garcia, J. C. C., and Cadaval, E. R. Electric Vehicle Monitoring System by Using MATLAB/App Designer. Presented at the 2017 International Young Engineers Forum (YEF-ECE), Almada, 2017.

Chapitre 5 Contrôle par mode glissant d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

Ce chapitre présente des lois de contrôle non linéaires et leur comparaison pour le contrôle d'un système de conversion d'énergie éolienne basé sur un générateur asynchrone à double alimentation (GADA) connecté au réseau, sous les différents modes de fonctionnement. Nous montrerons l'amélioration apportée par la commande en mode glissant d'ordre supérieur basée sur le Supertwisting pour atténuer le phénomène de chattering, dû à la fréquence élevée de commutation. Il évitera également l'hyperlien entre les paramètres du contrôleur et le modèle mathématique du système et réduira la sensibilité aux perturbations externes. La structure globale de la commande proposée nécessite l'utilisation du modèle simplifié du GADA avec une commande vectorielle. Cette dernière permet un contrôle découplé instantané de la puissance active et réactive du stator du stator en agissant sur les courants rotoriques (I_{qr} , I_{dr}) respectivement. Dans les tests préliminaires, une étude comparative est menée pour vérifier les performances pour différents modes de fonctionnement, y compris le mode MPPT.

Chapitre.5 Contrôle par mode glissant d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable

1	Introduction	128
2	Contrôle du système éolien par l'approche mode glissant.....	128
2.1	Contrôle directe des puissances du GADA par mode glissant d'ordre 1.....	129
2.2	Algorithme MPPT basée sur le contrôleur de vitesse SMC d'ordre1.....	131
2.3	Contrôle du la MCC par mode glissant d'ordre 1.....	132
2.4	Commande directe des puissances par mode glissant d'ordre supérieur.....	133
2.5	Algorithme MPPT basée sur le contrôleur de vitesse mode glissant d'ordre supérieur	135
2.6	Contrôle du la MCC par mode glissant d'ordre supérieur.....	136
3	Résultats de simulations.....	137
3.1	Contrôle du système éolien à vitesse fixe par le mode glissant.....	137
3.1.1	Contrôle de la puissance active du GADA à vitesse fixe	137
3.1.2	Contrôle de la puissance réactive du GADA à vitesse fixe	139
3.2	Contrôle du système éolien à vitesse variable par le mode glissant	141
3.2.1	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone.....	141
3.2.2	Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone.....	146
3.2.3	Contrôle du système éolien sous un profil de vent réel	150
4	Analyse des indices de performances.....	154
4.1	Indice IAE (Integral Absolute Error).....	154
4.2	Indice ISE (Integral Square Error).....	155
5	Conclusion	155
6	Bibliographie.....	156

1 Introduction

La stabilité robuste en temps fini des systèmes non linéaires incertains a pris son importance dans la pratique. Les incertitudes sont supposées être limitées, ce qui est difficile à obtenir exactement alors qu'elles affectent la stabilité dans de nombreux cas [1]. Les stratégies de contrôle du type PID sont suffisantes et satisfaisantes dans le cas des systèmes linéaires à paramètres constants [2]. Pour des systèmes ayant une non linéarité ou des paramètres variables lors du fonctionnement, ces lois de commande deviennent moins efficaces et peuvent être insuffisantes car elles ne sont pas robustes surtout lorsque les exigences sur la précision et sur d'autres caractéristiques dynamiques du système sont requises, comme la stabilité, la poursuite et le rejet de perturbations [3].

Afin d'améliorer la performance du contrôle du système de conversion d'énergie éolien, nous allons développer deux stratégies de contrôle non linéaires. Nous prenons en compte les non-linéarités du modèle. La première méthode utilise le contrôle par mode glissant du premier ordre, la seconde est basée sur le contrôle par mode glissant d'ordre supérieur.

L'approche par mode glissant est considérée comme un outil efficace pour concevoir des contrôleurs robustes pour des installations dynamiques non linéaires complexes d'ordre élevé fonctionnant dans des conditions incertaines [4]. La recherche dans ce domaine a été initiée dans l'ancienne Union soviétique dans les années 50 du siècle dernier. La méthode de contrôle par mode glissant a ensuite reçu beaucoup plus d'attention de la part de la communauté internationale des contrôleurs au cours des dernières décennies avec le développement de l'électronique de puissance. Cependant, cette commande présente un problème de discontinuité qui induit un phénomène de broutement, dit chattering, qui peut exciter les hautes fréquences du système. Par conséquent, le phénomène peut devenir dangereux pour la machine et les convertisseurs d'électronique de puissance [5].

2 Contrôle du système éolien par l'approche mode glissant

Le phénomène de "Mode Glissant" peut apparaître dans les systèmes dynamiques régis par des équations différentielles ordinaires avec des fonctions d'état discontinues dans les côtés droits [6].

Le principe du mode glissant consiste à amener l'évolution de la trajectoire d'un système vers la surface de glissement (hyperplan), puis à la faire basculer en utilisant une logique de commutation appropriée autour de celle-ci jusqu'au point d'équilibre [7]. L'idée derrière le SMC est de choisir une surface de glissement le long de laquelle le système peut glisser vers sa valeur finale désirée [8].

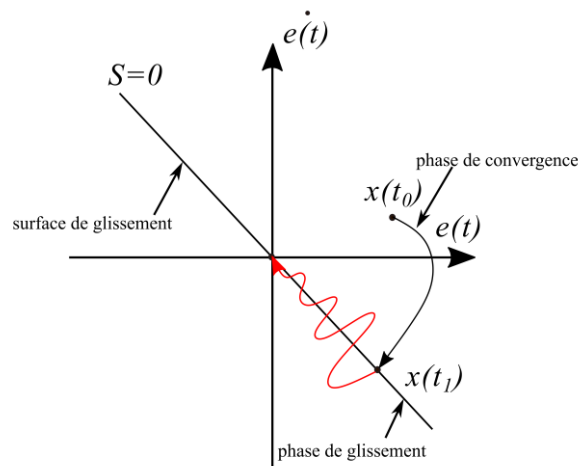


Figure 5.1: Principe de l'approche de contrôle par mode glissant.

La conception de la commande par mode glissant peut être divisée en trois étapes principales et dépendantes [9]:

Sélection de la surface de glissement : La surface de glissement est une fonction scalaire qui s'exprime généralement en termes d'erreurs concernant les variables à contrôler. Une surface de glissement typique peut être exprimée comme suit :

$$S(x) = \left(\lambda + \frac{d}{dt} \right)^{r-1} e(x) \quad (5.1)$$

Où $e(x)$ est la différence entre la valeur de référence et celle mesurée, r désigne le degré relatif du système, λ est une constante positive, sa valeur est liée à la vitesse de convergence des trajectoires des états.

Établir des conditions adéquates pour l'existence de la convergence : Les conditions de convergence permettent à la dynamique du système de converger vers les surfaces de glissement et d'y rester indépendamment des perturbations [10]. Elle est basée sur deux considérations énumérées ci-dessous :

2.1-Fonction de commutation directe : le but de cette fonction est de donner une dynamique de convergence vers zéro pour la surface de glissement, elle s'exprime sous la forme :

$$\begin{aligned} \dot{S}(x) &> 0 \text{ if } S(x) < 0 \\ \dot{S}(x) &< 0 \text{ if } S(x) > 0 \end{aligned} \quad (5.2)$$

Cette condition peut être donnée par :

$$\dot{S}(x)S(x) < 0 \quad (5.3)$$

Fonction de Lyapunov : La fonction de Lyapunov peut également être utilisée pour prouver la condition d'existence et de stabilité du système [11]. L'idée est de choisir une fonction scalaire positive $V(x) > 0$ pour garantir l'attraction de la variable à contrôler vers sa valeur de référence, et de construire une commande U qui va diminuer cette fonction $\dot{V}(x) < 0$, on considère la fonction de Lyapunov $V(x)$ définie par :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (5.4)$$

La dérivée serait de la forme :

$$\dot{V}(x) = \dot{S}(x)S(x) \quad (5.5)$$

Pour que la fonction de Lyapunov diminue, il suffit de s'assurer que sa dérivée est négative, ceci est vérifié si :

$$\dot{S}(x)S(x) < 0 \quad (5.6)$$

Détermination de la loi de commande : La structure de la loi SMC $U(t)$ est basée sur la détermination de deux parties principales [12], une partie continue $U_c(t)$ et une autre partie discontinue $U_d(t)$ où :

$$U(t) = U_c(t) + U_d(t) \quad (5.7)$$

Où $U_c(t)$ est la commande équivalente qui représente la partie continue du contrôleur qui maintient la sortie du système limitée à la surface de glissement. La partie discontinue $U_d(t)$ de la loi de commande SMC contient l'élément de commutation non linéaire de la loi de commande, et elle est discontinue sur la surface de glissement.

2.1 Contrôle direct des puissances du GADA par mode glissant d'ordre 1

L'objectif de cette partie est le contrôle direct de la puissance du stator du GADA comme cela a été fait dans la partie précédente, donc nous remplaçons le contrôleur classique PI linéaire par un contrôleur non linéaire SMC. Les surfaces de glissement de la puissance active et réactive (P_s , Q_s) sont définies en fonction de l'erreur de suivi des courants du rotor (I_{qr} , I_{dr}) respectivement pour un degré relatif de $r=1$ par [13]:

$$\begin{cases} S(I_{qr}) = e_{I_{qr}} = (I_{qr}^* - I_{qr}) \\ S(I_{dr}) = e_{I_{dr}} = (I_{dr}^* - I_{dr}) \end{cases} \quad (5.8)$$

Ainsi, nous considérons la fonction de Lyapunov suivante :

$$\begin{cases} V(S_{I_{qr}}) = \frac{1}{2} S_{I_{qr}}^2 \\ V(S_{I_{dr}}) = \frac{1}{2} S_{I_{dr}}^2 \end{cases} \quad (5.9)$$

La dérivée de la fonction de Lyapunov est :

$$\begin{cases} \dot{V}(S_{I_{qr}}) = S_{I_{qr}} \dot{S}_{I_{qr}} \\ \dot{V}(S_{I_{dr}}) = S_{I_{dr}} \dot{S}_{I_{dr}} \end{cases} \quad (5.10)$$

Donc, les deux dérivés des surfaces de glissement sont :

$$\begin{cases} \dot{S}_{I_{qr}} = \dot{I}_{qr}^* - \dot{I}_{qr} \\ \dot{S}_{I_{dr}} = \dot{I}_{dr}^* - \dot{I}_{dr} \end{cases} \quad (5.11)$$

En remplaçant l'expression de la dérivée des courants (I_{qr} , I_{dr}) des équations des tensions du rotor (V_{qr} , V_{dr}), nous obtenons [14]:

$$\begin{cases} \dot{S}_{I_{qr}} = \dot{I}_{qr}^* - \frac{1}{\sigma L_r} (V_{qr} - R_r I_{qr} - \sigma L_r \omega_r I_{dr} - \omega_r \frac{M V_s}{\omega_s L_s}) \\ \dot{S}_{I_{dr}} = \dot{I}_{dr}^* - \frac{1}{\sigma L_r} (V_{dr} - R_r I_{dr} + \sigma L_r \omega_r I_{qr}) \end{cases} \quad (5.12)$$

La loi de contrôle est la somme de la commande de commutation équivalente et de la loi discontinue :

$$\begin{cases} \dot{S}_{I_{qr}} = \dot{I}_{qr}^* - \frac{1}{\sigma L_r} ((V_{qr}^{eq} + V_{qr}^d) - R_r I_{qr} - \sigma L_r \omega_r I_{dr} - \omega_r \frac{M V_s}{\omega_s L_s}) \\ \dot{S}_{I_{dr}} = \dot{I}_{dr}^* - \frac{1}{\sigma L_r} ((V_{dr}^{eq} + V_{dr}^d) - R_r I_{dr} + \sigma L_r \omega_r I_{qr}) \end{cases} \quad (5.13)$$

En régime permanent, on a :

$$\begin{cases} S(I_{qr}) = 0; \dot{S}(I_{qr}) = 0; V_{qr}^d = 0 \\ S(I_{dr}) = 0; \dot{S}(I_{dr}) = 0; V_{dr}^d = 0 \end{cases} \quad (5.14)$$

Pour assurer la convergence de la fonction de Lyapunov, nous supposons la fonction de loi discontinue suivante [15]:

$$\begin{cases} V_{qr}^d = K_{I_{qr}} \text{Sign}(S(I_{qr})) \\ V_{dr}^d = K_{I_{dr}} \text{Sign}(S(I_{dr})) \end{cases} \quad (5.15)$$

Enfin, la loi de commande totale de contrôle direct des puissances du stator du GADA est déterminée par :

$$\begin{cases} V_{qr} = K_{I_{qr}} \text{Sign}(S(I_{qr})) + \sigma L_r (\dot{I}_{qr}^* + \frac{R_r}{\sigma L_r} I_{qr} + \omega_r I_{dr} + \omega_r \frac{M V_s}{\omega_s L_s}) \\ V_{dr} = K_{I_{dr}} \text{Sign}(S(I_{dr})) + \sigma L_r (\dot{I}_{dr}^* + \frac{R_r}{\sigma L_r} I_{dr} - \omega_r I_{qr}) \end{cases} \quad (5.16)$$

La figure 5.2 montre le schéma fonctionnel global du contrôle direct de la puissance du DFIG par le mode glissant appliquée à l'onduleur côté machine (CCM) [16] .

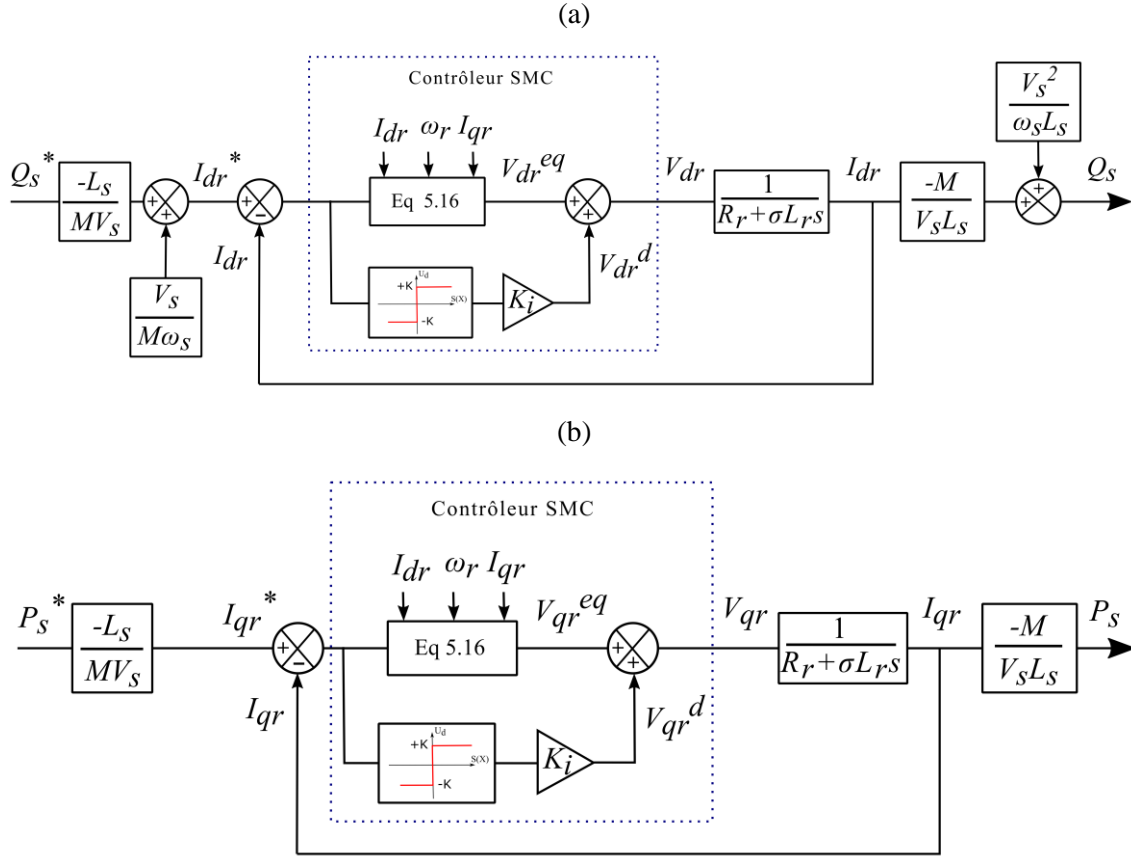


Figure 5.2: Diagramme du contrôle de la puissance directe du DFIG utilisant le SMC (a) Boucle de contrôle du puissance réactive Q_s (b) Boucle de contrôle du puissance active P_s .

2.2 Algorithme MPPT basée sur le contrôleur de vitesse SMC d'ordre 1

Pour éliminer l'hyperlien entre les gains du contrôleur PI linéaire et les paramètres internes du générateur, nous introduisons la technique de contrôle par mode glissant SMC pour contrôler la vitesse mécanique du GADA. Le degré relatif de la surface est égal à 1, la surface de glissement est définie comme suit [17]:

$$S(\Omega_m) = e_{\Omega_m} = (\Omega_m^* - \Omega_m) \tag{5.17}$$

Ainsi, la fonction de Lyapunov et sa dérivée sont [18]:

$$\begin{aligned} V(S_{\Omega_m}) &= \frac{1}{2} \Omega_m^2 \\ \dot{V}(S_{\Omega_m}) &= S_{\Omega_m} \dot{S}_{\Omega_m} \end{aligned} \tag{5.18}$$

La dérivée des surfaces de glissement est :

$$\dot{S}(\Omega_m) = (\dot{\Omega}_m^* - \dot{\Omega}_m) \tag{5.19}$$

Donc :

$$\dot{S}(\Omega_m) = \dot{\Omega}_m^* - \frac{1}{J} (T_{em} - T_t - f\Omega) \tag{5.20}$$

La loi de contrôle générale est donnée par [19]:

$$\dot{S}(\Omega_m) = \dot{\Omega}_m^* - \frac{1}{J} ((T_{em}^{eq} + T_{em}^d) - T_t - f\Omega) \tag{5.21}$$

En régime permanent, on a :

$$S(\Omega_m) = 0; \dot{S}(\Omega_m) = 0; T_{em}^d = 0 \quad (5.22)$$

Ainsi, la loi de commutation équivalente sera :

$$T_{em}^{eq} = J\dot{\Omega}_m^* + T_t + f\Omega \quad (5.23)$$

Pour assurer la convergence de la fonction de Lyapunov, nous supposons la fonction de la loi discontinue comme étant la suivante :

$$T_{em}^d = K_{\Omega_m} \text{Sign}(S(\Omega_m)) \quad (5.24)$$

Enfin, la loi de commande totale est déterminée par [4]:

$$T_{em}^* = K_{\Omega_m} \text{Sign}(S(\Omega_m)) + J\dot{\Omega}_m^* + T_t + f\Omega \quad (5.25)$$

La figure 5.3 montre le schéma fonctionnel global de l'algorithme MPPT basé sur le TSR utilisant un contrôleur SMC appliqué à l'onduleur côté machine [20].

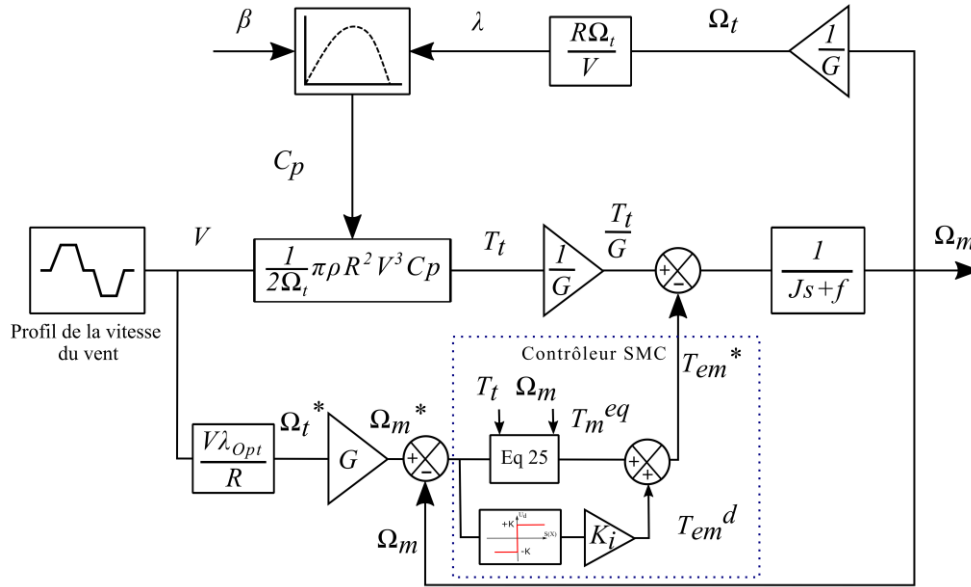


Figure 5.3: Algorithme MPPT basé sur TSR utilisant le contrôleur SMC.

2.3 Contrôle du la MCC par mode glissant d'ordre 1

Le degré relatif de la surface est égal à 1, la surface de glissement est définie comme suit [21]:

$$S(I_a) = e_{I_a} = (I_a^* - I_a) \quad (5.26)$$

Ainsi, la fonction de Lyapunov et sa dérivée sont :

$$\begin{aligned} V(S_{I_a}) &= \frac{1}{2} I_a^2 \\ \dot{V}(S_{I_a}) &= S_{I_a} \dot{S}_{I_a} \end{aligned} \quad (5.27)$$

La dérivée des surfaces de glissement est :

$$\dot{S}(I_a) = (\dot{I}_a^* - \dot{I}_a) \quad (5.28)$$

Donc :

$$\dot{S}(I_a) = \dot{I}_a^* - \frac{1}{L_a}(U_a - R_a I_a - E) \quad (5.29)$$

La loi de contrôle générale est donnée par :

$$\dot{S}(I_a) = \dot{I}_a^* - \frac{1}{L_a}((U_a^{eq} + U_a^d) - R_a I_a - E) \quad (5.30)$$

En régime permanent, on a :

$$S(I_a) = 0; \dot{S}(I_a) = 0; U_a^d = 0 \quad (5.31)$$

Ainsi, la loi de commutation équivalente sera :

$$I_a^{eq} = L_a \dot{I}_a^* + R_a I_a + E \quad (5.32)$$

Pour assurer la convergence de la fonction de Lyapunov, nous supposons la fonction de loi discontinue la suivante :

$$U_a^d = K_{I_a} \text{Sign}(S(I_a)) \quad (5.33)$$

Enfin, la loi de commande totale est déterminée par :

$$U_a^* = K_{I_a} \text{Sign}(S(I_a)) + L_a \dot{I}_a^* + R_a I_a + E \quad (5.34)$$

Le diagramme de contrôle détaillé de l'émulateur éolien utilisant la stratégie MSC est présenté dans la figure suivante [22].

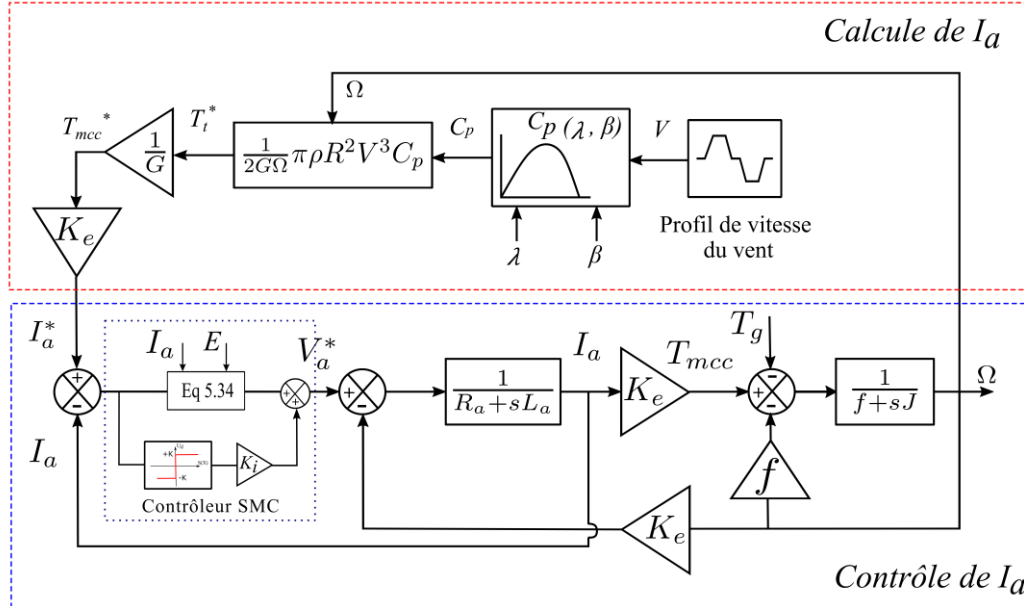


Figure 5.4: Schéma général de contrôle de l'émulateur éolien par l'approche SMC.

2.4 Commande directe des puissances par mode glissant d'ordre supérieur

La commande par mode glissant du premier ordre offre de nombreux avantages, tels qu'une grande robustesse et une conception simple, mais se heurte à certains inconvénients tels que le phénomène de chattering dû à l'existence d'un terme discontinu causé par la fonction de signe dans l'entrée de commande, ce qui contribue à un échauffement supplémentaire des éléments électriques et enroulements et entraîne une forte contrainte mécanique, limitant ainsi la mise en œuvre pratique [23]. L'approche par mode glissant d'ordre supérieur est proposée comme une solution efficace typique pour éliminer le problème du chattering tout en conservant les

mêmes comportements de mode glissant de premier ordre, en particulier les propriétés de convergence en temps fini et l'amélioration de la précision du contrôle [24].

L'algorithme de Supertwisting est une exception dans une classe de contrôle par mode glissant du second ordre, il peut être appliqué directement lorsque le système est de degré relatif du premier ordre, cette technique agit sur les dérivées temporelles d'ordre supérieur du collecteur glissant, et son avantage réside dans la réduction du problème de chattering, dû à la discontinuité du signal de contrôle [25]. En considérant un système non linéaire, généralement décrit par [26]:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = f(x, t) + g(x, t)U(t) \\ y = Cx \end{cases} \quad (5.35)$$

L'algorithme de Supertwisting définit la loi de commande $U(t)$ comme une combinaison de deux termes, un terme algébrique (non dynamique) $U_1(t)$ et un terme intégral $U_2(t)$, nous pouvons le définir comme suit [27]:

$$U(t) = U_1(t) + U_2 \quad (5.36)$$

Avec :

$$U_1 = \begin{cases} -U & \text{si } |U| > U_M \\ -\alpha \text{Sign}(S) & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.37)$$

Et :

$$U_2 = \begin{cases} -\lambda |S_0| & \text{si } |U| > S_0 \\ -\lambda |S|^\rho \text{Sign}(s) & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.38)$$

Où λ et α sont des gains positifs, ρ est une constante positive ($0 < \rho < 0.5$). En supposant l'existence d'un nombre positif de ϕ , on satisfait à la règle suivante :

$$|\dot{S}| \leq \phi \quad (5.39)$$

La trajectoire de l'algorithme de Supertwisting est considérée comme une spirale autour de l'origine dans le plan des phases [28], la trajectoire converge au point d'équilibre $(S, \dot{S}) = (0, 0)$ en temps fini, les conditions suffisantes pour la convergence en temps fini sont [23,24]:

$$\begin{aligned} \alpha &> \phi \\ \lambda &\geq 2\sqrt{\phi(\alpha + \phi)/(\alpha - \phi)} \end{aligned} \quad (5.40)$$

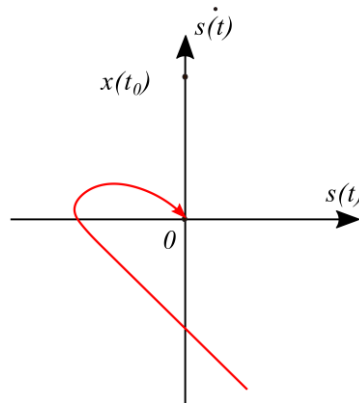


Figure 5.5: Convergence de l'algorithme de Supertwisting dans.

Nous pouvons simplifier l'algorithme si $S_0 = \infty$:

$$\begin{aligned} U_2 &= -\lambda |S|^\rho \text{Sign}(s) + U_1 \\ \dot{U}_1 &= -\alpha \text{Sign}(S) \end{aligned} \quad (5.41)$$

Selon ce qui précède, la référence de sortie de la tension du rotor est exprimée comme suit [29]:

$$\begin{aligned} V_{qr}^* &= -\lambda |(S_{I_{qr}})|^{0.5} \text{Sign}((S_{I_{qr}})) + \int -\alpha \text{Sign}(S_{I_{qr}}) \\ V_{dr}^* &= -\lambda |(S_{I_{dr}})|^{0.5} \text{Sign}((S_{I_{dr}})) + \int -\alpha \text{Sign}(S_{I_{dr}}) \end{aligned} \quad (5.42)$$

L'expression des lois de sortie de super torsion ne dépend pas de la valeur de (S, \dot{S}) , mais seulement de leurs signes. La figure 5.6 présente le schéma fonctionnel de l'approche en mode glissant supertwisting pour le contrôle direct de la puissance du GADA appliqué à l'onduleur côté machine [30].

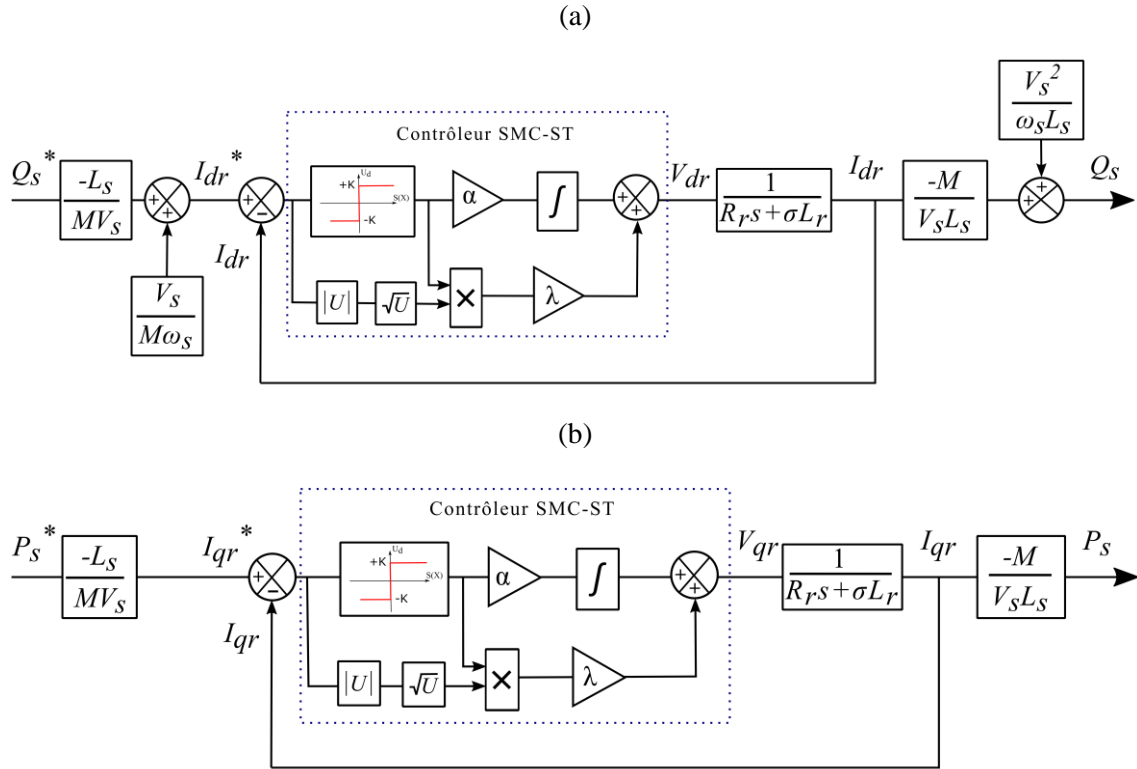


Figure 5.6: Diagramme du contrôle de la puissance direct du DFIG utilisant le SMC-ST (a) Boucle de contrôle du puissance réactive Q_s (b) Boucle de contrôle du puissance active P_s .

2.5 Algorithme MPPT basée sur le contrôleur de vitesse mode glissant d'ordre supérieur

Le phénomène de broutage constitue l'inconvénient majeur du SMC de premier ordre, c'est pourquoi le SMC d'ordre supérieur a été développé dans le but d'éliminer cet inconvénient. La formule algébrique de la loi de contrôle de la vitesse mécanique est donnée par [31]:

$$T_m^* = -\lambda |(S_{\Omega_m})|^{0.5} \text{Sign}((S_{\Omega_m})) + \int -\alpha \text{Sign}(S_{\Omega_m}) \quad (5.43)$$

Le schéma général de la technique de contrôle de vitesse par SMC Supertwisting est simplifié dans la figure suivante [32].

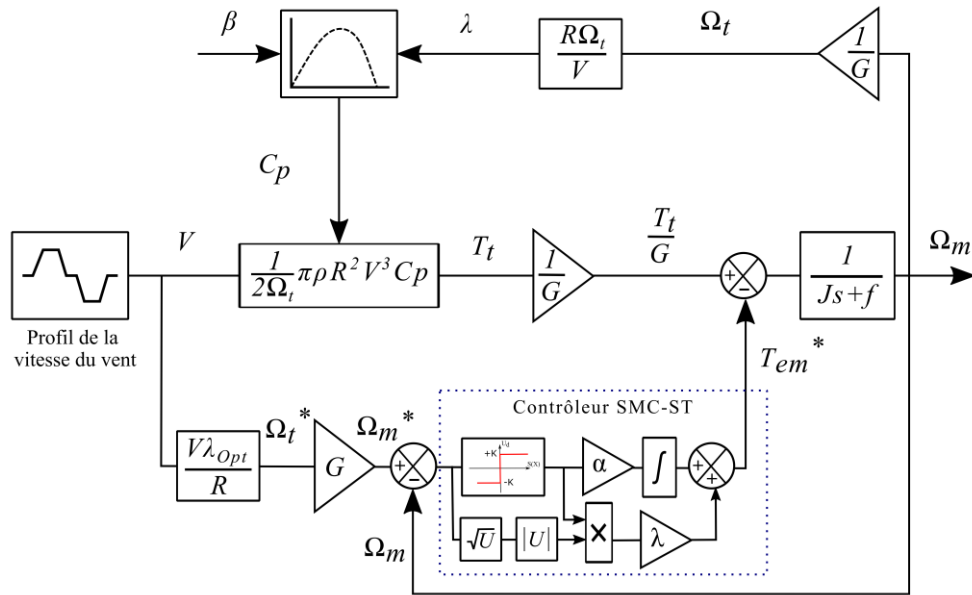


Figure 5.7: Algorithme MPPT basé sur TSR utilisant le contrôleur SMC-ST.

2.6 Contrôle du la MCC par mode glissant d'ordre supérieur

Rappelons que la surface de glissement du courant du la MCC est définie en fonction de l'écart entre le courant de référence calculé et le courant d'induit mesuré [34,35]:

$$S(I_a) = e_{I_a} = (I_a^* - I_a) \tag{5.44}$$

Ainsi, la loi de contrôle V_a^* est donnée par [36]:

$$V_a^* = -\lambda |S(I_a)|^{0.5} \text{Sign}((S(I_a))) + \int -\alpha \text{Sign}(S(I_a)) \tag{5.45}$$

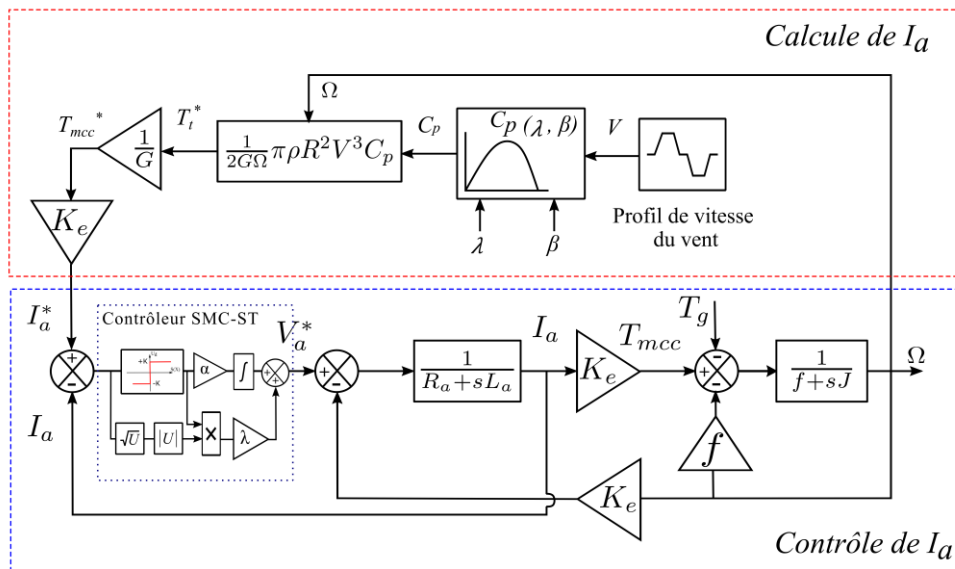


Figure 5.8: Schéma général de contrôle de l'émulateur éolien par l'approche SMC-ST.

3 Résultats de simulations

La fiabilité du modèle des synthèses de contrôle non linéaire est testée à vitesse fixe ainsi que dans deux modes de fonctionnement de l'éolienne.

3.1 Contrôle du système éolien à vitesse fixe par le mode glissant

Afin d'évaluer la performance de modèle simplifié du GADA et de comparer les synthèses de contrôle par mode glissant établis basées sur le contrôle direct de puissance, nous effectuons une série de simulation sous l'environnement MATLAB / Simulink. Nous utilisons les schémas de principe illustrés dans les figures (5.2 et 5.6) pour vérifier le bon fonctionnement de la loi de contrôle appliquée sur le convertisseur côté machine du GADA. Nous considérons que la tension du réseau est idéale, et du côté rotor, la tension du bus DC est considérée comme constante.

3.1.1 Contrôle de la puissance active du GADA à vitesse fixe

Nous imposons un échelon de référence de puissance active statorique de $P_s^* = -500$ W à une vitesse mécanique d'entraînement de 1500 rpm avec une puissance réactive statorique non compensée. La figure 5.10 montre une bonne précision de suivi entre les courants rotoriques mesurés (I_{dr} , I_{qr}) et ceux des références (I_{dr}^* , I_{qr}^*), et par conséquence les puissances statoriques (P_s , Q_s) suivent bien leurs références. Il n'y a pas d'influence notable entre les deux axes dq , grâce à un contrôle vectoriel effectif. Les résultats du SMC présentent plus de bruits à cause du chattering (Figure 5.9).

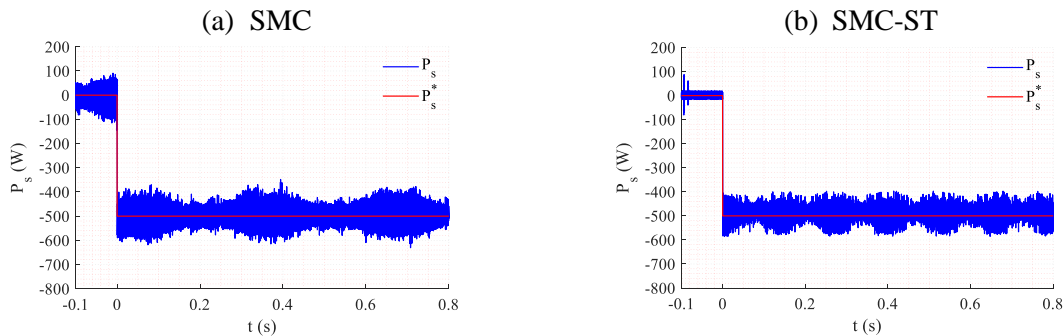


Figure 5.9: Puissance active du stator.

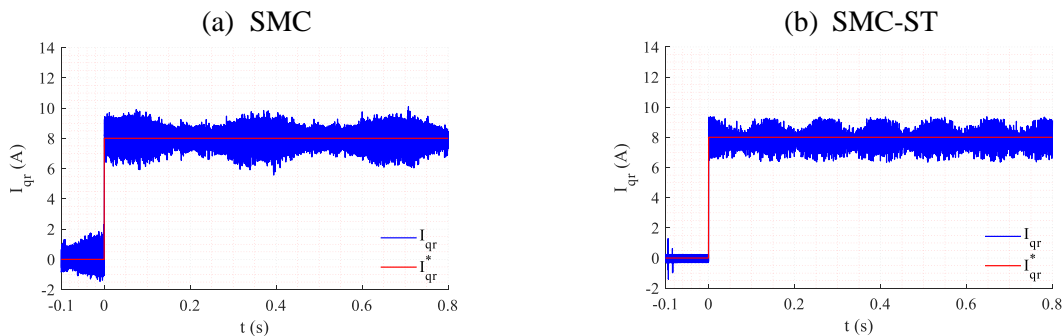


Figure 5.10: Courant en quadrature du rotor.

La machine consomme naturellement la puissance réactive de son stator (Figure 5.11), puisque le courant direct I_{dr} du rotor est régulé à 0 A (Figure 5.11 et 5.12).

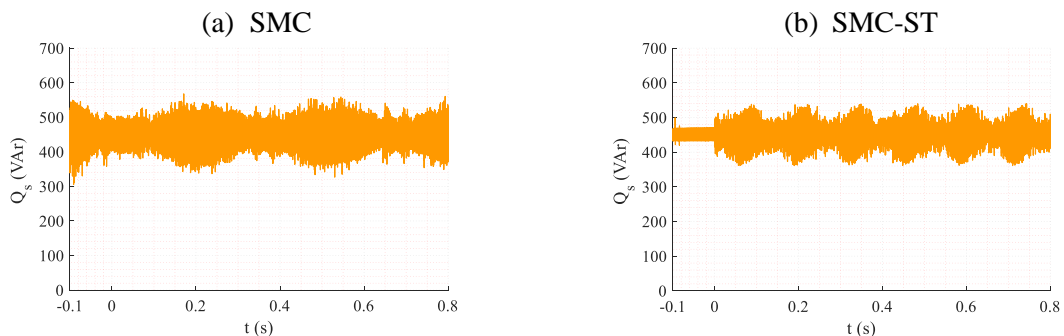


Figure 5.11: Puissance réactive du stator.

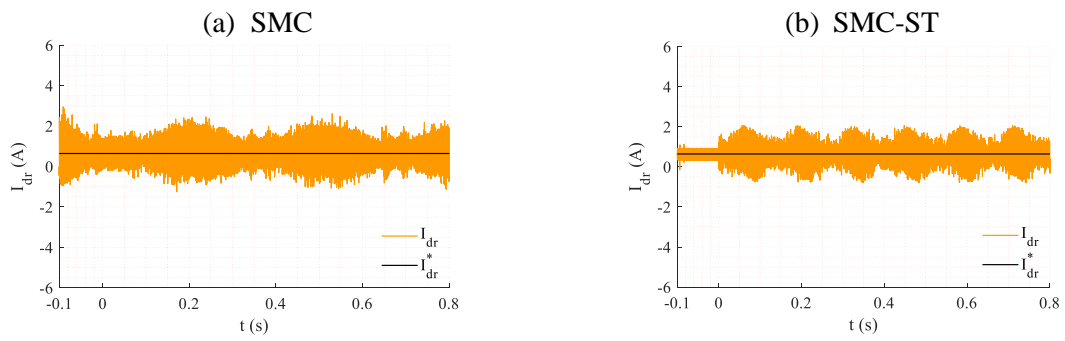


Figure 5.12: Courant direct du rotor.

Le couple électromagnétique a la même forme de courbe que la puissance active (Figure 5.13), du fait de la proportionnalité entre ces deux durées et le courant rotorique I_{qr} .

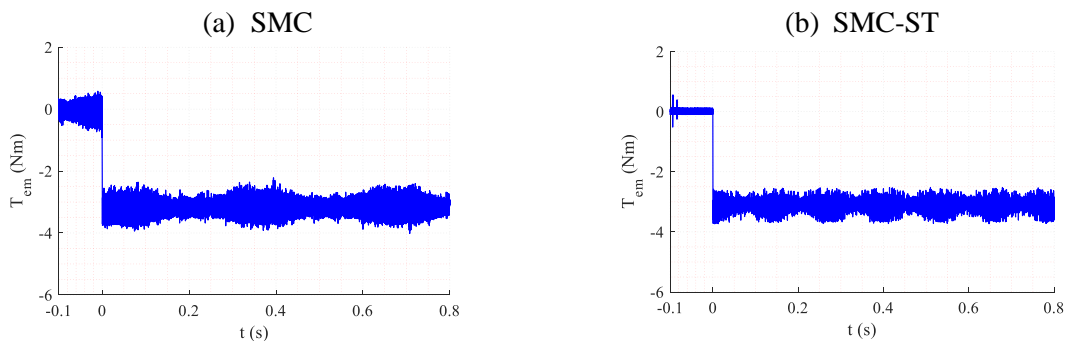


Figure 5.13: Couple électromagnétique du GADA.

Cette augmentation de la demande de couple due à la puissance active de référence provoque une légère diminution de la vitesse mécanique du fait de l'absence de boucle d'asservissement de la vitesse (Figure 5.14).

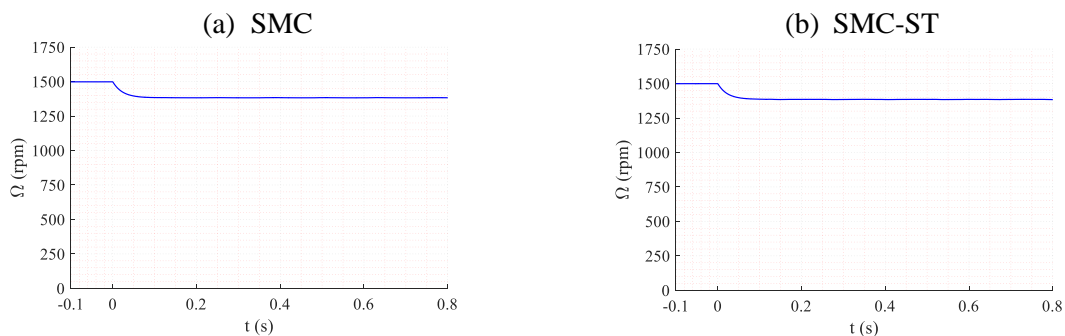


Figure 5.14: Vitesse mécanique du rotor.

La figure 5.15 illustre les tensions rotoriques nécessaires pour obtenir les références de puissance souhaitées, le pic de V_{qr} à l'instant $t=0s$ est dû à l'échelon instantané de la référence de puissance active. L'énorme chattering dans les sorties des contrôleurs SMC est dû à la fréquence élevée de la loi de contrôle discontinue, qui augmente les contraintes thermiques et mécanique sur le système.

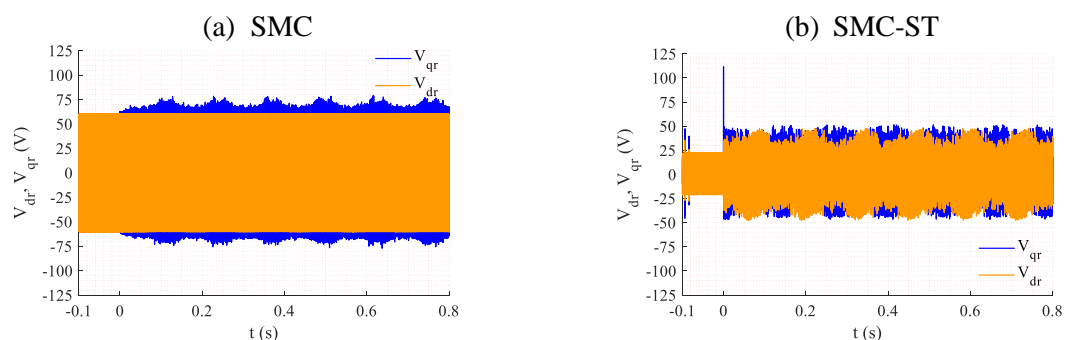


Figure 5.15: Tensions du rotor du GADA.

La stabilité de l'erreur de suivi des deux boucles de contrôle des courants autour de 0 permet juger de l'efficacité des performances des deux contrôleurs (Figure 5.16 et 5.17). Les erreurs et perturbations sont liées aux mesures des courants, des tensions, et principalement aux bruits de l'onduleur, ce qui affecte clairement la qualité de la puissance statorique.

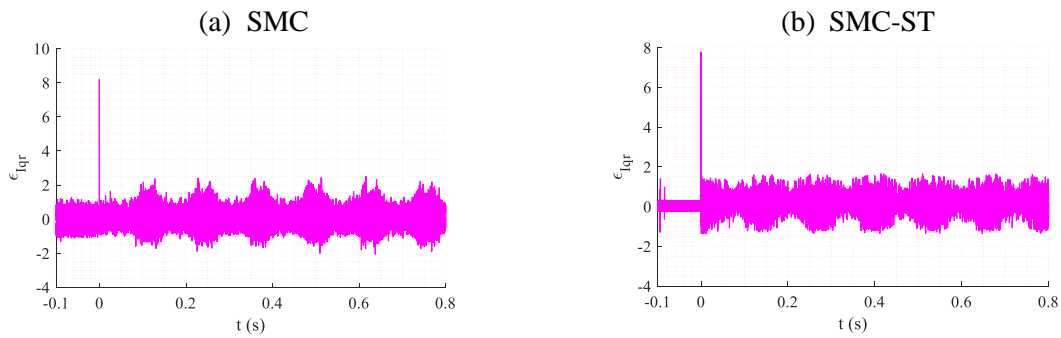


Figure 5.16: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .

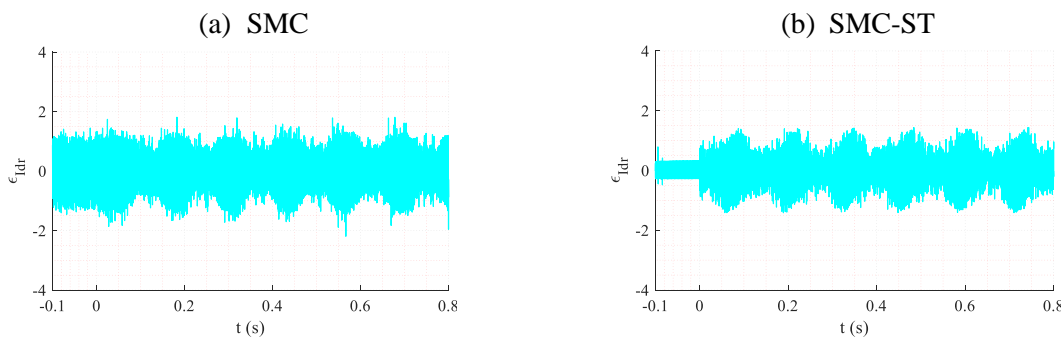


Figure 5.17: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

3.1.2 Contrôle de la puissance réactive du GADA à vitesse fixe

Afin de compenser la demande de puissance réactive du stator au réseau, on applique une référence ($Q_s^* = 0$ VAR) à $t=0s$. La puissance réactive estimée converge parfaitement vers sa référence en raison de la dynamique élevée des deux contrôleurs (Figure 5.18).

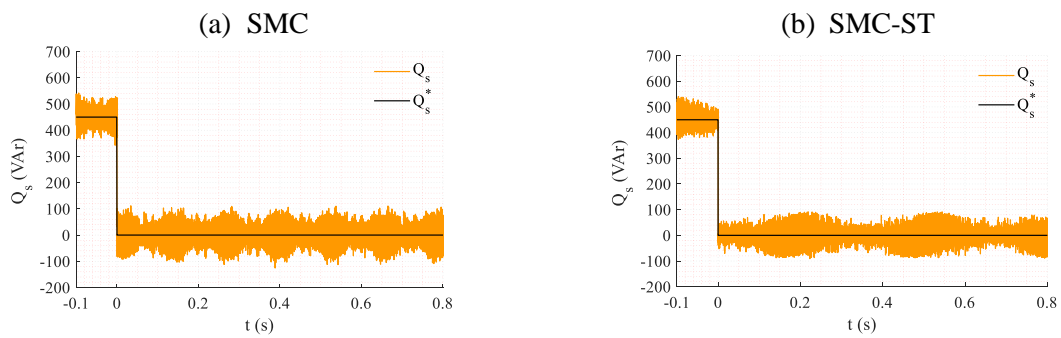


Figure 5.18: Puissance réactive du stator.

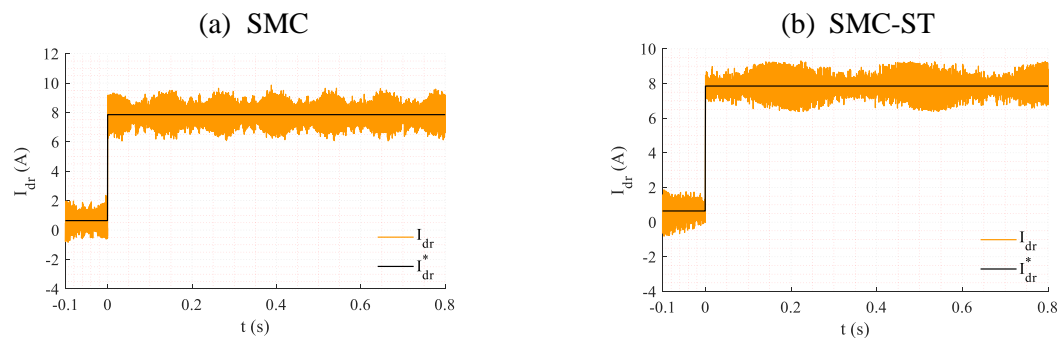


Figure 5.19: Courant direct du rotor.

La puissance active du stator est maintenue à sa référence à $-500W$ (Figure 5.20).

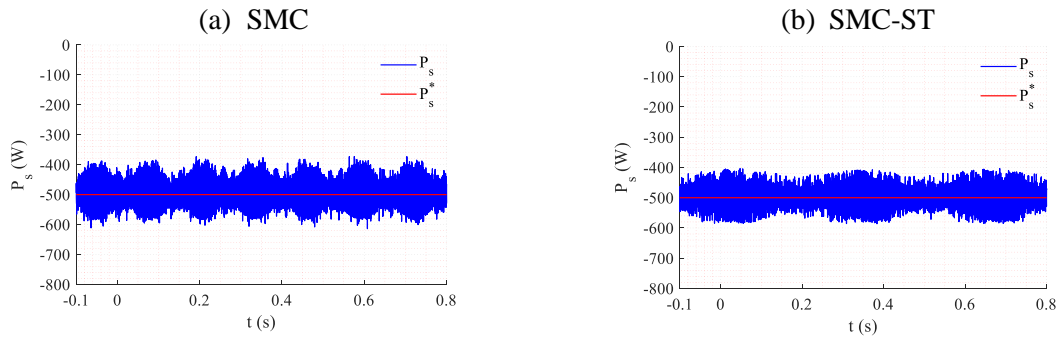


Figure 5.20: Puissance active du stator.

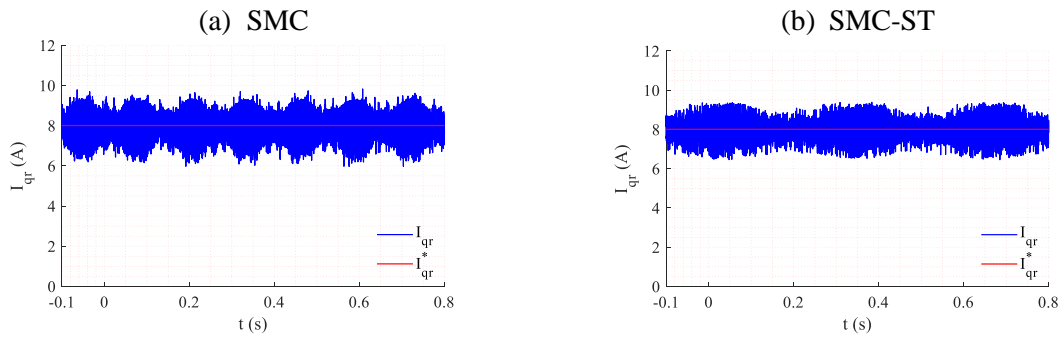


Figure 5.21: Courant en quadrature du rotor.

La puissance active et le couple électromagnétique restent constants sans être affectés par la variation de la puissance réactive du stator, en raison du modèle découplé (Figure 5.21 et 5.22). La vitesse mécanique du rotor n'est pas non plus perturbée (Figure 5.23).

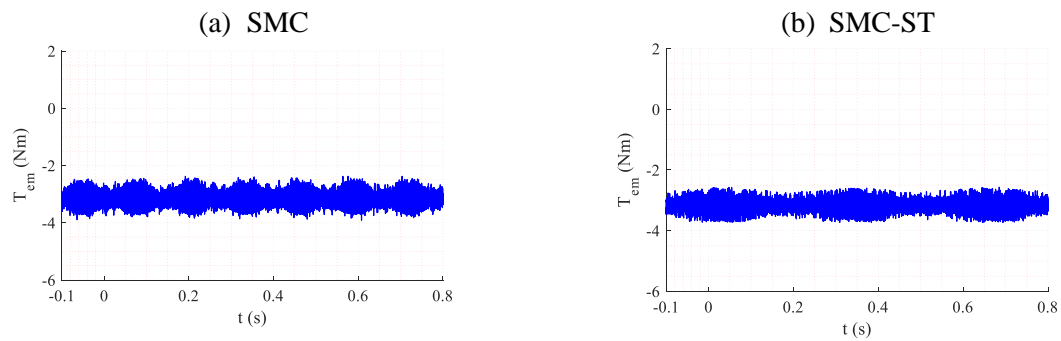


Figure 5.22: Couple électromagnétique du GADA.

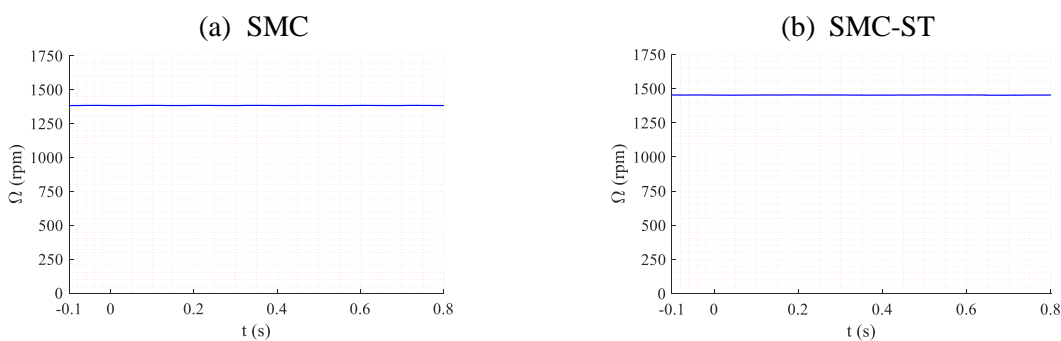


Figure 5.23: Vitesse mécanique du rotor.

Les variations de la tension du rotor en quadrature V_{qr} dépendent de la demande de puissance réactive, avec un appel lors de l'échelon. Les sorties des contrôleurs SMC sont toujours perturbées par le chattering (Figure 5.24).

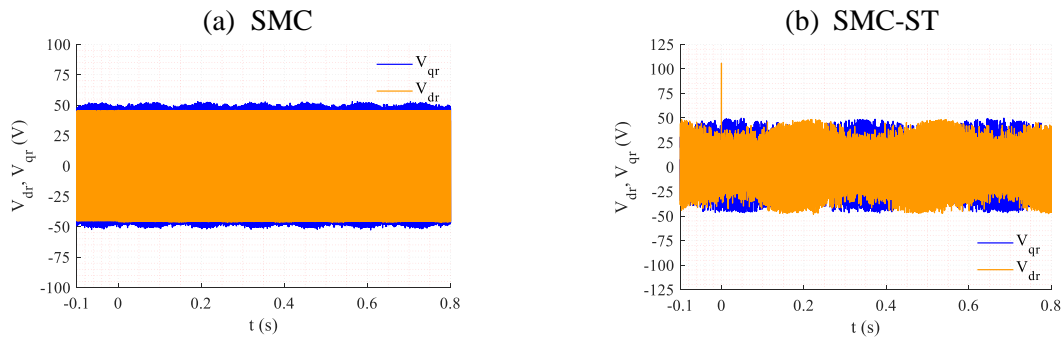
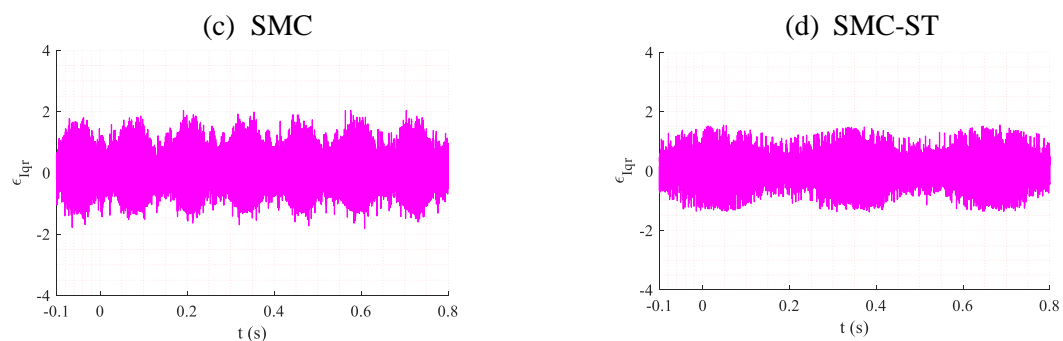
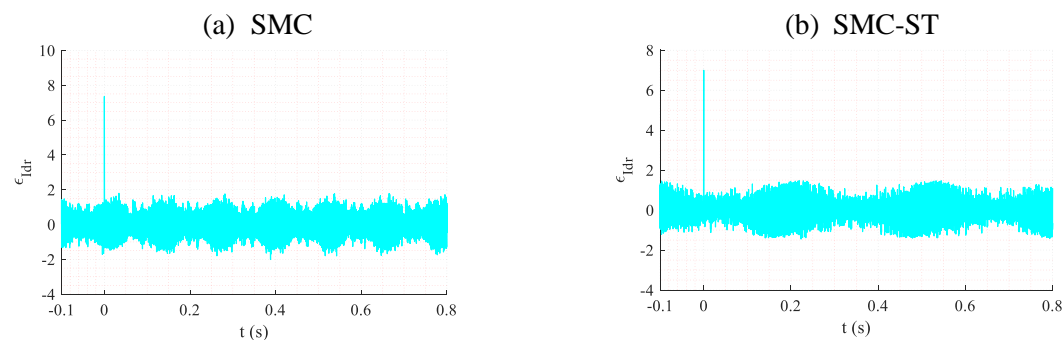


Figure 5.24: Tensions de rotor du GADA.

L'erreur de suivi des boucles de courant du rotor oscille autour de 0 avec une grande précision, tout comme le test précédent (Figure 5.25 et 5.26).

Figure 5.25: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .Figure 5.26: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

3.2 Contrôle du système éolien à vitesse variable par le mode glissant

Pour évaluer la fiabilité du modèle utilisé du système d'énergie éolienne et comparer les lois de contrôle non linéaire établies, nous testons avec un ensemble de simulation sous l'environnement MATLAB / Simulink, le contrôle direct de la puissance du GADA, ainsi que le contrôle de la vitesse basé sur le MPPT. Nous introduisons les mêmes références de profil des vitesses de vent que celles utilisées dans les tests du chapitre précédent, ces références permettent au système de fonctionner dans la zone 2 (BC), y compris les modes de fonctionnement du générateur.

3.2.1 Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone

Ce scénario implique une transition brutale d'un fonctionnement autour de la vitesse synchrone de 7,5m/s à un fonctionnement hypo-synchrone à 7m /s (Figure 5.27). Cela provoque une forte demande de couple suivie (Figure 5.28) d'une légère diminution de la vitesse mécanique (Figure 5.29), le système se stabilise à un fonctionnement optimal en régime permanent.

On remarque aussi que la réponse est plus rapide que dans le cas du régulateur PI (Figure 4.43 b).

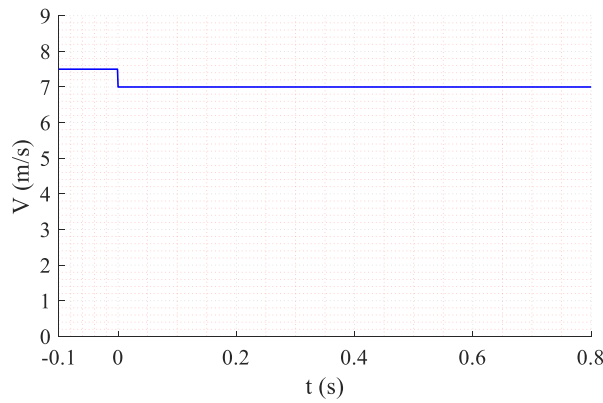


Figure 5.27: Profil de la vitesse du vent.

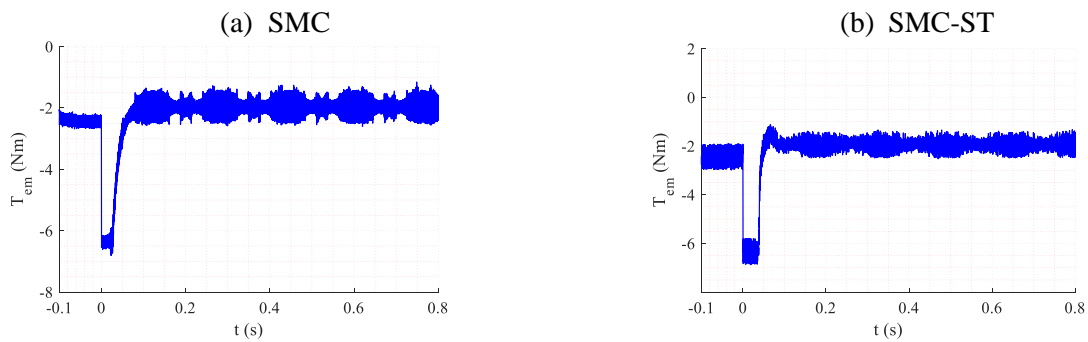


Figure 5.28: Couple électromagnétique du GADA.

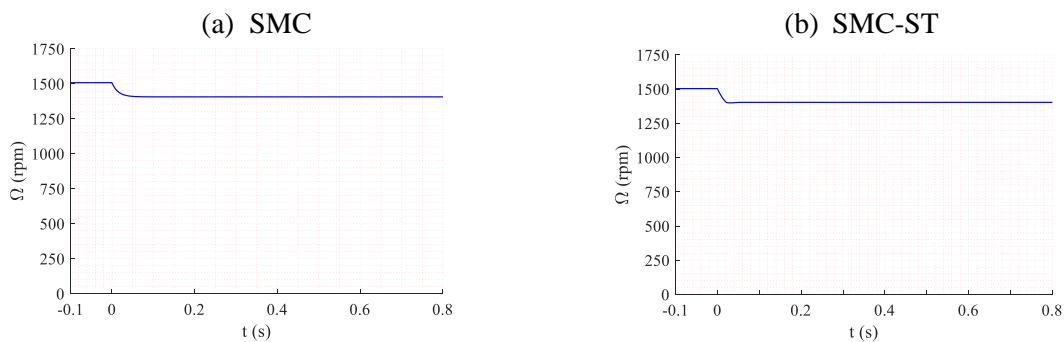


Figure 5.29: Vitesse mécanique du rotor.

Le contrôle de la vitesse est très satisfaisant pour les deux contrôleurs, le temps de réponse est rapide, tandis que la précision est excellente (Figure 5.30).

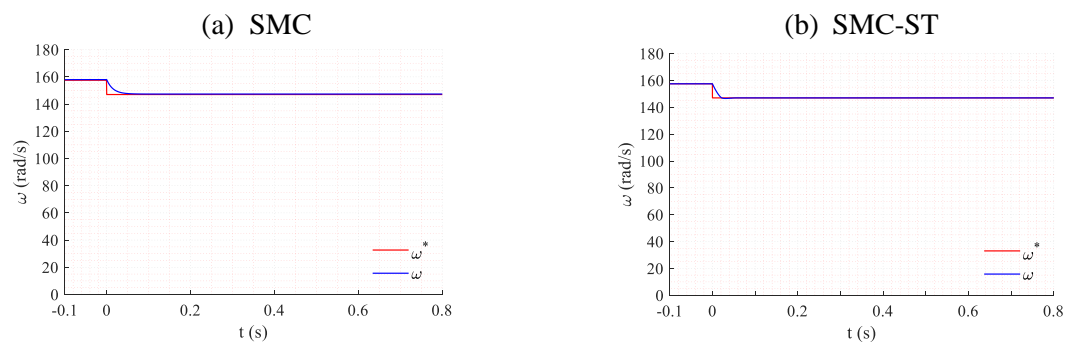


Figure 5.30: Contrôle de vitesse du rotor.

Le coefficient de puissance dépend principalement des caractéristiques et dimensions de l'éolienne. C'est la raison pour laquelle il est resté constant à sa valeur nominale pendant tous les essais (Figure 5.31), de même que le rapport de vitesse relative (Figure 5.32).

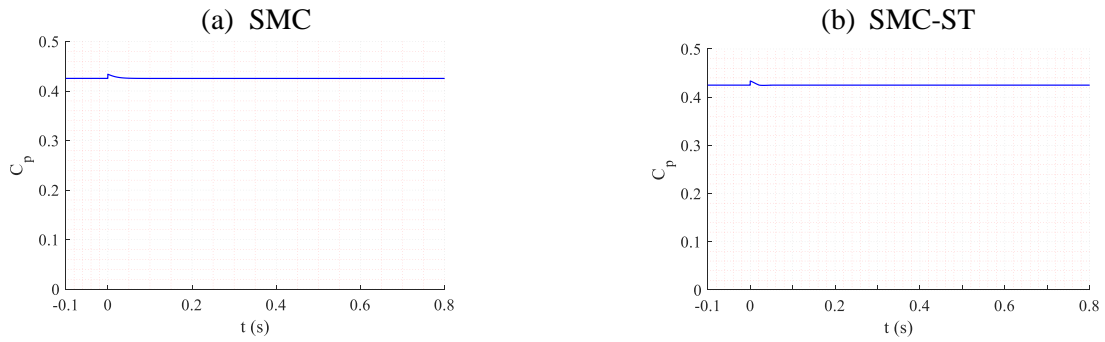


Figure 5.31: Coefficient de puissance.

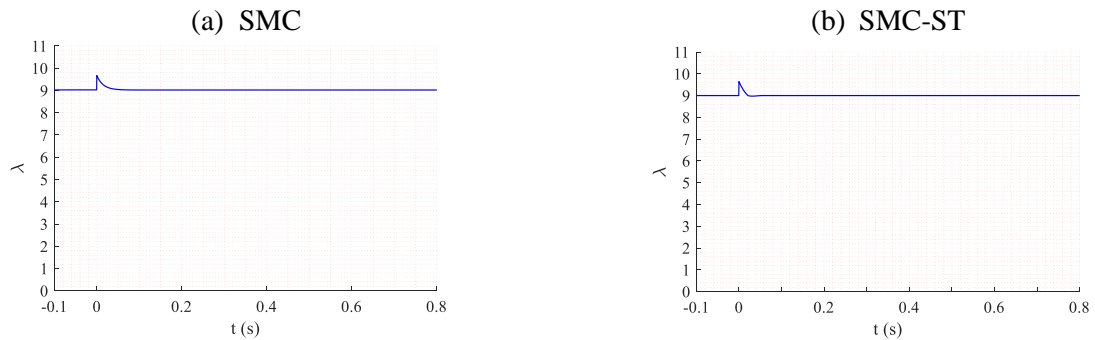


Figure 5.32: Rapport de vitesse relative de la turbine.

L'approche SMC donne de bonnes performances vis-à-vis de la poursuite de la consigne sans dépassement remarquable et un temps de réponse très faible pour la boucle de contrôle du courant de la MCC (Figure 5.33). La régulation de courant semble moins affectée par la fréquence de commutation élevée de la sortie discontinue des régulateurs SMC, ce qui donne un chattering amoindri sur le courant. Cela est plutôt dû à la constante de temps de l'armature de la MCC qui est plus importante et donc plus filtrante que celles du GADA. On observe par ailleurs le même phénomène dans le cas des régulateurs linéaires du chapitre précédent.

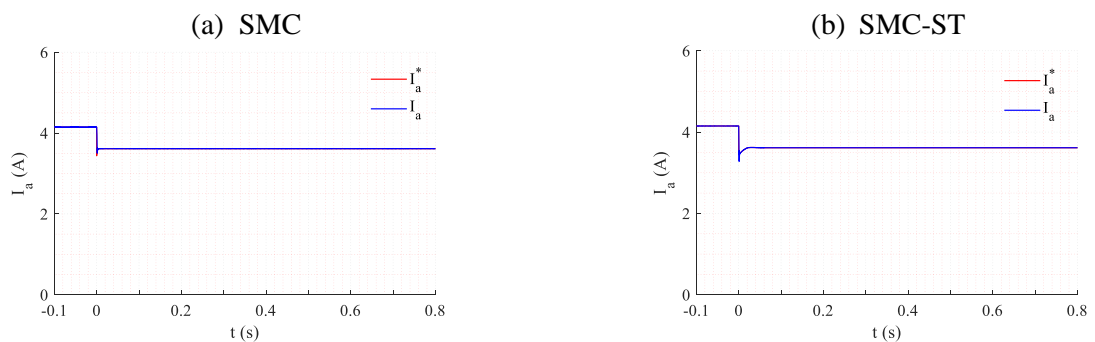


Figure 5.33: Courant d'armature du MCC.

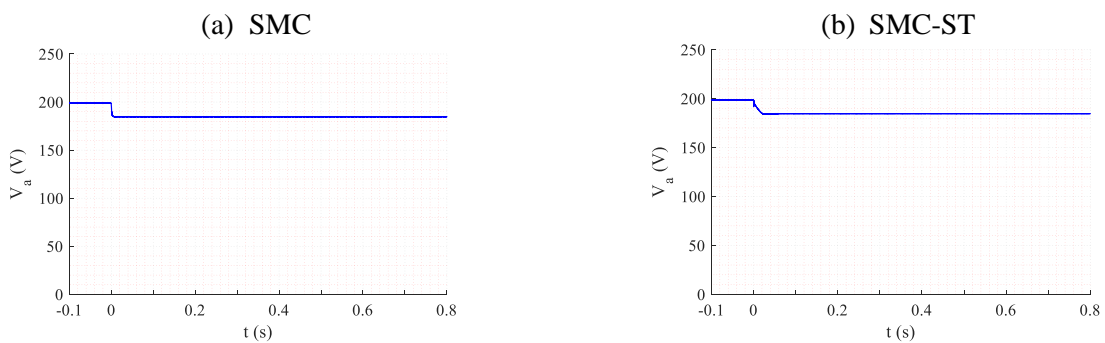


Figure 5.34: Tension d'armature du MCC.

Les comportements de réponse des boucles de contrôle de puissance sont les mêmes (Figure 5.35), ainsi, les bruits sur les courants et les puissances estimés sont du même taux relatif (Figure 5.36).

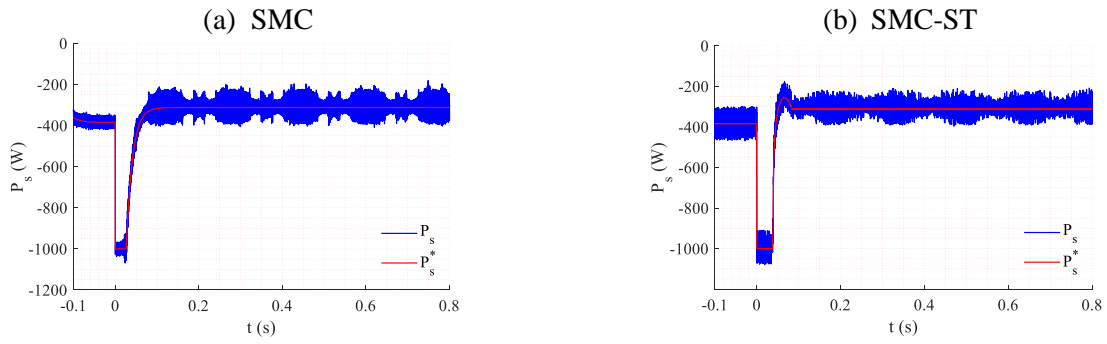


Figure 5.35: Puissance active du stator.

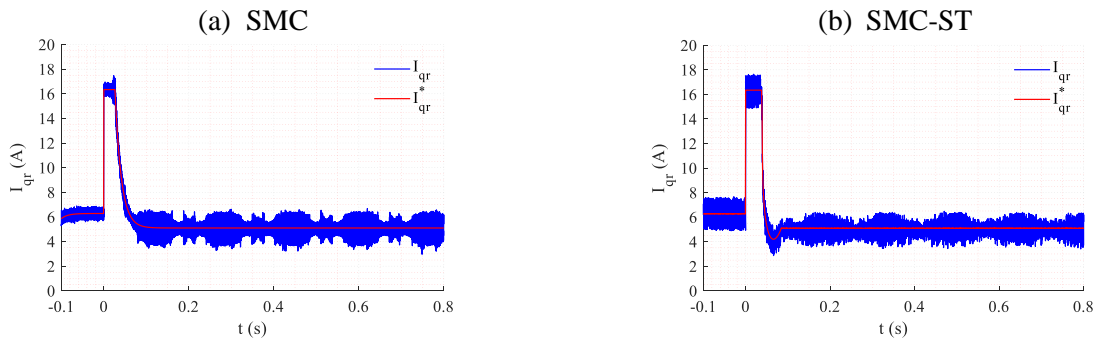


Figure 5.36: Courant en quadrature du rotor.

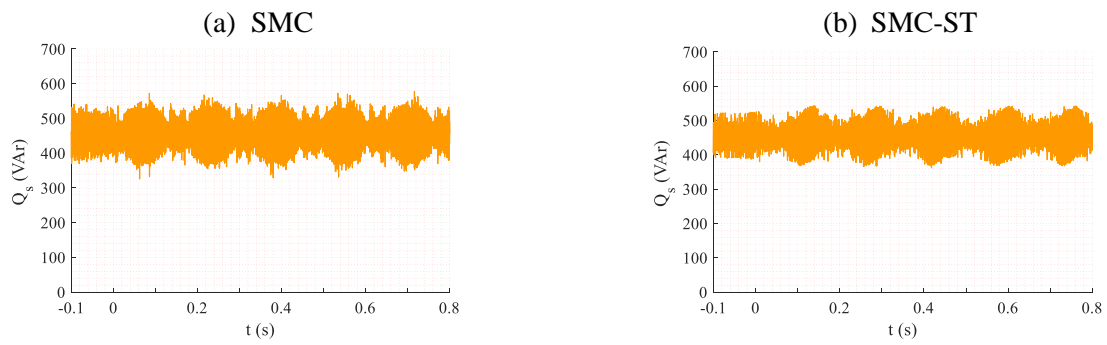


Figure 5.37: Puissance réactive du stator.

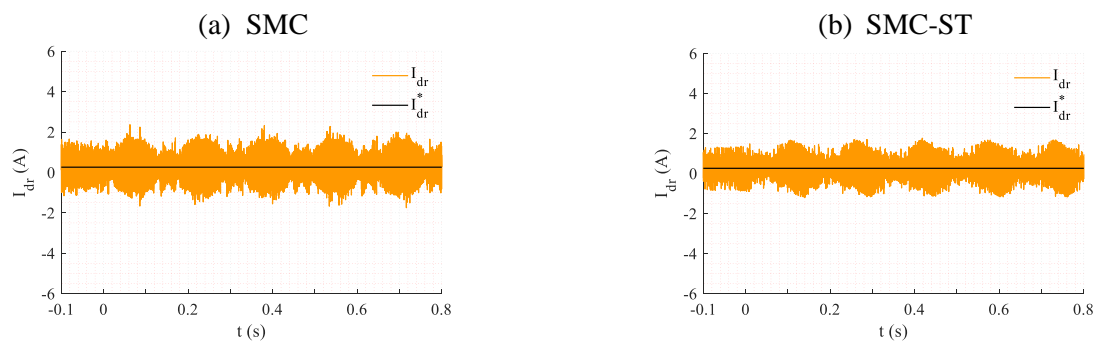


Figure 5.38: Courant en quadrature du rotor.

Les tensions de référence du SMC-ST oscillent avec une fréquence plus réduite que dans le cas du SMC (Figure 5.39).

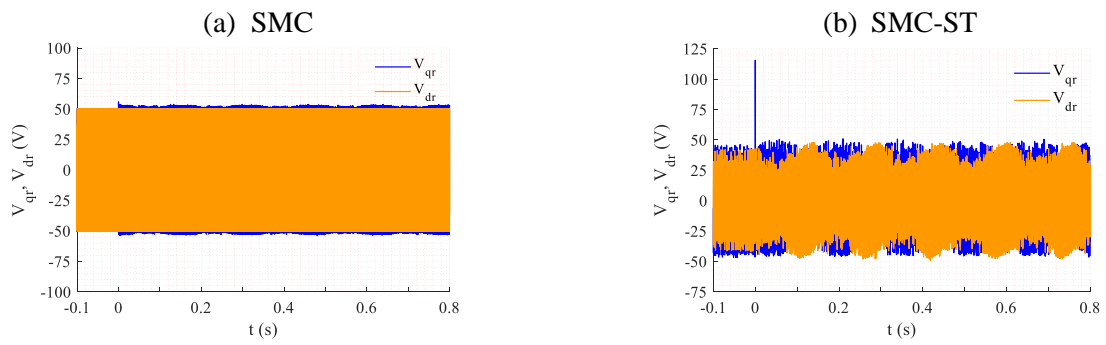


Figure 5.39: Tensions de rotor du GADA.

L'erreur de suivi pour les deux approches montre une grande efficacité avec un pic remarquable au moment de l'échelon sur le vent qui correspond à l'échelon sur I_{qr}^*

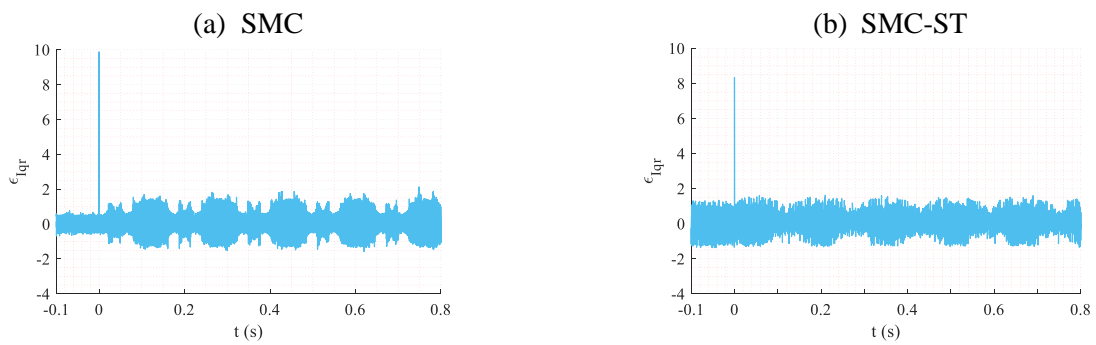


Figure 5.40: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .

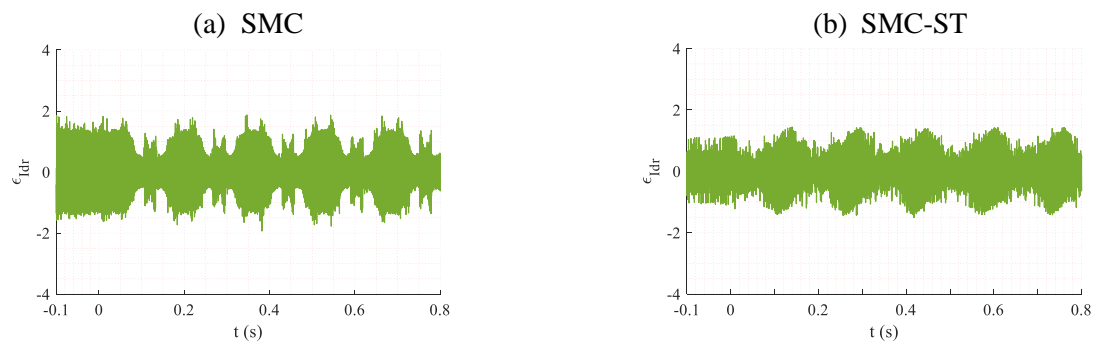


Figure 5.41: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

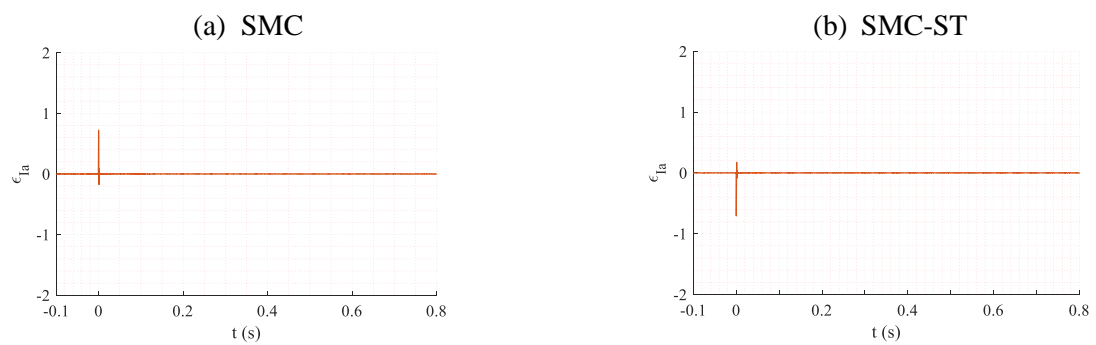


Figure 5.42: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a .

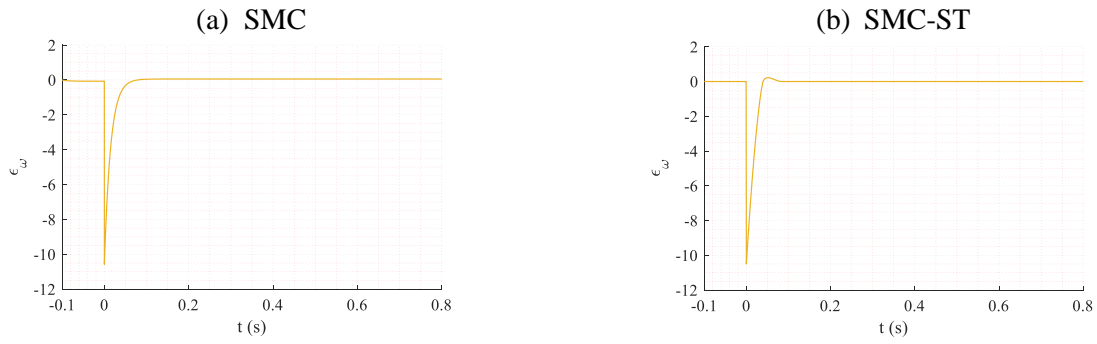


Figure 5.43: L'erreur de suivi de vitesse ω .

3.2.2 Contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone

Le changement du mode de fonctionnement actuel du système de conversion de l'énergie éolienne n'a aucun effet sur la robustesse du système en régime permanent, ainsi que sur les boucles de contrôle du courant et de la vitesse.

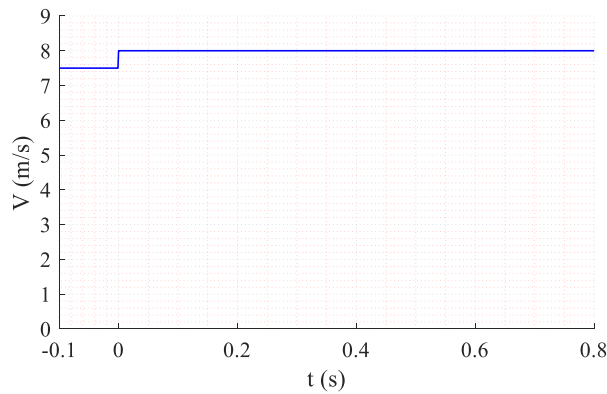


Figure 5.44: Profil de la vitesse du vent.

L'augmentation du couple électromagnétique (Figure 5.45) suivie de l'augmentation de la vitesse mécanique (Figure 5.46) grâce à la boucle de contrôle MPPT basée sur les stratégies SMC (Figure 5.47).

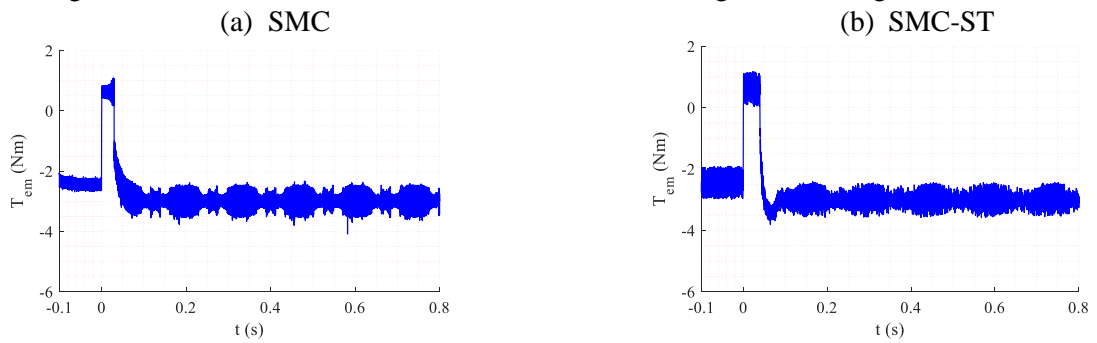


Figure 5.45: Couple électromagnétique du GADA.

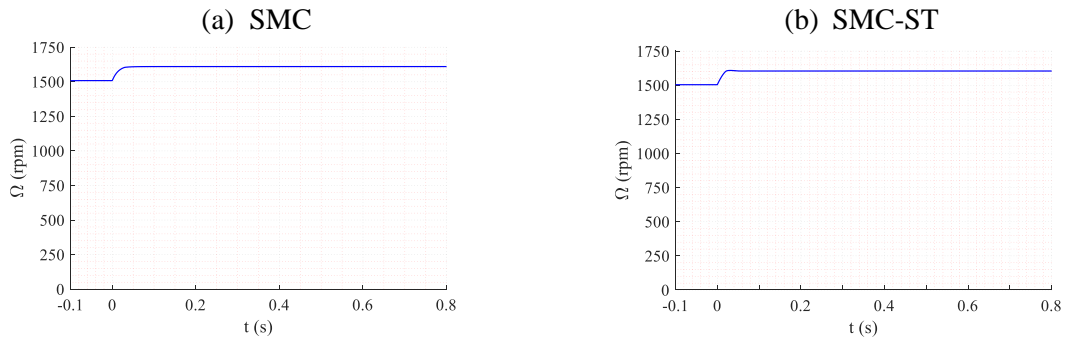


Figure 5.46: Vitesse mécanique du rotor.

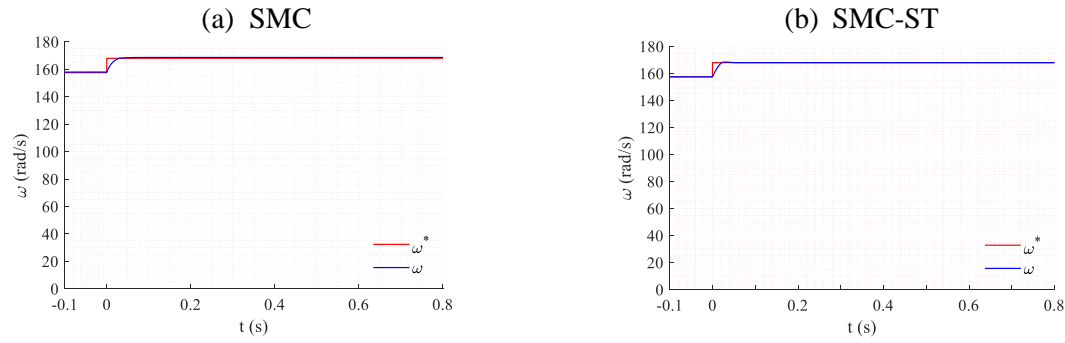


Figure 5.47: Contrôle de vitesse du rotor.

Le coefficient de puissance ainsi que le rapport de vitesse relative continuent à se stabiliser comme précédemment (Figure 5.48).

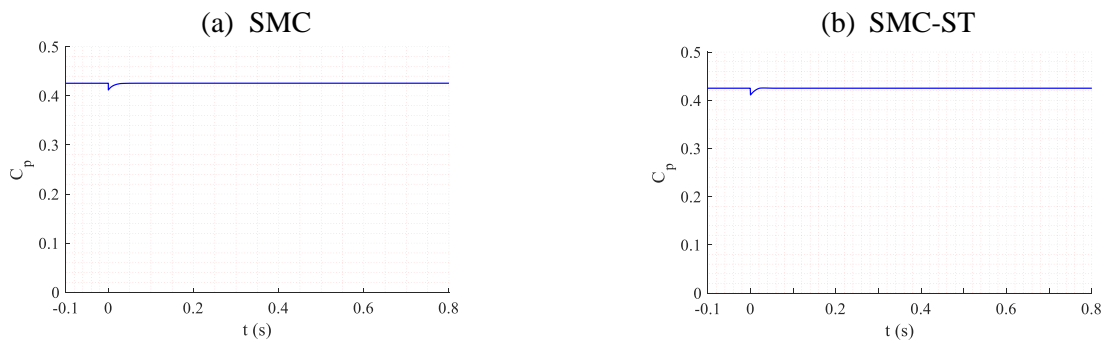


Figure 5.48: Coefficient de puissance.

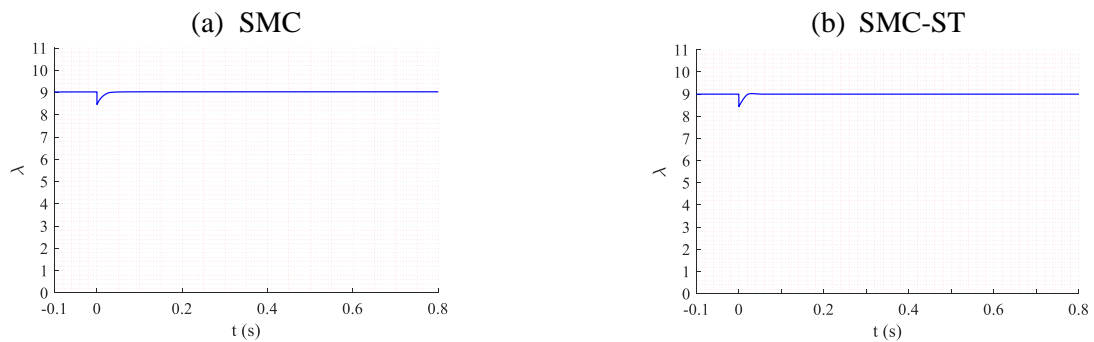


Figure 5.49: Rapport de vitesse relative de la turbine.

Le courant d'induit augmente en conséquence (Figure 5.50), en raison de l'augmentation de la demande en couple requise par l'émulateur (Figure 5.51).

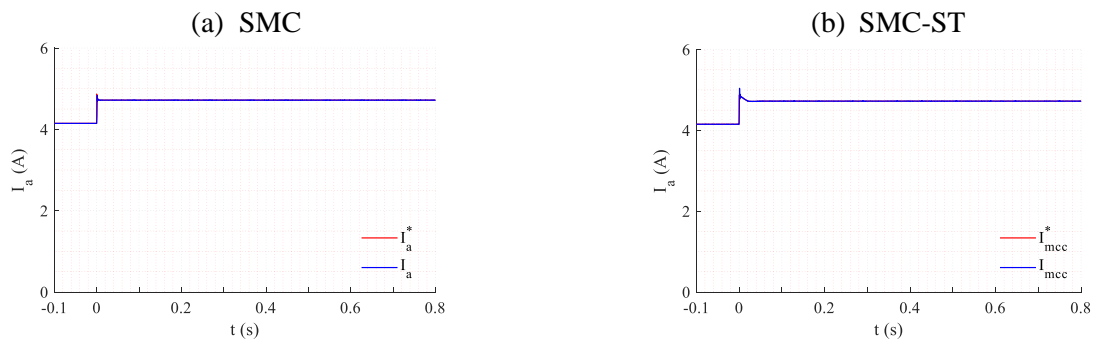


Figure 5.50: Courant d'armature du MCC.

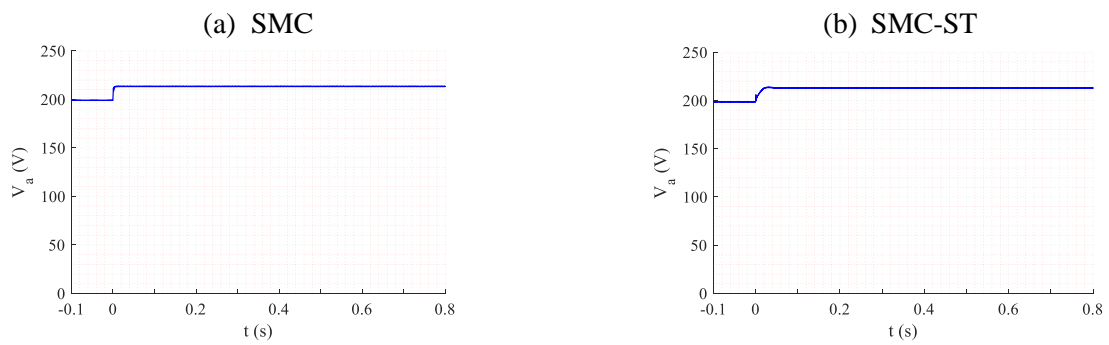


Figure 5.51: Tension d'armature du MCC.

Les comportements des boucles de contrôle de la puissance des deux contrôleurs sont assez similaires (Figure 5.52 et 5.53), la seule différence réside dans la partie discontinue de la loi de contrôle, cette dernière peut être notée clairement dans les sorties des contrôleurs.

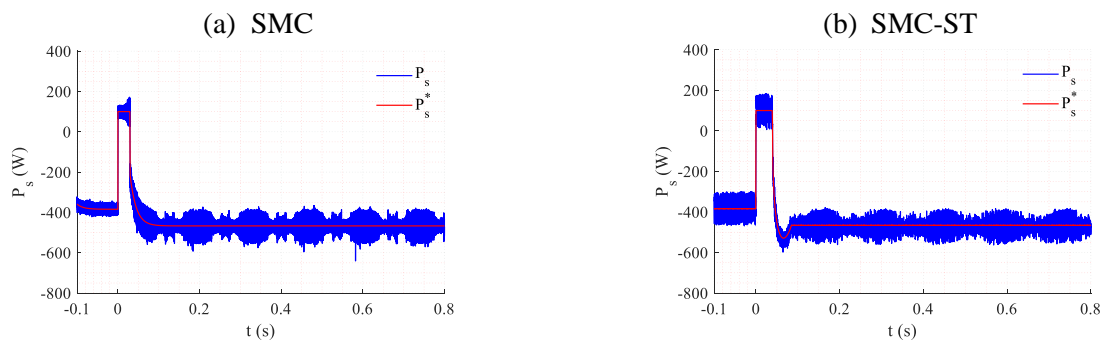


Figure 5.52: Puissance active du stator.

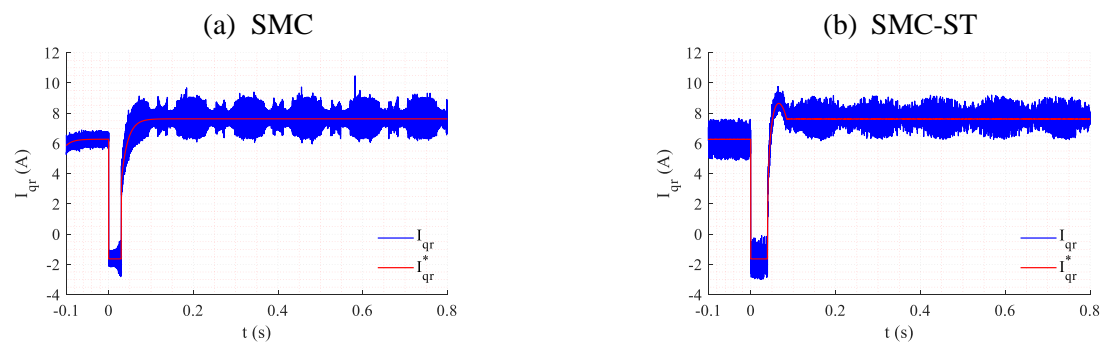


Figure 5.53: Courant en quadrature du rotor.

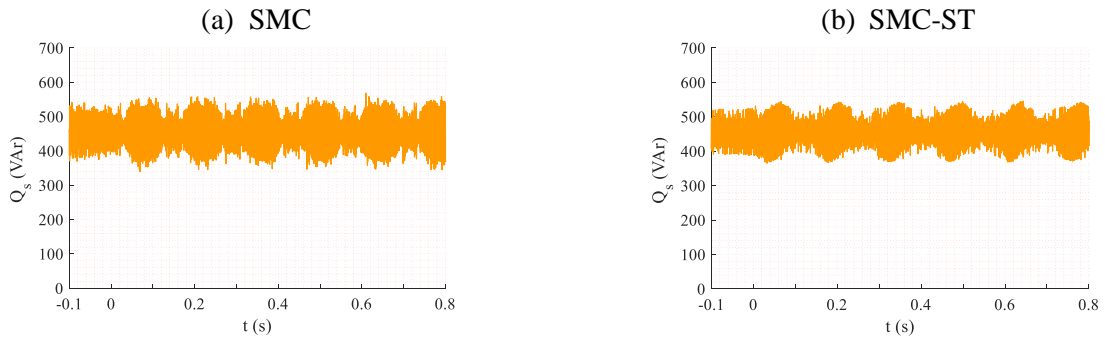


Figure 5.54. Puissance réactive du stator.

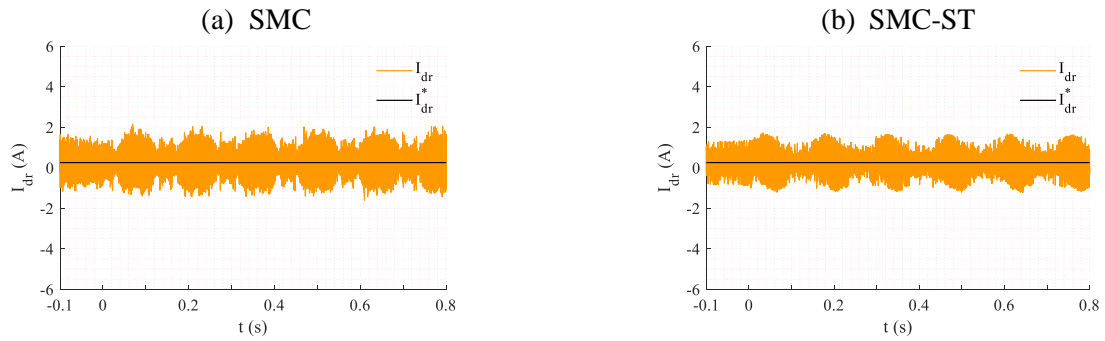


Figure 5.55: Courant en quadrature du rotor.

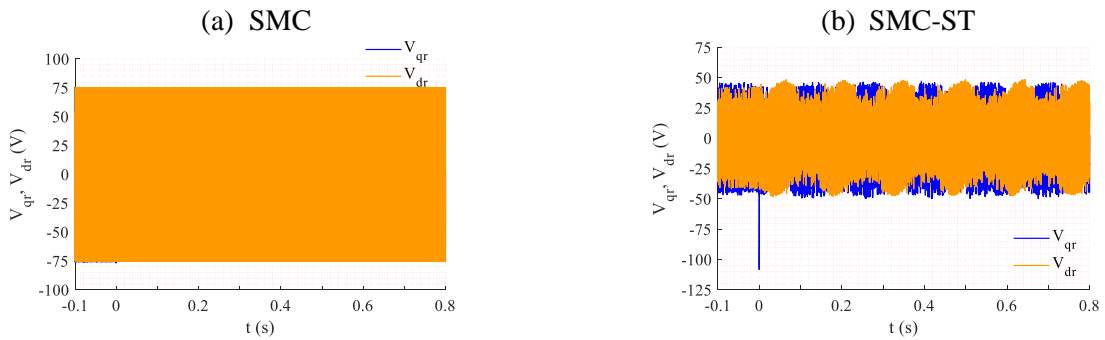


Figure 5.56: Tensions de rotor du GADA.

Toutes les erreurs de suivi dans ce test se stabilisent autour de zéro en régime permanent.

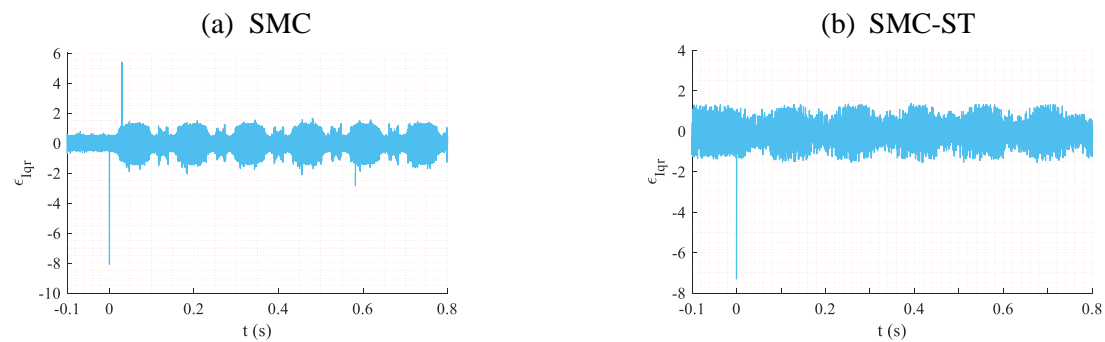


Figure 5.57: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .

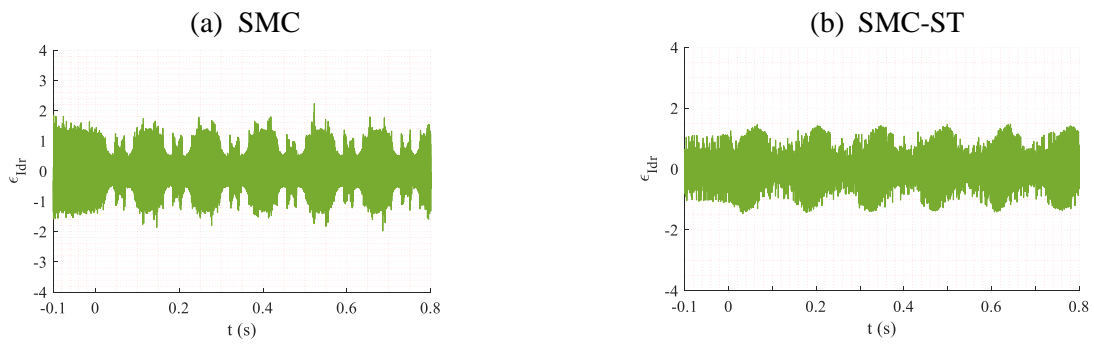


Figure 5.58: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

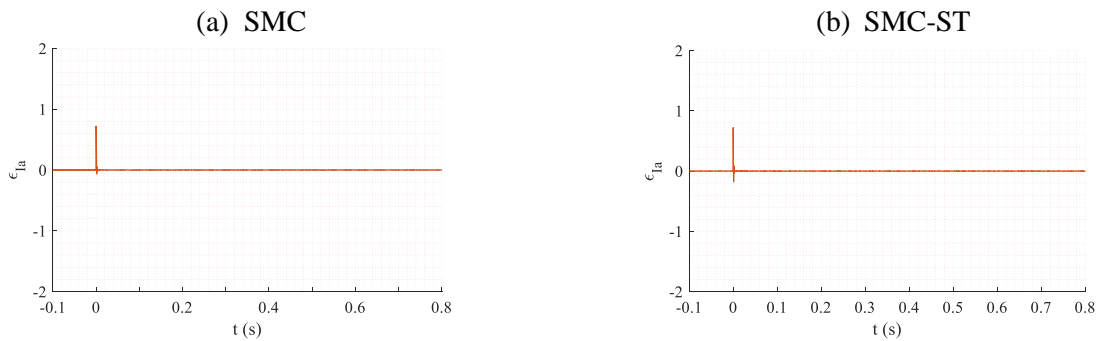


Figure 5.59: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a .

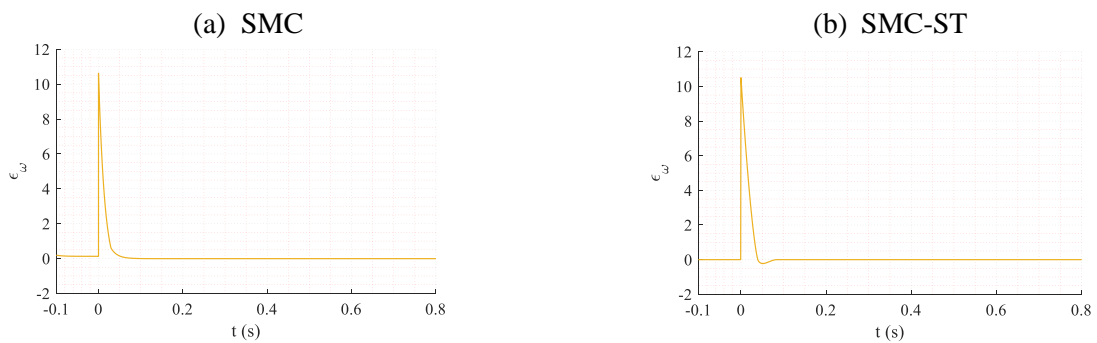


Figure 5.60: L'erreur de suivi de vitesse ω .

3.2.3 Contrôle du système éolien sous un profil de vent réel

L'utilisation d'une approximation des perturbations de la vitesse du vent qui fournit une transition aléatoire entre les modes de fonctionnement de l'éolienne, permet d'analyser l'utilité des lois de contrôle non linéaires dans ce type de systèmes (Figure 5.61). On reprend le même profil de vent que celui utilisé pour les régulateurs linéaires.

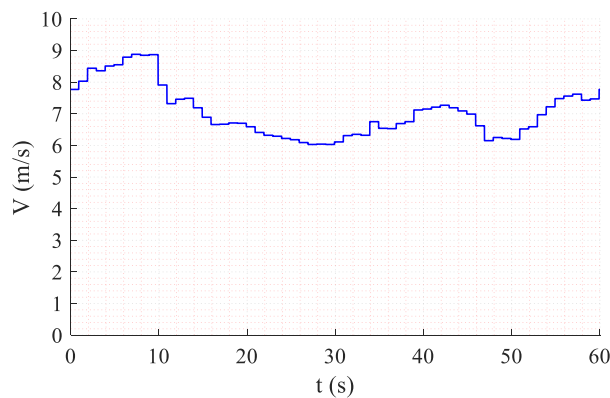


Figure 5.61: Profil de la vitesse du vent.

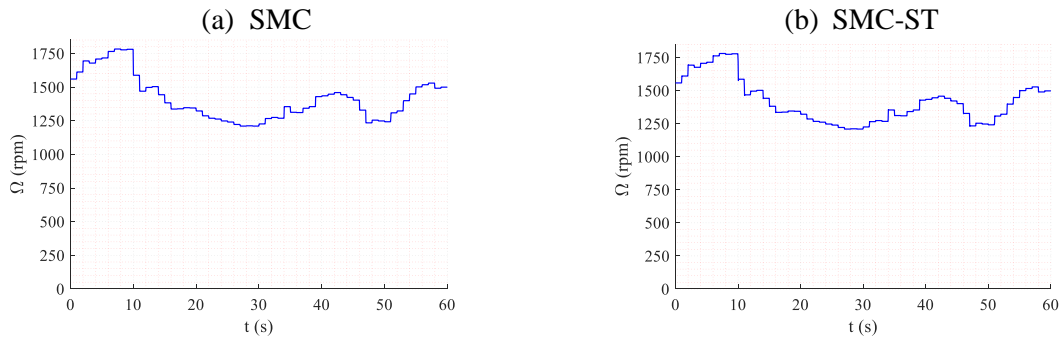


Figure 5.62: Vitesse mécanique du rotor.

Un bon suivi de la vitesse de référence est obtenu par les deux stratégies de contrôle (Figure 5.63), à l'exception d'une légère disparité lors de l'augmentation ou de la diminution de la vitesse. Ceci donne un autre avantage aux contrôleurs non linéaires.

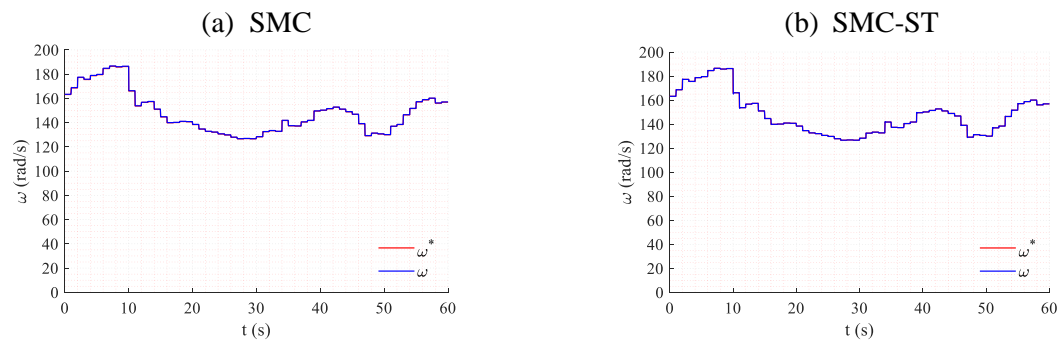


Figure 5.63: Contrôle de vitesse du rotor.

Le coefficient de puissance est maintenu autour de sa valeur maximale ($C_{pmax} = 0.42$) par les deux types de contrôleurs malgré les variations du vent (Figure 5.64). Ce coefficient est légèrement affecté lorsque l'éolienne fait face à des rafales de vent. Il en est de même pour le rapport de vitesses relative, ce dernier restant stable dans sa valeur optimale (Figure 5.65).

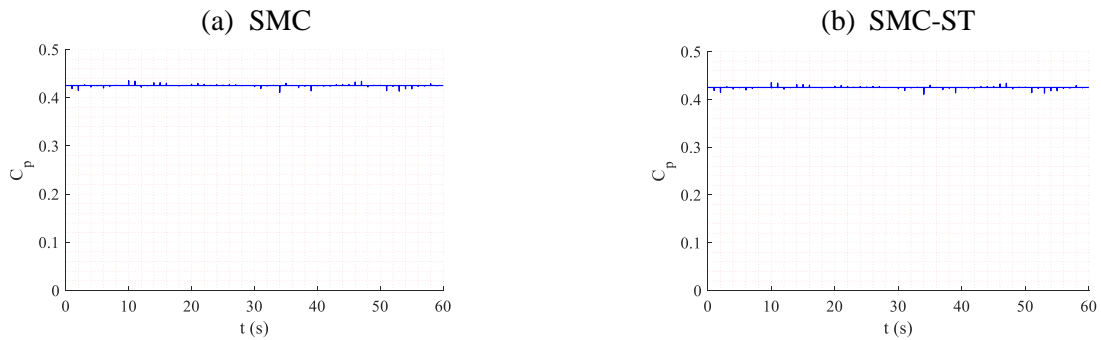


Figure 5.64: Coefficient de puissance.

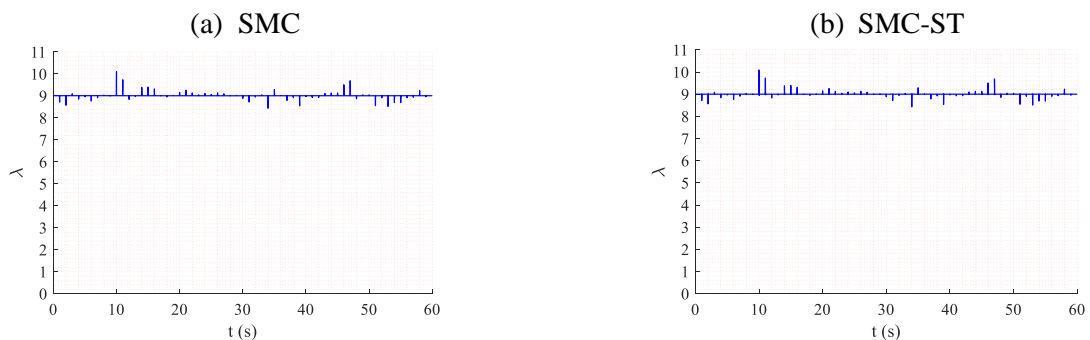


Figure 5.65: Rapport de vitesse relative de la turbine.

Le courant et la tension du moteur à courant continu ne sont pas influencés par les fluctuations rapides du vent (Figure 5.68), contrairement au générateur électrique. Nous notons le même comportement du système qu'au chapitre 4, lors de l'entrée en limitation de la tension du MCC à 220V et donc le décrochage du courant.

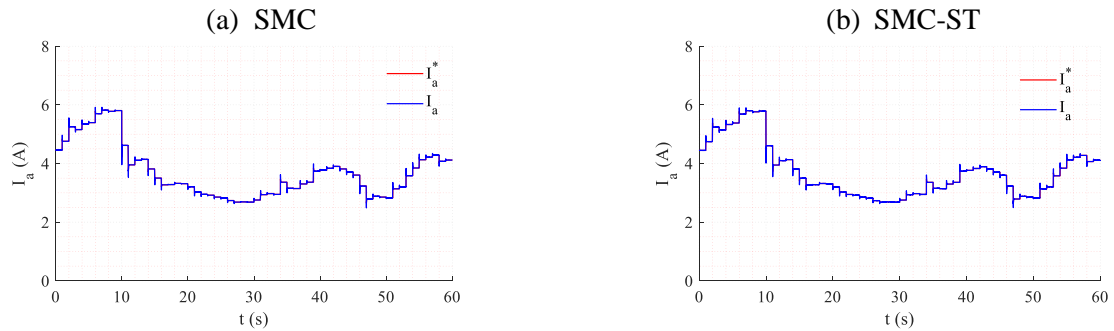


Figure 5.66: Courant d'armature du MCC.

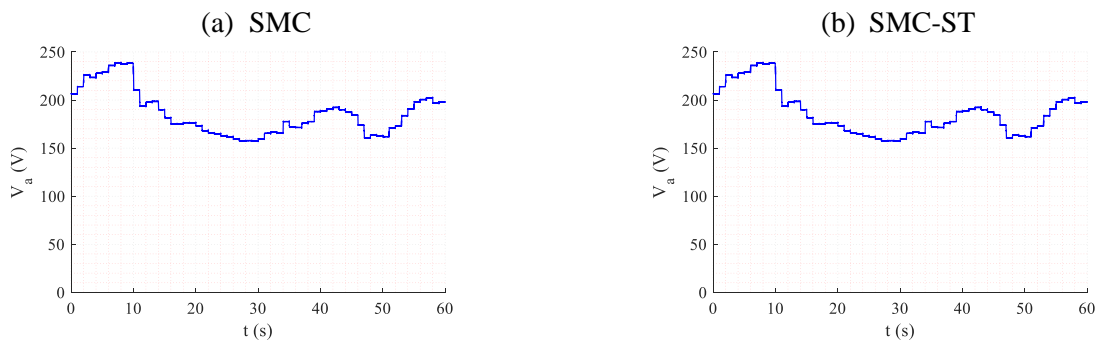


Figure 5.67: Tension d'armature du MCC.

Comme dans la loi du contrôle par PI du chapitre précédent, les changements sur le vent à chaque seconde engendrent une brusque variation sur le courant de référence I_{qr}^* afin de réguler la vitesse. La qualité de la puissance et du courant s'en ressentent (Figure 5.68 et 5.69). Dans le cas des régulateurs non-linéaires, ce phénomène est amplifié. La régulation est bien assurée malgré tout.

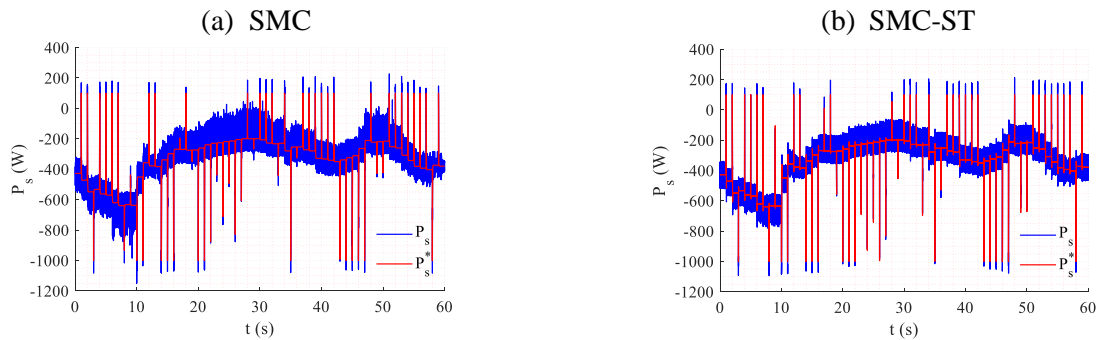


Figure 5.68: Puissance active du stator.

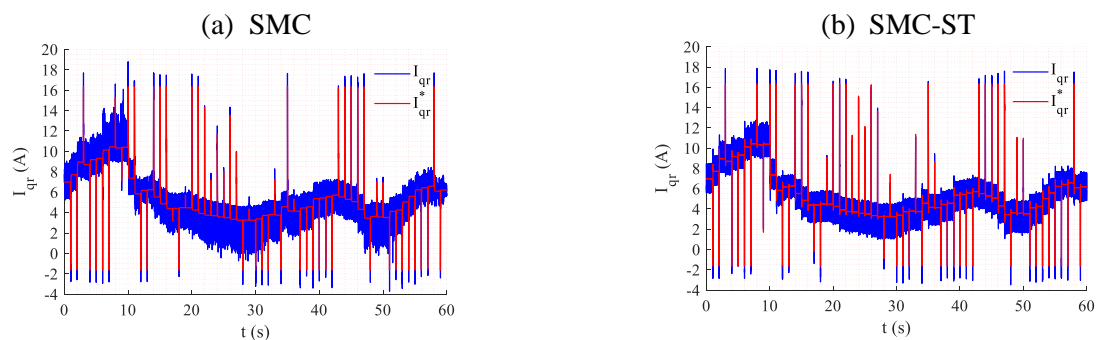


Figure 5.69: Courant en quadrature du rotor.

Le couple électromagnétique est l'image fidèle du courant I_{qr} (Figure 5.70).

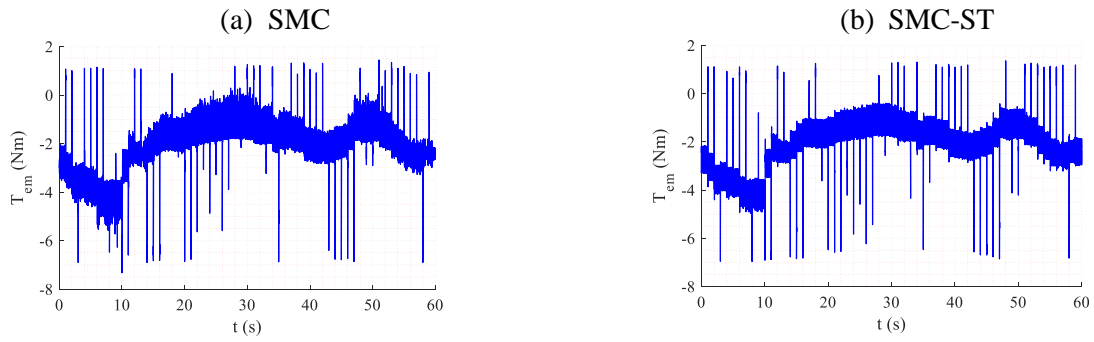


Figure 5.70: Couple électromagnétique du GADA.

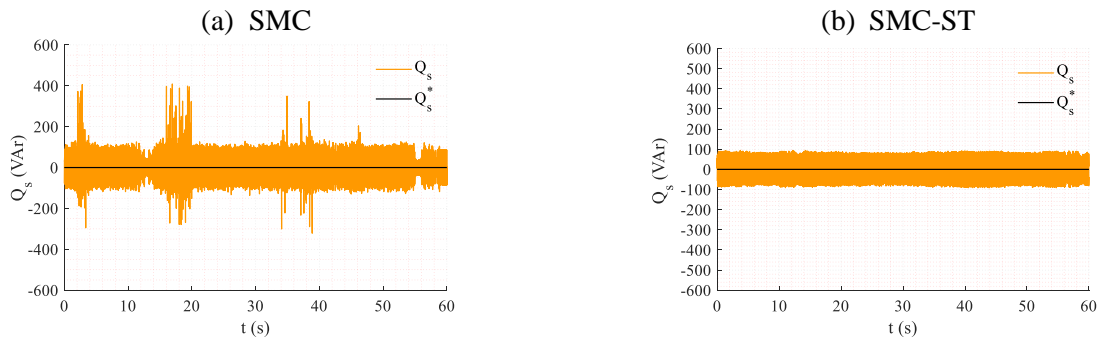


Figure 5.71: Puissance réactive du stator.

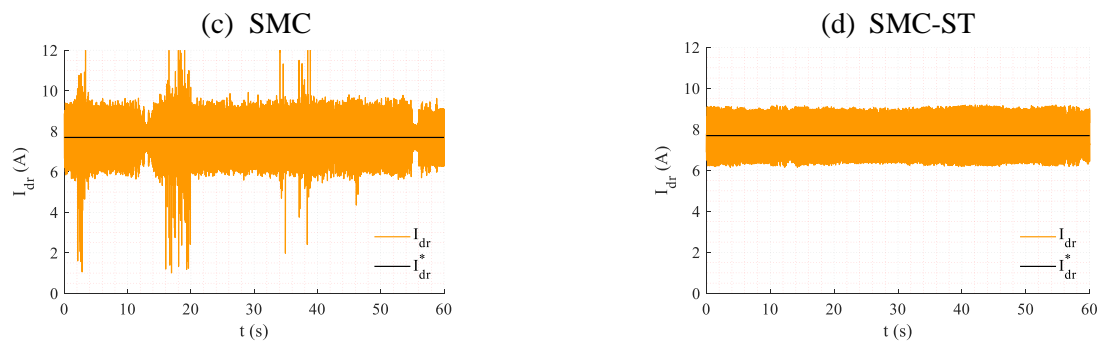


Figure 5.72: Courant en quadrature du rotor.

La largeur de bande des tensions SMC dépend principalement des gains du contrôleur SMC. La sortie du contrôleur ST présente moins de variations (Figure 5.73).

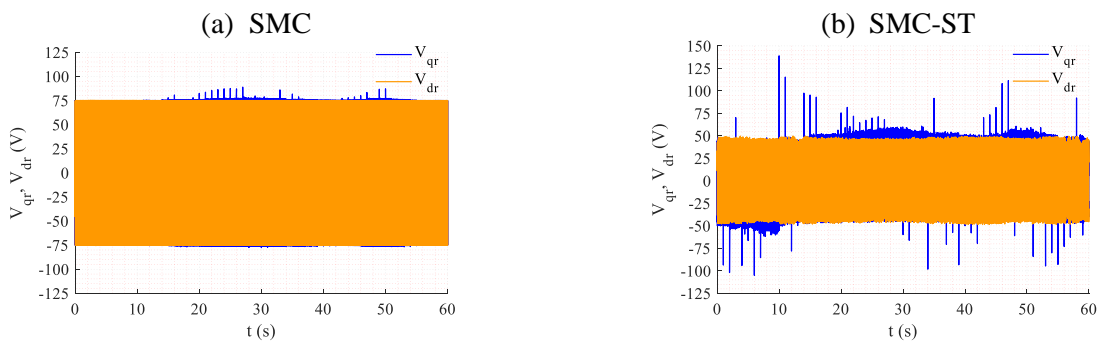


Figure 5.73: Tensions de rotor du GADA.

Les contrôleurs arrivent à réguler correctement. Néanmoins, les fluctuations et fortes sollicitations peuvent conduire à un déséquilibre du dispositif.

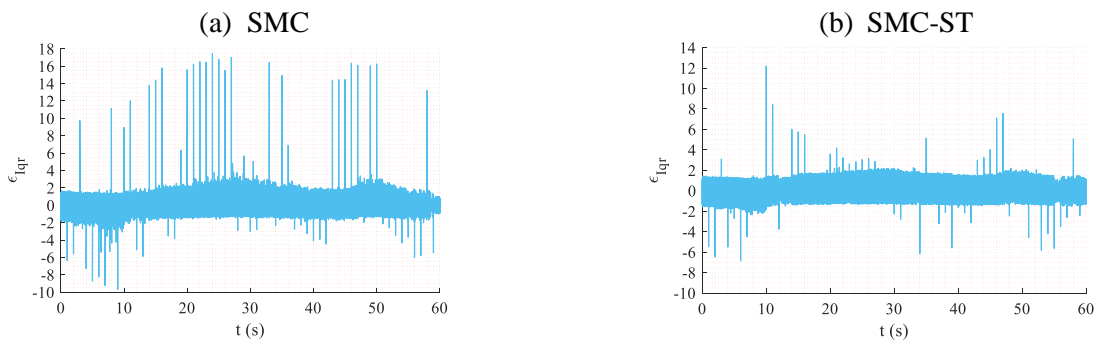


Figure 5.74: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{qr} .

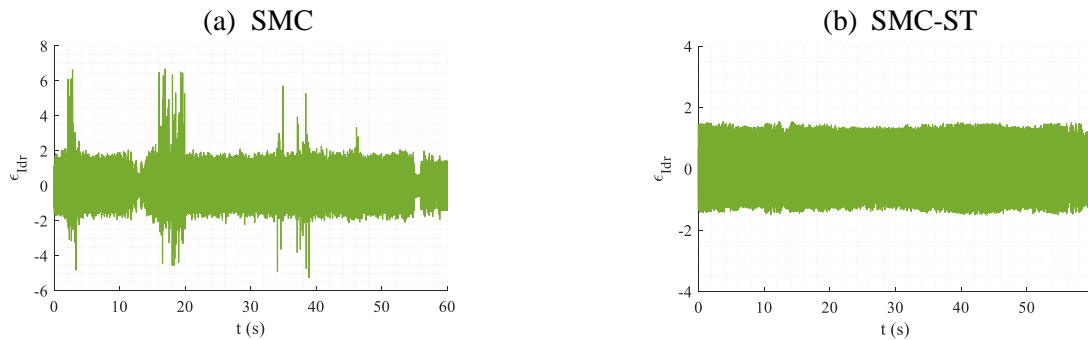


Figure 5.75: L'erreur de suivi du trajet de courant I_{dr} .

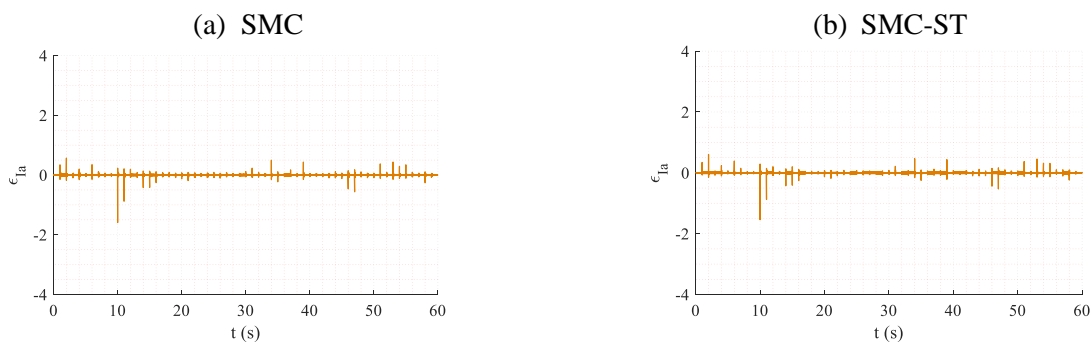


Figure 5.76: L'erreur de suivi du trajet de courant I_a .

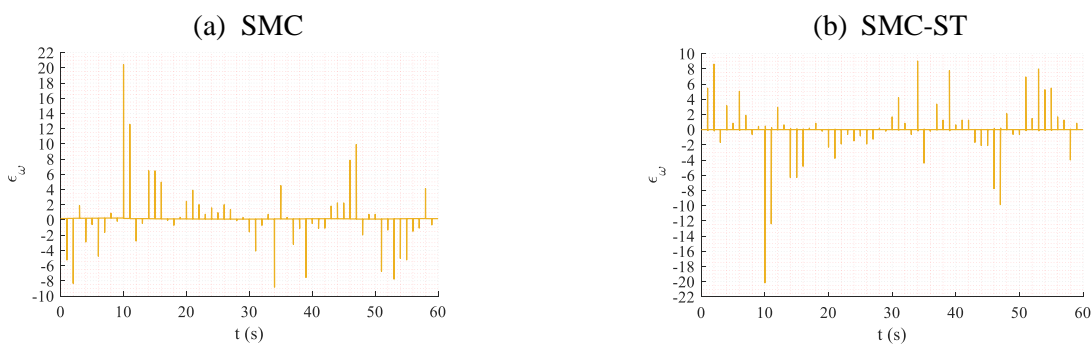


Figure 5.77: L'erreur de suivi du trajet de vitesse ω .

4 Analyse des indices de performances

Les performances de la commande du système peuvent être évaluée quantitativement à l'aide d'indices de performance, tels que l'intégrale de la valeur absolue de l'erreur (Integral Absolute Error IAE) et l'intégrale de la valeur carrée de l'erreur (Integral Square Error ISE) [37]. Ces indices sont utilisés dans le but de quantifier la dynamique de l'erreur entre la consigne et la sortie du système [38].

4.1 Indice IAE (Integral Absolute Error)

Ce critère pénalise les erreurs positives et négatives qui se produisent dans le système [4].

$$IAE = \int_0^t |e(t)| dt \quad (5.46)$$

Avec :

$$e(t) = y(t)^* - y(t) \quad (5.48)$$

4.2 Indice ISE (Integral Square Error)

Ce critère mesure l'augmentation de l'erreur dans le système sur une période donnée. Il peut être exprimé par la formulation mathématique suivante :

$$ISE = \int_0^t (e(t))^2 dt \quad (5.47)$$

Le tableau 5.1 et 5.2 montre les valeurs de l'IAE et de l'ISE obtenues par des résultats de simulation. Chacune d'entre elles représente une norme différente de l'erreur de sortie variant dans le temps qui converge vers zéro si la commande est stable. Les indices IAE et ISE montrent que les contrôleurs PI et SMC permettent une bonne convergence. En général, la comparaison statistique donne l'avantage à l'approche de SMC Supertwisting en termes de stabilité. En ce qui concerne les valeurs des indices SMC, elles sont supérieures à la normale par rapport aux autres contrôleurs. Cela suggère qu'ils peuvent créer des problèmes de stabilité du système pendant les tests expérimentaux.

Tableau 5.1: Critères de performances pour le contrôle du GADA à vitesse fixe.

(a) Critères de performances pour le contrôle de la puissance active P_s du GADA à vitesse fixe				(b) Critères de performances pour le contrôle de la puissance active Q_s du GADA à vitesse fixe			
		IAE	ISE			IAE	ISE
PI	$\varepsilon_{I_{qr}}$	0.443	1.631	PI	$\varepsilon_{I_{qr}}$	0.423	2.087
	$\varepsilon_{I_{dr}}$	0.445	0.859		$\varepsilon_{I_{dr}}$	0.498	1.003
SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	2.526	30.160	SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	2.629	33.810
	$\varepsilon_{I_{dr}}$	2.569	31.450		$\varepsilon_{I_{dr}}$	2.607	33.590
ST-SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	0.970	7.617	ST-SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	1.028	9.339
	$\varepsilon_{I_{dr}}$	0.760	5.377		$\varepsilon_{I_{dr}}$	0.842	6.146

Tableau 5.2: Critères de performances pour le contrôle du système éolien à vitesse variable.

(a) Critères de performances pour le contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hypo-synchrone				(b) Critères de performances pour le contrôle du système éolien à vitesse variable en régime hyper-synchrone				(c) Critères de performances pour le contrôle du système éolien sous un profil de vent réel			
		IAE	ISE			IAE	ISE			IAE	ISE
PI	$\varepsilon_{I_{qr}}$	0.439	1.131	PI	$\varepsilon_{I_{qr}}$	0.526	1.787	PI	$\varepsilon_{I_{qr}}$	17.620	35.280
	$\varepsilon_{I_{dr}}$	0.466	0.856		$\varepsilon_{I_{dr}}$	0.479	0.862		$\varepsilon_{I_{dr}}$	19.600	37.28
	$\varepsilon_{I_{mcc}}$	0.010	0.002		$\varepsilon_{I_{mcc}}$	0.010	0.002		$\varepsilon_{I_{mcc}}$	4.788	3.485
	$\varepsilon_{I_{\omega}}$	4.353	233.300		$\varepsilon_{I_{\omega}}$	4.488	233.1		$\varepsilon_{I_{\omega}}$	6.878	123.500
SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	2.156	26.91	SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	2.195	27.910	SMC	$\varepsilon_{I_{qr}}$	128.600	1722
	$\varepsilon_{I_{dr}}$	2.265	29.800		$\varepsilon_{I_{dr}}$	2.219	28.410		$\varepsilon_{I_{dr}}$	129.500	1713
	$\varepsilon_{I_{mcc}}$	0.012	0.014		$\varepsilon_{I_{mcc}}$	0.012	0.0138		$\varepsilon_{I_{mcc}}$	24.820	108.800
	$\varepsilon_{I_{\omega}}$	2.756	184.6		$\varepsilon_{I_{\omega}}$	2.881	184.5		$\varepsilon_{I_{\omega}}$	9.697	17.340
ST	$\varepsilon_{I_{qr}}$	1.941	22.550	ST	$\varepsilon_{I_{qr}}$	1.943	22.650	ST	$\varepsilon_{I_{qr}}$	45.530	221.100
	$\varepsilon_{I_{dr}}$	1.165	7.534		$\varepsilon_{I_{dr}}$	1.168	7.534		$\varepsilon_{I_{dr}}$	40.960	307.800
	$\varepsilon_{I_{mcc}}$	92.10^{-5}	28.10^{-5}		$\varepsilon_{I_{mcc}}$	10.10^{-4}	29.10^{-5}		$\varepsilon_{I_{mcc}}$	22.750	88.860
	$\varepsilon_{I_{\omega}}$	6.736	590.600		$\varepsilon_{I_{\omega}}$	6.736	590.600		$\varepsilon_{I_{\omega}}$	8.543	651.100

5 Conclusion

Dans ce chapitre, une étude comparative est menée pour réaliser le contrôle direct de la puissance du GADA. Des lois de contrôle non linéaires sont appliquées sur les boucles de courant du rotor et la boucle de la vitesse pour gérer la puissance du stator à travers l'onduleur côté machine. La comparaison entre les résultats de la régulation PI et ceux de la commande par mode glissant montre une grande ressemblance basée sur le

comportement dynamique. Cependant, la régulation par mode glissant présente deux avantages principaux, à savoir la robustesse et la facilité de l'implémentation numérique de la loi de contrôle. L'algorithme Supertwisting présente plus d'avantages, à savoir la robustesse et la facilité d'implémentation numérique de la loi de contrôle, ajoutez à cela la réduction efficace du chattering et l'indépendance totale des gains du contrôleur aux paramètres internes et externes de la machine.

Les résultats de la simulation montrent que l'algorithme de contrôle développé par mode glissant d'ordre supérieur Supertwisting permet d'obtenir un bon découplage, un ajustement de la puissance efficace, et un suivi des valeurs de référence imposées.

Au vu des résultats des tableaux 5.1 et 5.2, il apparaît un net avantage pour les régulateurs traditionnels PI par rapport aux régulateurs non linéaires Supertwisting et encore plus par rapport au SMC.

Nous avons essayé d'implanter le SMC expérimentalement mais il a engendré de suite une instabilité que nous n'avons pas pu régler même en changeant profondément les gains.

Dans ce chapitre, une étude comparative est menée pour réaliser le contrôle direct de la puissance du GADA. Des lois de contrôle non linéaires sont appliquées sur les boucles de courant du rotor et la boucle de la vitesse pour gérer la puissance du stator à travers l'onduleur côté machine.

L'efficacité et l'applicabilité des contrôleurs proposés ont été évaluées par des simulations. La commande par mode glissant d'ordre 1 présente deux avantages principaux, à savoir la bonne précision du suivi ainsi que la facilité de l'implémentation numérique de l'algorithme de contrôle. Néanmoins, le chattering reste le grand désavantage de cette technique qui peut présenter des limitations physiques pour la réalisation expérimentale en temps réel.

L'algorithme Supertwisting présente plus d'avantages, à savoir la robustesse et la facilité d'implémentation numérique de la loi de contrôle, ajoutez à cela la réduction efficace du chattering et l'indépendance totale des gains du contrôleur aux variations paramétriques de la machine. Les résultats de la simulation montrent que l'algorithme de contrôle développé par mode glissant d'ordre supérieur Supertwisting permet d'obtenir un bon découplage, un ajustement de la puissance efficace, et un suivi des valeurs de référence imposées.

Nous avons essayé d'implanter le SMC expérimentalement mais il a engendré de suite une instabilité que nous n'avons pas pu régler même en changeant profondément les gains.

6 Bibliographie

- [1] Mechter, A., Kemih, K., and Ghanes, M. "Sliding Mode Control of a Wind Turbine with Exponential Reaching Law." *Acta Polytechnica Hungarica*, Vol. 12, No. 03, 2015. <https://doi.org/10.12700/APH.12.3.2015.3.10>.
- [2] Amer, M., Miloudi, A., and Lakdja, F. "Optimal DTC Control Strategy of DFIG Using Variable Gain PI and Hysteresis Controllers Adjusted by PSO Algorithm." *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 64, No. 1, 2019, pp. 74–86. <https://doi.org/10.3311/PPee.14237>.
- [3] Saihi, L., Berbaoui, B., Glaoui, H., Djilali, L., and Abdeldjalil, S. "Robust Sliding Mode H_∞ Controller of DFIG Based on Variable Speed Wind Energy Conversion System." *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 64, No. 1, 2019, pp. 53–63. <https://doi.org/10.3311/PPee.14490>.
- [4] Horch, M. Contribution à l'observation et La Commande Non Linéaire d'actionneur Électrique Asynchrone sans Capteur Mécanique. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [5] Liu, X. Contribution to Adaptive Sliding Mode, Fault Tolerant Control and Control Allocation of Wind Turbine System. Thèse Doctorat. Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, Belfort-Montbéliard, France, 2016.
- [6] Dendouga, A. "A Comparative Study Between the PI and SM Controllers Used by Nonlinear Control of Induction Motor Fed by SVM Matrix Converter." *IETE Journal of Research*, 2020, pp. 1–11. <https://doi.org/10.1080/03772063.2020.1743781>.
- [7] Horch, M., Boumediène, A., and Baghli, L. "Sensorless High-Order Sliding Modes Vector Control for Induction Motor Drive with a New Adaptive Speed Observer Using Super-Twisting Strategy." *International Journal of Computer Applications in Technology*, Vol. 60, No. 2, 2019, p. 144. <https://doi.org/10.1504/IJCAT.2019.100131>.
- [8] Loucif, M. Synthèse de Lois de Commande Non Linéaires Pour Le Contrôle d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation Dédiée à Un Système Aérogénérateur. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2016.
- [9] Beltran, B. Contribution à La Commande Robuste Des Éoliennes à Base de Génératrices Asynchrones Double Alimentation : Du Mode Glissant Classique Au Mode Glissant d'ordre Supérieur. Thèse Doctorat. UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE, Brest, France, 2010.

- [10] Shehata, E. G. "Sliding Mode Direct Power Control of RSC for DFIGs Driven by Variable Speed Wind Turbines." *Alexandria Engineering Journal*, Vol. 54, No. 4, 2015, pp. 1067–1075. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2015.06.006>.
- [11] Xavier, N., and Bandyopadhyay, B. "Practical Sliding Mode Using State Depended Intermittent Control." *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, Vol. 68, No. 1, 2021, pp. 341–345. <https://doi.org/10.1109/TCSII.2020.2987980>.
- [12] Aalborg University, Gui, Y., Xu, Q., Nanyang Technological University, Blaabjerg, F., Aalborg University, Gong, H., and Aalborg University. "Sliding Mode Control With Grid Voltage Modulated DPC for Voltage Source Inverters Under Distorted Grid Voltage." *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, Vol. 4, No. 3, 2019, pp. 244–254. <https://doi.org/10.24295/CPSSTPEA.2019.00023>.
- [13] Djilali, L., Sanchez, E. N., and Belkheiri, M. "First and High Order Sliding Mode Control of a DFIG-Based Wind Turbine." *Electric Power Components and Systems*, Vol. 48, Nos. 1–2, 2020, pp. 105–116. <https://doi.org/10.1080/15325008.2020.1758836>.
- [14] Guennoun, I. *Commandes Non Linéaires Robustes de Systèmes Éoliens*. Thèse Doctorat. Université de Tlemcen, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [15] Junejo, A. K., Xu, W., Mu, C., Ismail, M. M., and Liu, Y. "Adaptive Speed Control of PMSM Drive System Based a New Sliding-Mode Reaching Law." *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 35, No. 11, 2020, pp. 12110–12121. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2020.2986893>.
- [16] Zouggar, E. O., Chaouch, S., Abdeslam, D. O., and Abdelhamid, A. L. "Sliding Control with Fuzzy Type-2 Controller of Wind Energy System Based on Doubly Fed Induction Generator." *Instrumentation Mesure Métrologie*, Vol. 18, No. 2, 2019, pp. 137–146. <https://doi.org/10.18280/i2m.180207>.
- [17] Noussi, K., Abouloifa, A., Katir, H., and Lachkar, I. Nonlinear Control of Active and Reactive Power in Grid-Tied DFIG-WECS. Presented at the 2020 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT), Rabat, Morocco, 2020.
- [18] Phan, D.-C., and Yamamoto, S. "Rotor Speed Control of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines Using Adaptive Maximum Power Point Tracking." *Energy*, Vol. 111, 2016, pp. 377–388. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.077>.
- [19] Gautam, K. K., and Sankaranarayanan, V. "Sliding Mode Control of Surface Mounted Permanent Magnet Synchronous Generator." *IFAC Proceedings Volumes*, Vol. 47, No. 1, 2014, pp. 1034–1038. <https://doi.org/10.3182/20140313-3-IN-3024.00164>.
- [20] Du, X., and Yin, H. MPPT Control Strategy of DFIG-Based Wind Turbines Using Double Steps Hill Climb Searching Algorithm. Presented at the 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Changsha, China, 2015.
- [21] ur Rehman, A., Ali, N., Khan, O., and Pervaiz, M. "A Disturbance Observer Based Sliding Mode Control for Variable Speed Wind Turbine." *IETE Journal of Research*, 2019, pp. 1–8. <https://doi.org/10.1080/03772063.2019.1676661>.
- [22] Huangfu, Y. *Research of Nonlinear System High Order Sliding Mode Control and Its Applications for PMSM*. Thèse Doctorat. Université de Belfort-Montbéliard, Belfort-Montbéliard, France, 2010.
- [23] Yaichi, I., Semmah, A., Wira, P., and Djeriri, Y. "Super-Twisting Sliding Mode Control of a Doubly-Fed Induction Generator Based on the SVM Strategy." *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 63, No. 3, 2019, pp. 178–190. <https://doi.org/10.3311/PPee.13726>.
- [24] Guo, L., Wang, D., Peng, Z., and Diao, L. "Improved Super-Twisting Sliding Mode Control of a Stand-Alone DFIG-DC System with Harmonic Current Suppression." *IET Power Electronics*, Vol. 13, No. 7, 2020, pp. 1311–1320. <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2019.0691>.
- [25] Paul, S., and Naidu, D. S. Nonlinear Optimal Tracking Control of Wind Energy Conversion System in Partial Load Region. Presented at the 2019 North American Power Symposium (NAPS), Wichita, KS, USA, 2019.
- [26] Han, Y., Ma, R., Pan, W., and Xu, L. Maximum Power Point Tracking of DFIG Wind Turbine System Based on Adaptive Higher Order Sliding Mode. Presented at the 2017 Chinese Automation Congress (CAC), Jinan, 2017.
- [27] Saidi, Y., Mezouar, A., Miloud, Y., Brahmi, B., Kerrouche, K. D. E., and Benmahdjoub, M. A. "Adaptive Maximum Power Control Based on Optimum Torque Method for Wind Turbine by Using Fuzzy-Logic Adaption Mechanisms during Partial Load Operation." *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 64, No. 2, 2020, pp. 170–178. <https://doi.org/10.3311/PPee.15155>.
- [28] Baghli, L. *Contribution à La Commande de La Machine Asynchrone, Utilisation de La Logique Floue, Des Réseaux de Neurones et Des Algorithmes Génétiques*. Thèse Doctorat. Université de lorraine, Nancy, France, 1999.
- [29] Kelkoul, B., and Boumediene, A. "Stability Analysis and Study between Classical Sliding Mode Control (SMC) and Super Twisting Algorithm (STA) for Doubly Fed Induction Generator (DFIG) under Wind Turbine." *Energy*, Vol. 214, 2021, p. 118871. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118871>.
- [30] Taveiros, F. E. V., Barros, L. S., and Costa, F. B. "Back-to-Back Converter State-Feedback Control of DFIG (Doubly-Fed Induction Generator)-Based Wind Turbines." *Energy*, Vol. 89, 2015, pp. 896–906. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.027>.

- [31] Karabacak, M., Fernandez-Ramirez, L. M., Kamal, T., and Kamal, S. "A New Hill Climbing Maximum Power Tracking Control for Wind Turbines With Inertial Effect Compensation." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 66, No. 11, 2019, pp. 8545–8556. <https://doi.org/10.1109/TIE.2019.2907510>.
- [32] Yang, B., Wang, J., Zhang, X., Yu, L., Shu, H., Yu, T., and Sun, L. "Control of SMES Systems in Distribution Networks with Renewable Energy Integration: A Perturbation Estimation Approach." *Energy*, Vol. 202, 2020, p. 117753. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117753>.
- [33] Benbouzid, M. High-Order Sliding Mode Control of DFIG-Based Wind Turbines. In *Wind Turbine Control and Monitoring* (N. Luo, Y. Vidal, and L. Acho, eds.), Springer International Publishing, Cham, 2014, pp. 23–48.
- [34] Murtaza, G., and Bhatti, A. I. Control of DC Motors Using Sliding Mode. Presented at the 2012 International Bhurban Conference on Applied Sciences and Technology (IBCAST), Islamabad, Pakistan, 2012.
- [35] Maheswararao, Ch. U., Babu, Y. S. K., and Amaresh, K. Sliding Mode Speed Control of a DC Motor. Presented at the 2011 International Conference on Communication Systems and Network Technologies (CSNT), Katra, Jammu, India, 2011.
- [36] Feller, P., and Benz, U. "Sliding Mode Position Control of a DC Motor." *IFAC Proceedings Volumes*, Vol. 20, No. 5, 1987, pp. 333–338. [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)55392-6](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)55392-6).
- [37] Khalid, A., Shahid, A. H., Zeb, K., Ali, A., and Haider, A. Comparative Assessment of Classical and Adaptive Controllers for Automatic Voltage Regulator. Presented at the 2016 International Conference on Advanced Mechatronic Systems (ICAMechS), Melbourne, VIC, 2016.
- [38] Patel, A., Juneja, P. K., Chaturvedi, M., and Rawat, S. Integral Error Based Controller Design & Performance Analysis for a TOPDT Process. Presented at the 2016 International Conference on Advances in Computing, Communication, & Automation (ICACCA) (Spring), Dehradun, India, 2016.

Conclusion générale et perspectives

Dans un contexte écologique de plus en plus prégnant, cette thèse apporte une contribution au domaine des énergies renouvelables, notamment dans le secteur de l'éolien de faible puissance. L'objectif principal consiste à proposer et à étudier un système d'éolien HIL de petite puissance dont la structure est simplifiée pour offrir un compromis coût - fiabilité - performances satisfaisant.

Le premier chapitre introduit cet ouvrage et énonce le problème principal abordé par cette thèse ainsi que ses objectifs. La présentation des intérêts scientifiques y est ajoutée. Nous y montrons la contribution aux tendances socio-économiques liées à l'évolution des énergies renouvelables au niveau national, le développement de projets de recherche au niveau du Laboratoire d'Automatique de Tlemcen et qui permettent de fournir une expertise locale dans le domaine selon les besoins nationaux.

Au chapitre 2, une présentation de l'état de l'art sur l'énergie éolienne, son histoire, ainsi que les principes de fonctionnement de la chaîne de conversion éolienne ont donné une vue d'ensemble de la production d'énergie éolienne et de l'évolution des systèmes. Ainsi, il présente une définition du système avec ses principes fondamentaux, la construction des turbines éoliennes, et les tendances futures de l'énergie éolienne et sa contribution au système énergétique mondial.

Cela nous a permis de choisir le système qui nous a semblé le plus intéressant à reproduire pour en faire un banc d'émulateur éolien complet.

La modélisation dynamique en régime permanent de différents éléments d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne sont réalisées dans le chapitre 3, puisqu'il s'agit de l'étape préliminaire à la simulation HIL. Par conséquent, on a procédé à modélisation mathématique de chaque élément du système :

- Profil de vent incluant les turbulences.
- Éolienne à axe horizontal à trois pales
- Générateur asynchrone à double alimentation qui représente le convertisseur électromécanique
- Machine à courant continu qui représente l'émulateur physique de la turbine
- Convertisseurs d'électronique de puissance

Le modèle du GADA est présenté dans le système de coordonnées naturelles (abc) puis la transformation de Park est utilisée. Cette transformation est très importante pour la modélisation et la commande puisque c'est la commande vectorielle par orientation du flux statorique qui est utilisée.

Le choix de ce type de machine électrique est motivé par la réduction du dimensionnement, le faible coût des convertisseurs statiques, ainsi que par son efficacité à contrôler en puissance active et réactive, et sa plage de vitesse dans $\pm 30\%$ de la vitesse de synchronisme.

Par ailleurs, le moteur à courant continu est très utilisé dans les simulateurs physiques d'éoliennes, grâce à la proportionnalité entre le courant d'induit et le couple électromagnétique, ce qui assure un contrôle du couple et de la vitesse relativement facile avec suffisamment de précision et de performance.

Certes, un émulateur à base de MAS commandé en IRFO aurait été plus intéressant mais il aurait nécessité un onduleur à lui tout seul, alors que le 4^{ème} bras (non utilisé pour le GADA) de notre onduleur Semikron nous a suffi pour commander le MCC. Ceci réduit considérablement les coûts et la complexité du système sans impacter la qualité de l'émulation.

Le quatrième chapitre décrit la construction avec succès d'un système de conversion de l'énergie éolienne à vitesse variable de la petite échelle relativement peu coûteux pour un banc d'essais émulateur, avec son équipement d'électronique de puissance, le système de contrôle et les programmes associés. Les stratégies de contrôle sont également abordées, notamment celle du MCC, la commande vectorielle du GADA via le convertisseur côté rotor, ainsi que l'algorithme MPPT.

Les résultats expérimentaux qui sont confirmés par les tests de simulation, confirment la validité de la structure du système proposée et sa haute performance pour l'émulation des comportements d'un système éolien typique. D'autre part, la structure de l'algorithme MPPT basé sur le TSR est très satisfaisante pour l'extraction de la puissance maximale disponible.

Le contrôle du GADA permet l'injection de la puissance active et réactive au réseau, tandis que la précision donnée par la boucle de contrôle PI affirme l'avantage d'utiliser suffisamment ce type de loi de contrôle dans le système éolien.

La synchronisation avec le réseau est capitale et nous avons proposé notre propre algorithme différent des PLL utilisés traditionnellement. La connaissance de la position du rotor par rapport au stator est ici très importante contrairement à la commande de la MAS traditionnelle qui ne requiert que la vitesse. De ce fait, nous avons programmé en conséquence le calcul de la position en utilisant une interruption matérielle sur le signal supplémentaire qu'est le top index du codeur incrémental.

La précision donnée par l'AppDesigner affirme l'avantage d'utiliser ce type d'outil dans le travail expérimental, particulièrement pour prédéterminer les points de fonctionnement et vérifier qu'ils sont compatibles avec les limites d'utilisation du matériel.

Ce travail permet l'intégration de cet émulateur dans un autre banc d'essai basé sur un générateur synchrone et de tester plusieurs algorithmes de contrôles linéaires et non linéaires, soit pour un usage éducatif, soit pour le développement d'études de recherche selon les besoins nationaux et de la région MENA qui nécessitent de former une nouvelle génération d'ingénieurs et de chercheurs dans le domaine de la production des énergies renouvelables.

La mise en œuvre réussie de notre émulateur éolien a permis la validation expérimentale de plusieurs types de contrôleurs non linéaires qui sont établis au chapitre 5. Dans ce dernier chapitre, une étude comparative est menée pour réaliser le contrôle du système éolien. Des lois de contrôle non linéaires sont appliquées sur les boucles de courant du rotor et la boucle de la vitesse pour gérer la puissance du stator à travers l'onduleur côté machine. La comparaison entre les résultats de la régulation PI et ceux de la commande par mode glissant montre une grande ressemblance basée sur le comportement dynamique. Cependant, même si la régulation par mode glissant présente l'avantage de la robustesse et de la facilité d'implémentation, le régulateur PI s'est distingué par des indices d'erreur moindre. L'algorithme Supertwisting a permis la réduction de l'effet du chattering du SMC. Cependant, il ne nous a pas été possible de valider un fonctionnement stable, en expérimental, de ces 2 régulateurs non-linéaires.

Perspectives

Les perspectives envisagées comme suite à ce travail peuvent être :

- L'intégration d'un onduleur côté réseau à la place du redresseur afin d'étudier les bilans de puissance côté rotor en plus de ceux côté stator.
- La mise en œuvre expérimentale des boucles de contrôle non linéaires abordées au chapitre 5.
- L'utilisation d'autres topologies avec des structures différentes de convertisseur de puissance.
- Étendre le concept du système d'émulation éolien à un système marémotrice en étudiant les profils couple/vitesse de ses turbines.
- Emulation physique d'un système d'énergie éolienne à double turbine.
- Exploitation des techniques d'observation pour concevoir un estimateur de vitesse qui nous permet d'envisager des commandes sans capteur mécanique.

- La mise en œuvre de méthodes avancées de détection de défauts dans la loi de commande sélectionnée.
- L'utilisation des méthodes d'optimisation des coefficients de réglages des différents régulateurs.

Annexe. A Caractéristiques nominales du banc expérimental

Table 1: Paramètres de la machine asynchrone à double alimentation GADA.

Grandeurs Nominales	Tension nominale	400	V
	Puissance nominale	1.5	kW
	Fréquence nominale	50	Hz
	Nombre de paires de pôles	2	/
	Vitesse nominale	1340	tr/min
	Courant nominal	3.7/6.5	A
	Couple nominal	10	N.m
Paramètres Nominiaux	Résistance statorique	3.970	Ω
	Résistance rotorique	0.337	Ω
	Coefficient d'inductance statorique	0.340	H
	Coefficient d'inductance rotorique	0.0235	H
	Coefficient d'inductance mutuelle	0.227	H

Table 2: Paramètres de la turbine éolienne.

Puissance nominale	1.5	kW
Vitesse nominale	1500	tr/min
Rayon des pales R	3	m
Rapport de la boîte de vitesses G	7	-
Vitesse relative optimale	3.970	-
Coefficient de puissance maximale C_{pmax}	0.42	-
Angle d'inclinaison des pales	2	$^\circ$
Densité de l'air ρ	1.225	kg/m ³

Table 3: Paramètres de la MCC.

Grandeurs Nominales	Tension d'induit	220	V
	Tension d'inducteur	220	V
	Courant d'induit	9	A
	Courant d'inducteur	0.6	A
	Vitesse nominale	1500	tr/min
	Puissance nominale	1.5	kW
Paramètres Nominiaux	Résistance d'induit	3.5	Ω
	Résistance d'inducteur	325	Ω
	Inductance d'induit	0.029	H
	Inductance d'inducteur	0.066	H

1 Identification des paramètres de la GADA

La figure 1 d'annexe A présente le modèle équivalent monophasé du GADA (Figure 1). R_{fer} est utilisé afin de modéliser les pertes dans le fer.

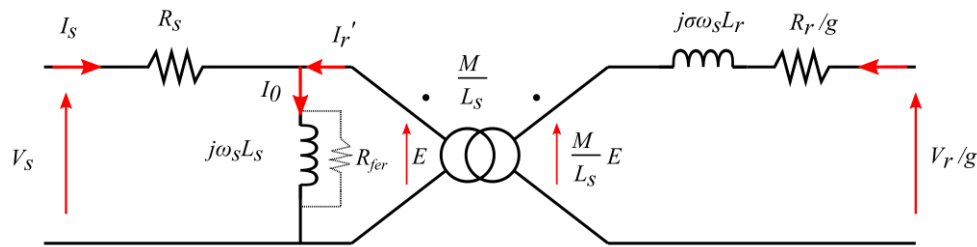


Figure 1: Modèle équivalent monophasé du GADA.

1.1 Identification des résistances statoriques R_s

Pour l'identification des valeurs des résistances des enroulements du stator R_s , le montage de la méthode volt ampèremétrique est monté (Figure 2). Nous fournissons une tension continue à la phase du stator. Ainsi, la valeur de la résistance est calculée en fonction de la tension et du courant musculaire, sachant que les trois enroulements du stator sont similaires et l'impédance de l'inductance est nulle en régime permanent.

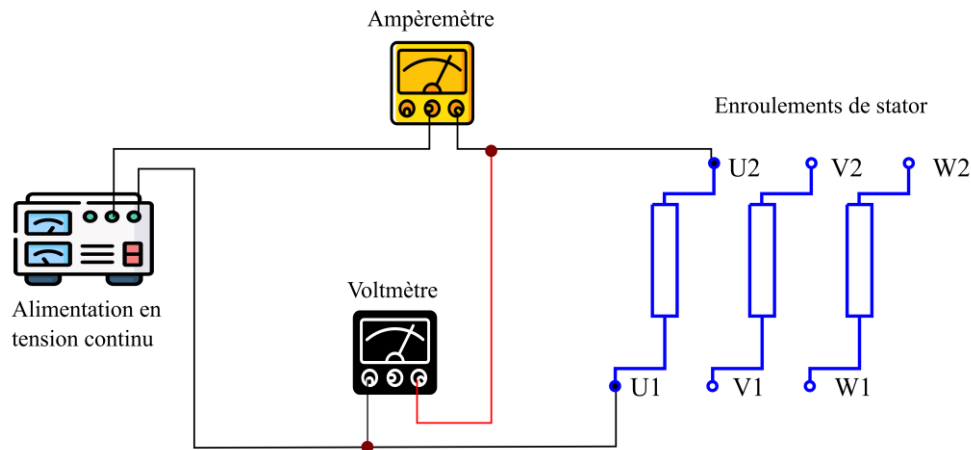


Figure 2: Montage pour la mesure de R_s par la méthode volt-ampèremétrique.

R_s est donné par :

$$R_s = \frac{U_s}{I_s} \quad (1)$$

1.2 Identification des résistances rotoriques R_r

Nous opérons de la même manière aux bornes du rotor, compte tenu de la connexion en étoile du rotor (2 phases de la résistance de mesure série R_r) (Figure 3).

R_r est donné par :

$$R_r = \frac{U_r}{2I_r} \quad (2)$$

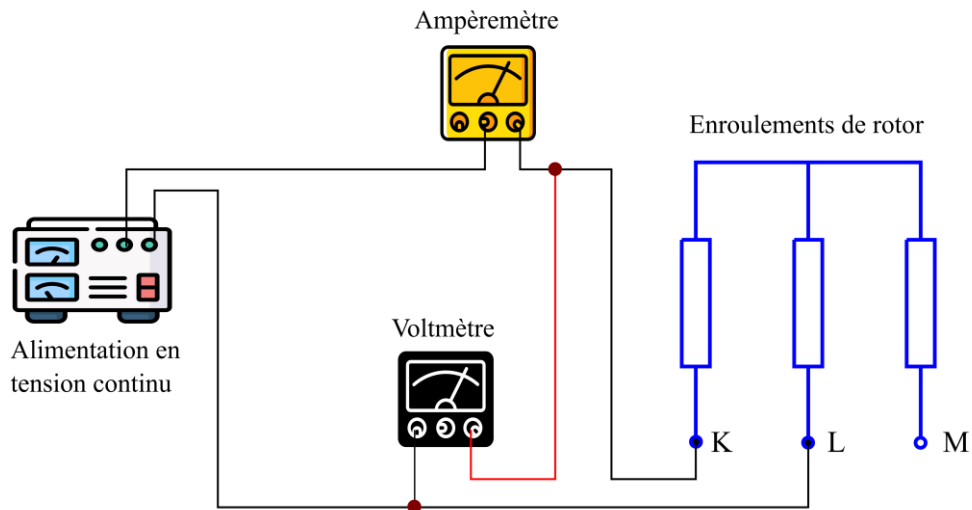


Figure 3: Montage pour la mesure de R_r par la méthode volt-ampèremétrique.

1.3 Identification inductances cycliques du GADA

Nous alimentons le stator de la GADA avec des tensions autour de la tension nominale (stator montage en étoile) avec le rotor ouvert (la machine ne tourne pas) (Figure 4). Le Fluke 43B permet de faire plusieurs mesures simultanément (Tab 4), tels que la puissance active du stator P_s , la puissance réactive du stator Q_s , la puissance apparente du stator S_s , ainsi que la tension du stator V_s , les courants du stator I_s et le tracé de leurs courbes.

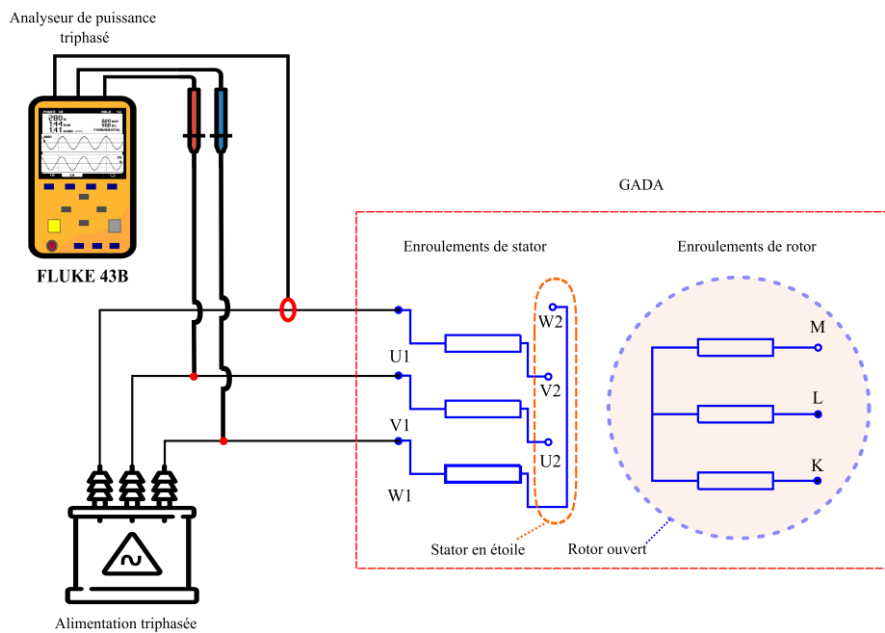


Figure 4: Montage pour l'identification des inductances cycliques de la GADA.

Table 4: Évolution des paramètres du GADA en essai rotor ouvert.

U_s (V)	P_s (W)	Q_s (Var)	S_s (VA)	U_r (V)	L_s (H)	M (H)
400	166	1500	1500	90,7	0,33952975	0,22675
389,5	152	1370	1380	88,3	0,3524873	0,2267009
380	126	1280	1290	86,3	0,3590925	0,22710526
360,5	109	1110	1110	81,9	0,3726805	0,22718447
340	94	954	959	77,3	0,38570793	0,22735294
320	82	832	836	72,8	0,3917651	0,2275
300	71	718	722	68,3	0,39899475	0,22766667
280	61	619	623	63,8	0,4031573	0,22785714
260	53	532	534	59,2	0,40446801	0,22769231
250,8	49	493	495	57,1	0,40612269	0,22767145
239,5	50	450	453	54,4	0,40573982	0,22713987
220,6	37	379	380	50,1	0,40871532	0,22710789
200,1	35	311	313	45,6	0,40981033	0,22788606
180,3	28	251	253	41,1	0,41225587	0,22795341
160	22	197	198	36,5	0,41364031	0,228125

1.4 Mesure d'inductances cyclique de stator L_s

La formule de la puissance réactive du GADA est donnée par :

$$Q_s = -\frac{MV_s}{L_s} I_{dr} + \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} \quad (3)$$

Pendant les essais à rotor ouvert, les courants rotoriques sont nuls, la formule de la puissance réactive devient

$$Q_s = \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} \quad (4)$$

Donc, l'inductance cyclique du stator L_s est déduite par :

$$L_s = \frac{V_s^2}{\omega_s Q_s} \quad (5)$$

Figure 5 illustre la variation d'inductance cyclique L_s en fonction de la tension du stator V_s . Nous définissons la valeur de L_s à partir de l'équation pour un fonctionnement optimal à 250V.

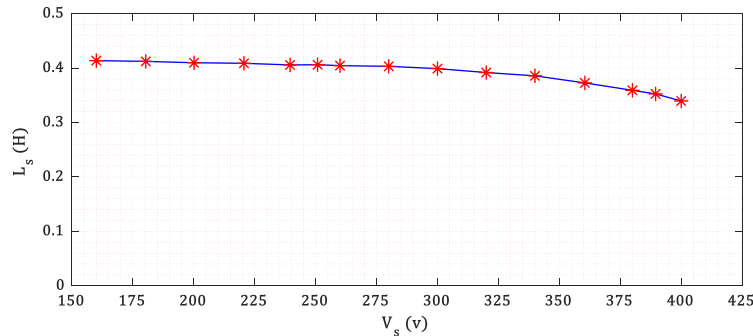


Figure 5: La variation d'inductance cyclique L_s en fonction de la tension du stator V_s .

1.5 Mesure de l'inductance mutuelle cyclique entre le stator et le rotor M

La courbe correspondant à la variation de la tension du rotor V_r en fonction de la tension du stator V_s (Figure 6) est une ligne droite dont l'équation est de la forme suivante.

$$V_r = AV_s + B \quad (6)$$

Où A est le rapport du mutuel cyclique M, il peut être défini par :

$$A = \frac{(V_{r0} - V_{r1})}{(V_{s0} - V_{s1})} \quad (7)$$

Et :

$$B = V_r(\text{à l'origine}) \quad (8)$$

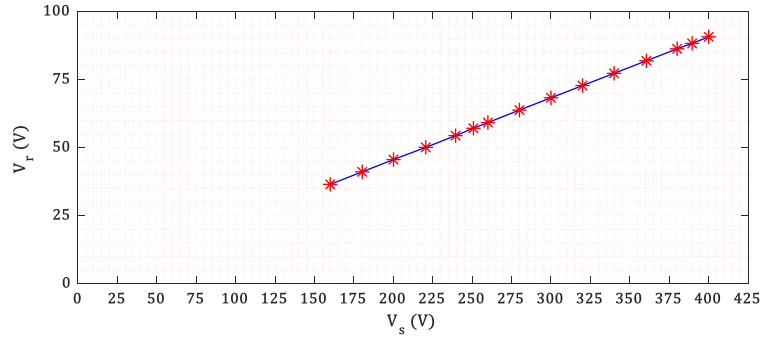


Figure 6: La variation de la tension du rotor V_r en fonction de la tension du stator V_s .

1.6 Mesure d'inductance cyclique de stator L_r

Afin de mesurer l'inductance cyclique de stator L_r nous avons refait le même test que pour le mesurage de L_s . Nous alimentons le rotor de la GADA avec des tensions (stator montage en étoile) en stator ouvert.

Donc, l'inductance cyclique du rotor L_r est déduite par :

$$L_r = \frac{V_r^2}{\omega_s Q_r} \quad (5)$$

Table 5: Évolution des paramètres du GADA en essai stator ouvert.

U_r (V)	P_r (W)	Q_r (Var)	S_r (VA)	L_r (H)
90	140	1270	1280	0,02030161
80	100	930	940	0,02190515
70	80	680	680	0,02293698
60	54	487	490	0,02353004
50,2	37	334	336	0,02401652
40,3	26,5	215	216	0,02404478
30	19,4	120	122	0,02387319
20	10,2	54,6	55,6	0,02331935

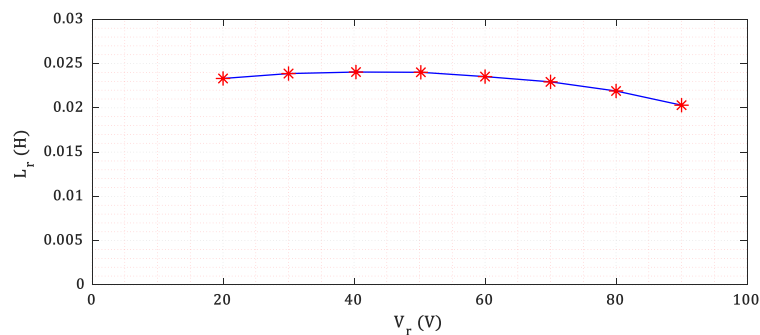


Figure 7: La variation d'inductance cyclique L_r en fonction de la tension du rotor V_s .

Annexe. B Schéma bloc des simulations

1 Modèle simplifié du GADA.

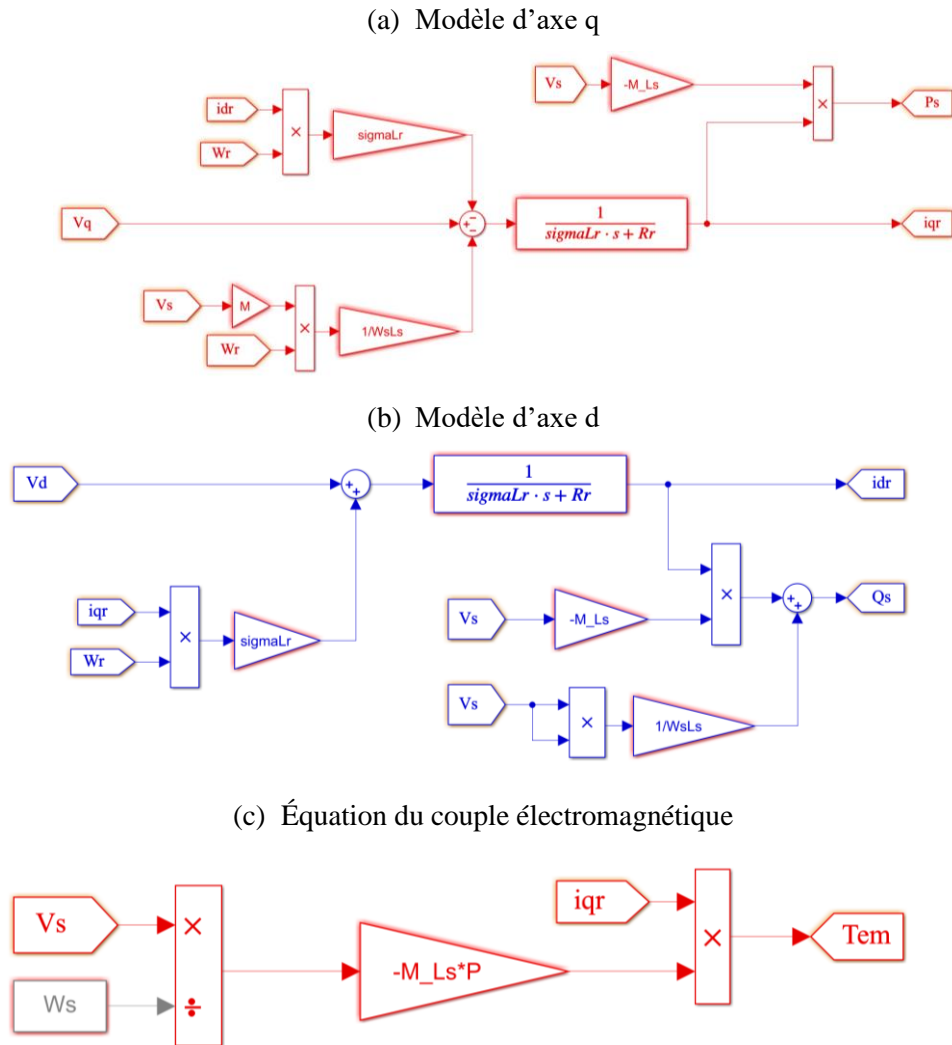
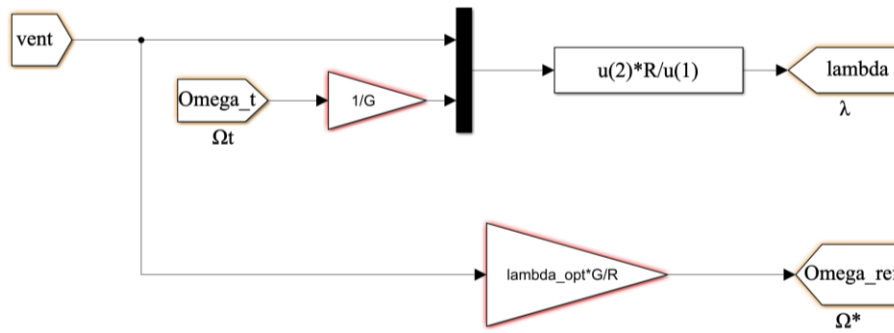


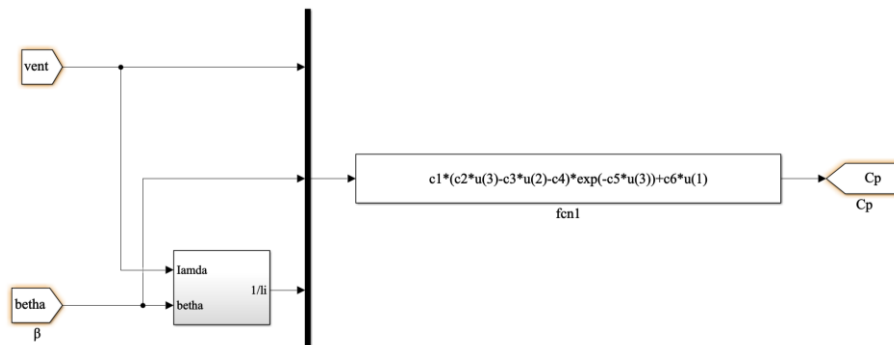
Figure 1: Schéma bloc du modèle simplifié du GADA.

2 Modèle de la turbine éolienne.

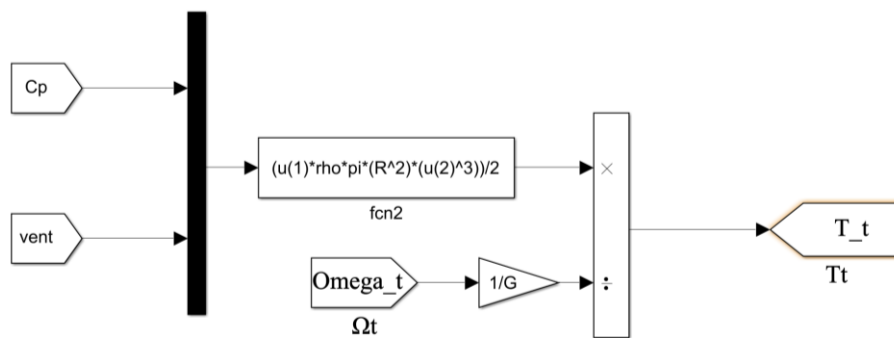
(a) Rapport du vitesse relative



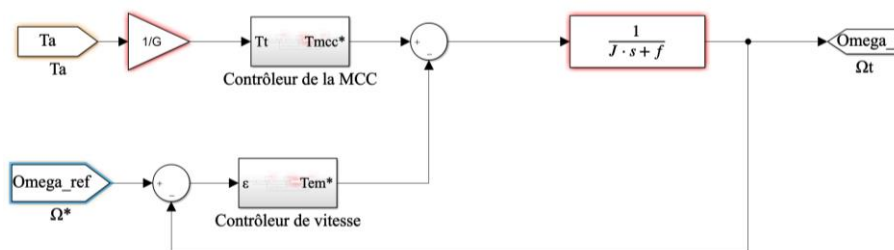
(b) Coefficient de puissance



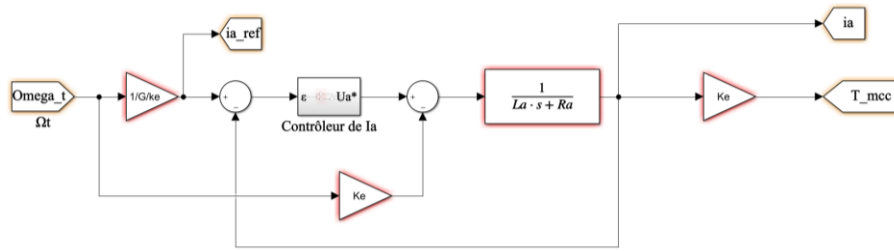
(c) Couple de l'éolienne



(d) Boucle MPPT



(e) Contrôle du MCC



(f) Modèle général de l'éolienne

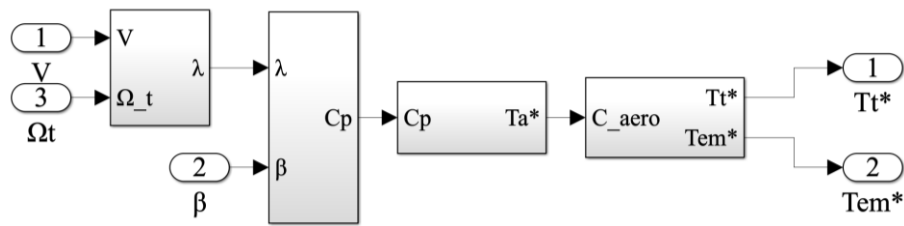
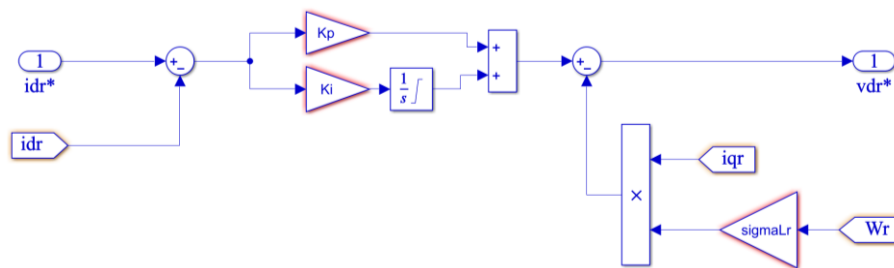


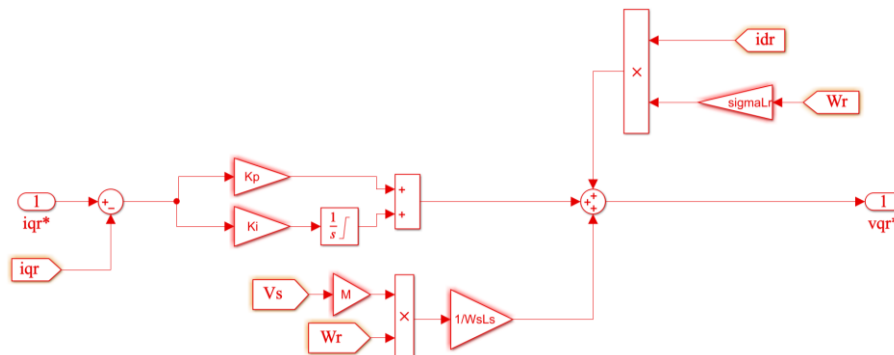
Figure 2: Schéma bloc du modèle de l'éolienne

3 Contrôle de l'éolienne avec des régulateurs PI

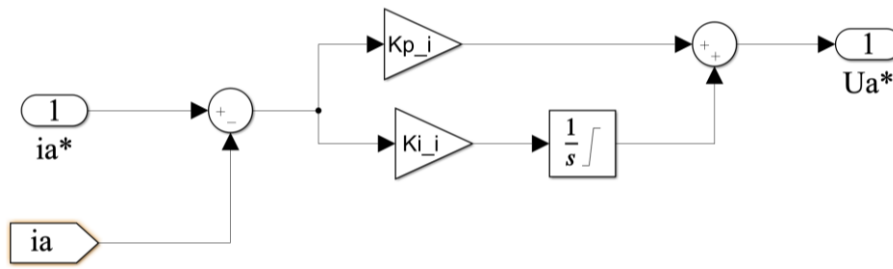
(a) Boucle de Contrôle du courant I_{dr} (avec les termes de découplage)



(b) Boucle de Contrôle du courant I_{qr} (avec les termes de découplage)



(c) Boucle de Contrôle du courant I_a du MCC



(d) Boucle de Contrôle de la vitesse de l'éolienne

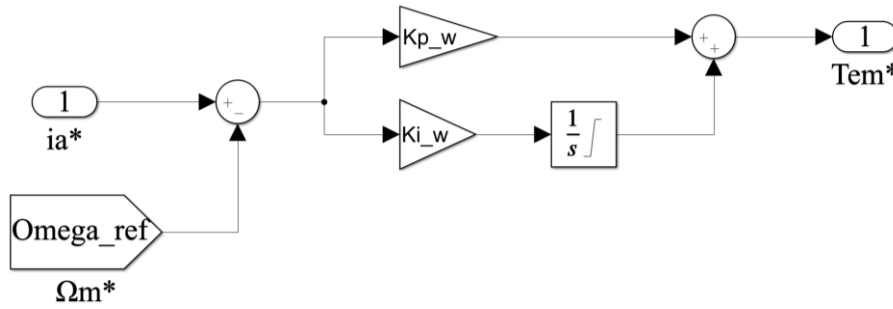
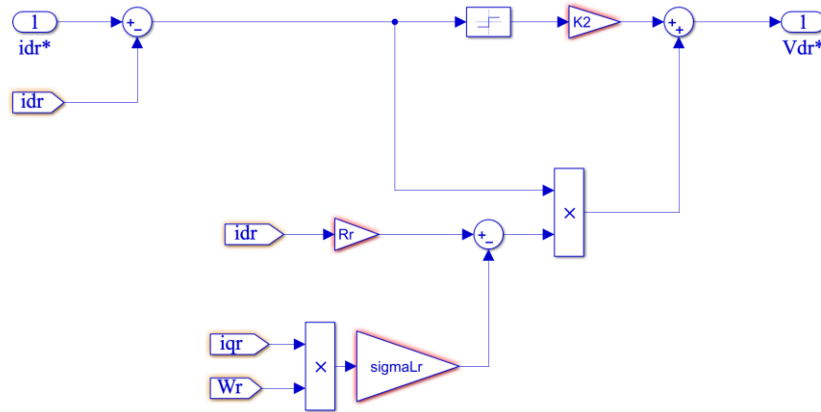


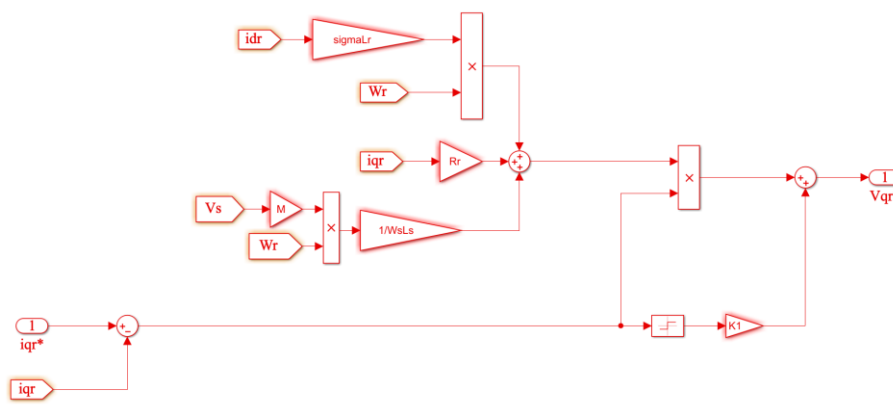
Figure 3: Schéma fonctionnel des contrôleurs PI.

4 Contrôle de l'éolienne avec des régulateurs SMC

(a) Boucle de Contrôle du courant I_{dr}



(b) Boucle de Contrôle du courant I_{qr}



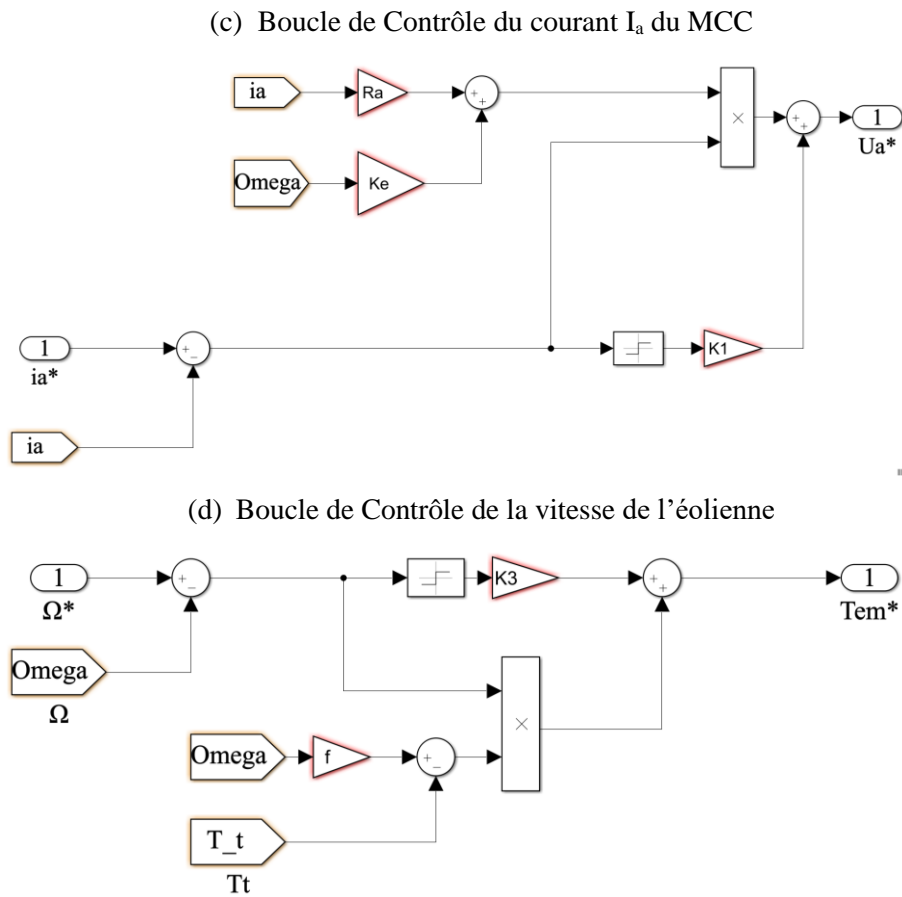
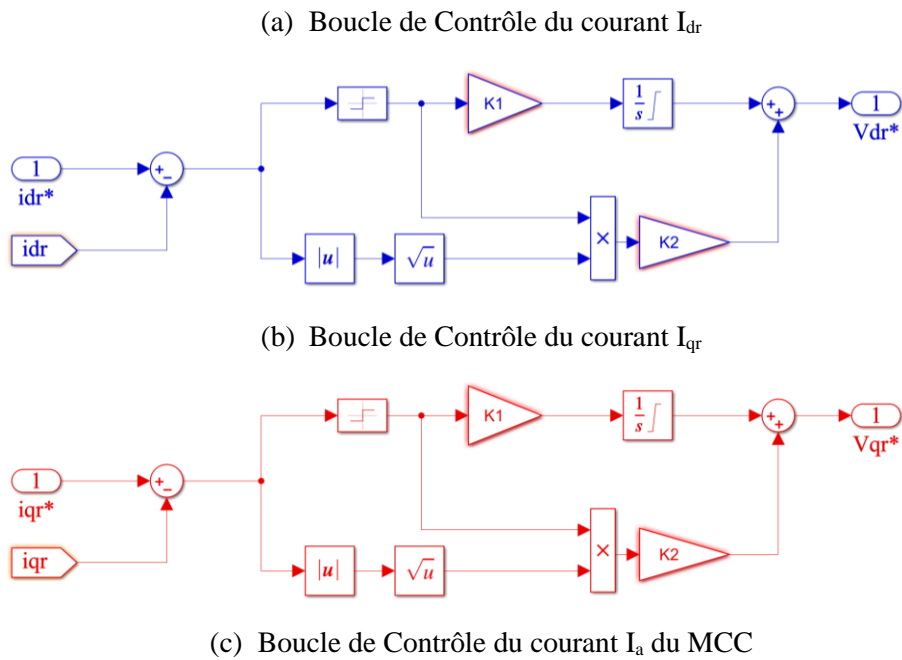
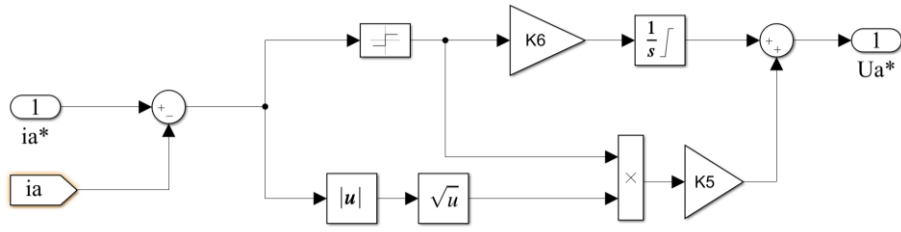


Figure 4: Schéma fonctionnel des contrôleurs SMC.

5 Contrôle de l'éolienne avec des régulateurs SMC-ST





(d) Boucle de Contrôle de la vitesse de l'éolienne

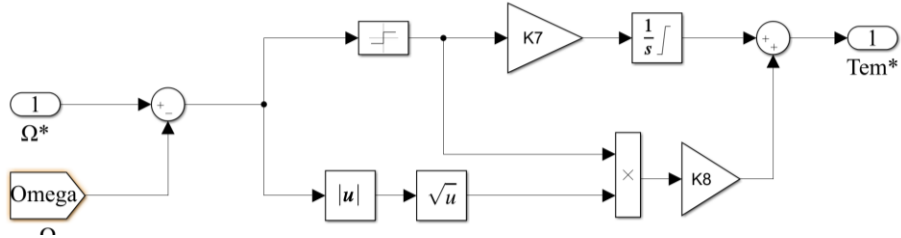


Figure 5: Schéma fonctionnel des contrôleurs SMC-ST

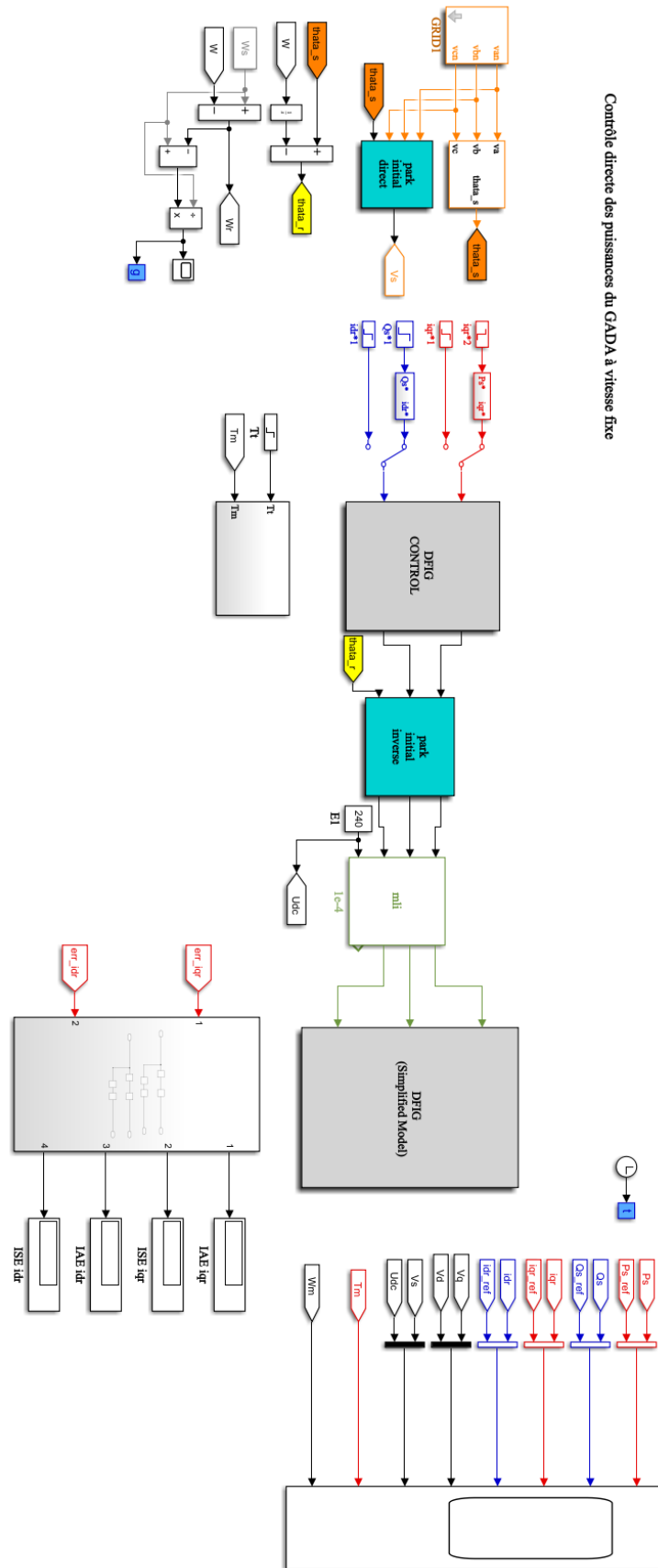


Figure 6: Schéma fonctionnel de simulation de contrôle du GADA à vitesse fixe.

Annexe. C Programmes C : boucles fondamentales

(a) Boucle de contrôle de courant rotorique I_{dr}

```
inline void BoucleIdr()
{
    e = Idrref-Idr;
    Vdrref = Kp_Idr*e + xe_Idr;
    if ( fabs(Vdrref)<=VdrrefMax )
        xe_Idr += Ki_Idr*e;
    // decouplage
    if (FlagDecouplage)
        Vdrref -= sigmaLr*Wr*Iqr;
    /* limiteur de tension */
    if ( Vdrref > VdrrefMax)
        Vdrref = VdrrefMax;
    if ( Vdrref <-VdrrefMax)
        Vdrref =-VdrrefMax;
}
```

(b) Boucle de contrôle de courant rotorique I_{qr}

```
inline void BoucleIqr()
{
    e = Iqrref-Iqr;
    Vqrref = Kp_Iqr*e + xe_Iqr;
    if ( fabs(Vqrref)<=VqrrefMax )
        xe_Iqr += Ki_Iqr*e;
    // decouplage
    if (FlagDecouplage)
        Vqrref += sigmaLr*Wr*Idr +
        M_Ls_Ws*Wr*Us;
    /* limiteur de tension */
    if ( Vqrref > VqrrefMax)
        Vqrref = VqrrefMax;
    if ( Vqrref <-VqrrefMax)
        Vqrref =-VqrrefMax;
}
```

(c) Boucle de contrôle du puissance statorique (P_s, Q_s)

```
inline void BouclePuissances()
{
    Pr = Vdrref*Idrref + Vqrref*Iqrref;
    if (FlagManuelIr)
        { // Mode Manuel : References Idqr ext, on calcule quelles
        puissances elles vont produire
        Psref = -Iqrref*Us*M_Ls;
        Qsref = Us*Us/WsLs -Idrref*Us*M_Ls;
        return;
        }
    if (Us == 0) return;
    Idrref = (-Qsref + Us*Us/WsLs)*Ls_M/Us;
    Iqrref = -Ls_M/Us*Psref;
    // limiteur de courant
    if ( Idrref > IrdqmaxProtect) Idrref = IrdqmaxProtect;
    if ( Idrref <-IrdqmaxProtect) Idrref =-IrdqmaxProtect;
    if ( Iqrref > IrdqmaxProtect) Iqrref = IrdqmaxProtect;
    if ( Iqrref <-IrdqmaxProtect) Iqrref =-IrdqmaxProtect;
}
```

(d) Boucle de contrôle du la MCC I_a

```

inline void BoucleMCC()
{
    if (Imccref>8) Imccref = 8;           // limite Imcc à 9A
    e = Imccref - Imcc;
    Umccref = Kp_Imcc*e + xe_Imcc;
    if ( (Umccref <=UmccrefMax) && (Umccref>=0) ) xe_Imcc += Ki_Imcc*e;
    /* limiteur de tension */
    if ( Umccref > UmccrefMax) Umccref = UmccrefMax;
    if ( Umccref < UmccrefMin) Umccref = UmccrefMin;
}

```

(e) Boucle d'émulateur éolienne

```

inline void Vent()
{
    // double A = 0;
    // Vvent = VventMoy +
    0.2*sin(0.1047*t_emu)+2*sin(0.2665*t_emu)+sin(1.2930*t_emu)+0.2*sin(3.6645*t_emu)
    ;
    if(flagVentsinus) Vvent = VventMoy + 1.5*sin(0.1592*t_emu); // periode
    60 sec
    else {
        if(++CountVent==DS_Vvent) {
            ivent++;

            if(ivent==60) ivent=0;

            Vvent = Vventab[ivent];
        }

        lambda_trb = Wm*R_trb/Vvent;
        lambda_i_trb = (1/(lambda_trb+0.08*beta_trb))-
        (0.035/(beta_trb*beta_trb*beta_trb+1));
        Cp = C1*(C2*lambda_i_trb-C3*beta_trb-C4)*exp(-
        C5*lambda_i_trb)+C6*lambda_trb;

        if (Wm >0) Cmcc = Kt*Cp*Vvent*Vvent*Vvent/Wm;
        else Cmcc = 0;

        BoucleMCC();
    }
}

```

(f) Boucle de de courant de référence d'émulateur Ia*

```

    if (FlagMesureI1_mcc)
    {
        // utilise la valeur mesurée du courant
d'excitation
        if (I1mcc >0)    ImccrefEmul = Cmcc / K_mcc / I1mcc;
            else ImccrefEmul = 0;
        }
    else if (I1mccref >0)    ImccrefEmul = Cmcc / K_mcc
/I1mccref;
    if(FlagEmulVent) Imccref = ImccrefEmul;
    BoucleMCC();    // impose le couple de MCC (éolienne)
}

```

(g) Boucle de contrôle du vitesse

```

inline void BoucleVitesse()
{
    // regul IP anti Windup
    xew += KiW / Kpw*( Wmref - Wm - KTiW*(OldSortie - OldSortieSat) );
    /* limite le non sature pour eviter tt pb de debordement !!! */
    if ( xew>xewMax) xew=xewMax;
    if ( xew<-xewMax)    xew=-xewMax;
    OldSortie = Kpw*( xew -Wm);

    OldSortieSat=OldSortie;
    if ( OldSortieSat>IqrrefMax)    OldSortieSat=IqrrefMax;
    if ( OldSortieSat<-IqrrefMax)    OldSortieSat=-IqrrefMax;
    Iqrref = -OldSortieSat;    // Iqrref qui augmente, décroît la
}

```

(h) Profile de vitesse du vent réel

```

{
    7.20 ,8.34 ,9.77 ,9.65 ,8.19 ,8.00 ,9.24 ,10.90 ,11.56 ,12.17 ,11.87
,10.12 ,10.22 ,11.38 ,12.65 ,13.39 ,13.09 ,12.34 ,11.23 ,10.17 ,9.03 ,10.11
,11.03, 11.40 ,10.00 ,9.12 ,9.56 ,8.01 ,8.23 ,9.23 ,10.55 ,11.19 ,11.33 ,9.07
,8.44 ,8.00 ,10.02 ,11.04 ,12.11 ,8.20 ,9.88 ,9.46 ,10.16 ,11.03 ,11.30 ,10.34,
8.02 ,7.44 ,7.08 ,9.45 ,9.09 ,8.21 ,9.00 ,10.78 ,10.45 ,13.33 ,13.12 ,11.09
,11.54,10.5
};

```

Annexe. D Banc expérimental

Notre banc éolien pour les essais expérimentaux est composé de systèmes de mesure de courant, de tension et de position. Nous présentons les composants et les cartes utilisés.

1 Capteur de tension à effet Hall LEM LV25-P

- ✓ Rapport de tours 14:1
- ✓ Technologie de détection Boucle fermée
- ✓ Tension d'alimentation 12→15 V
- ✓ Courant d'entrée 14A
- ✓ Courant de sortie 25 mA
- ✓ Hauteur hors tout 16.45mm
- ✓ Largeur hors tout 26mm
- ✓ Profondeur hors tout 29.2mm
- ✓ Température minimum 0°C
- ✓ Température maximum +70°C
- ✓ Type de montage Montage sur CI
- ✓ Série LV

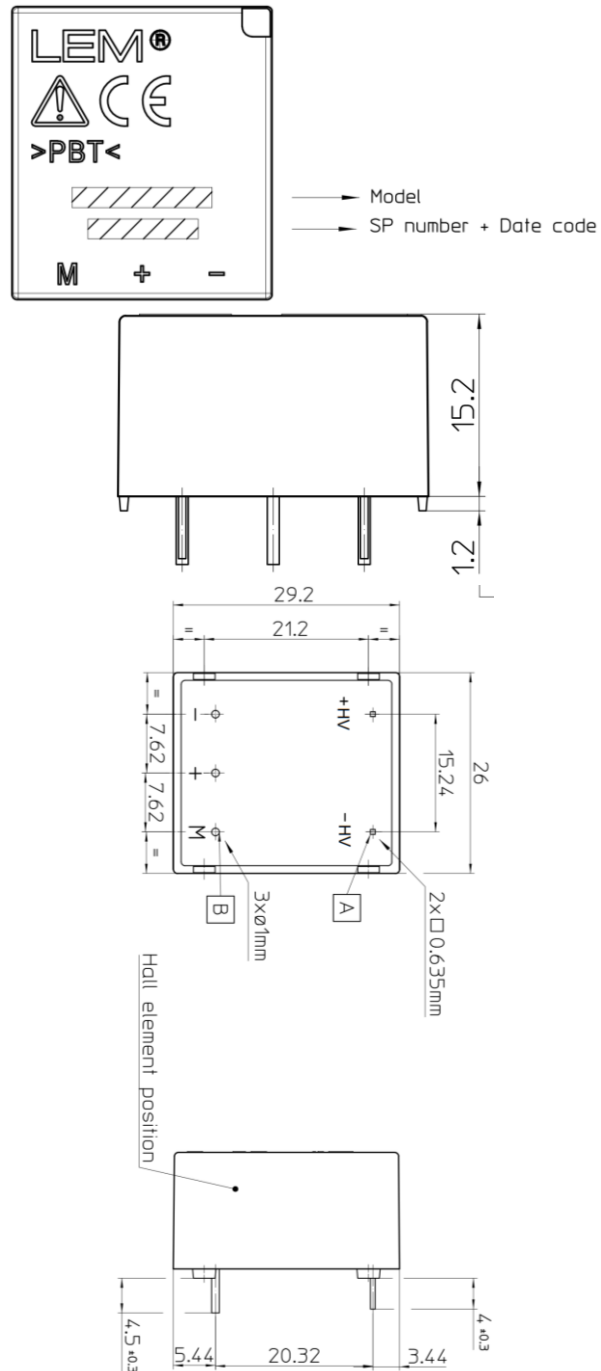


Figure 1: Capteur de tension à effet Hall LEM LV25-P.

1.1 Principe d'utilisation

Pour les mesures de tension, un courant proportionnel à la tension mesurée doit passer à travers une résistance externe R_1 , choisie par l'utilisateur et installée en série avec le circuit primaire du capteur.

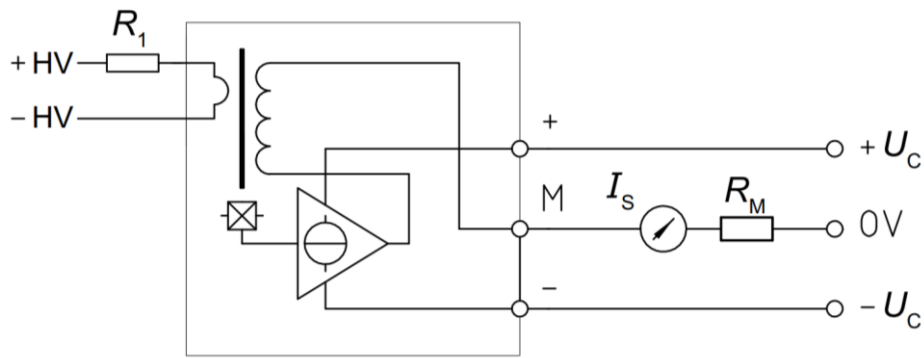


Figure 2: Capteur de tension LV25-P.

1.2 Caractéristiques

- Transducteur de courant en boucle fermée (compensé) utilisant l'effet hall.
- Boîtier plastique isolant reconnu selon la norme UL94-V0.

1.3 Avantages

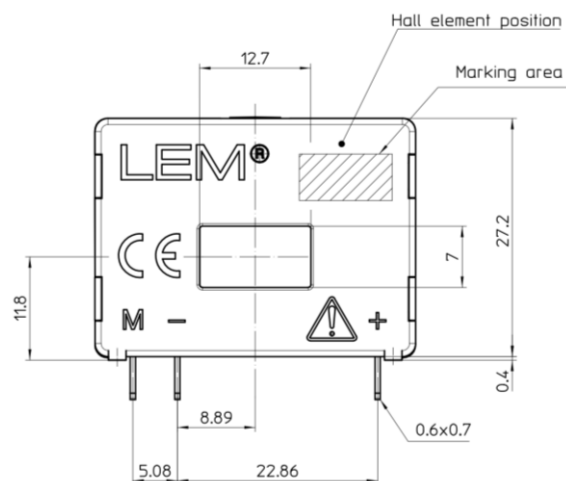
- Excellente précision
- Très bonne linéarité
- Faible dérive thermique
- Faible temps de réponse
- Large bande passante
- Haute immunité aux interférences externes
- Faible perturbation en mode commun

1.4 Applications

- Variateurs de vitesse et entraînements de servomoteurs
- Convertisseurs statiques pour les entraînements de moteurs à courant continu
- Applications alimentées par batterie
- Alimentations sans coupure (UPS)
- Alimentations pour applications de soudage

2 Capteur de courant à effet Hall LEM LA55-P

- ✓ Rapport de tours 70:1
- ✓ Technologie de détection Boucle fermée
- ✓ Tension d'alimentation 12→15 V
- ✓ Courant d'entrée 70A
- ✓ Courant de sortie 50 mArms
- ✓ Hauteur hors tout 27.6mm
- ✓ Largeur hors tout 36.6mm
- ✓ Profondeur hors tout 14.45mm
- ✓ Température minimum -40°C
- ✓ Température maximum +85°C
- ✓ Série LA
- ✓ Type de montage Montage sur CI



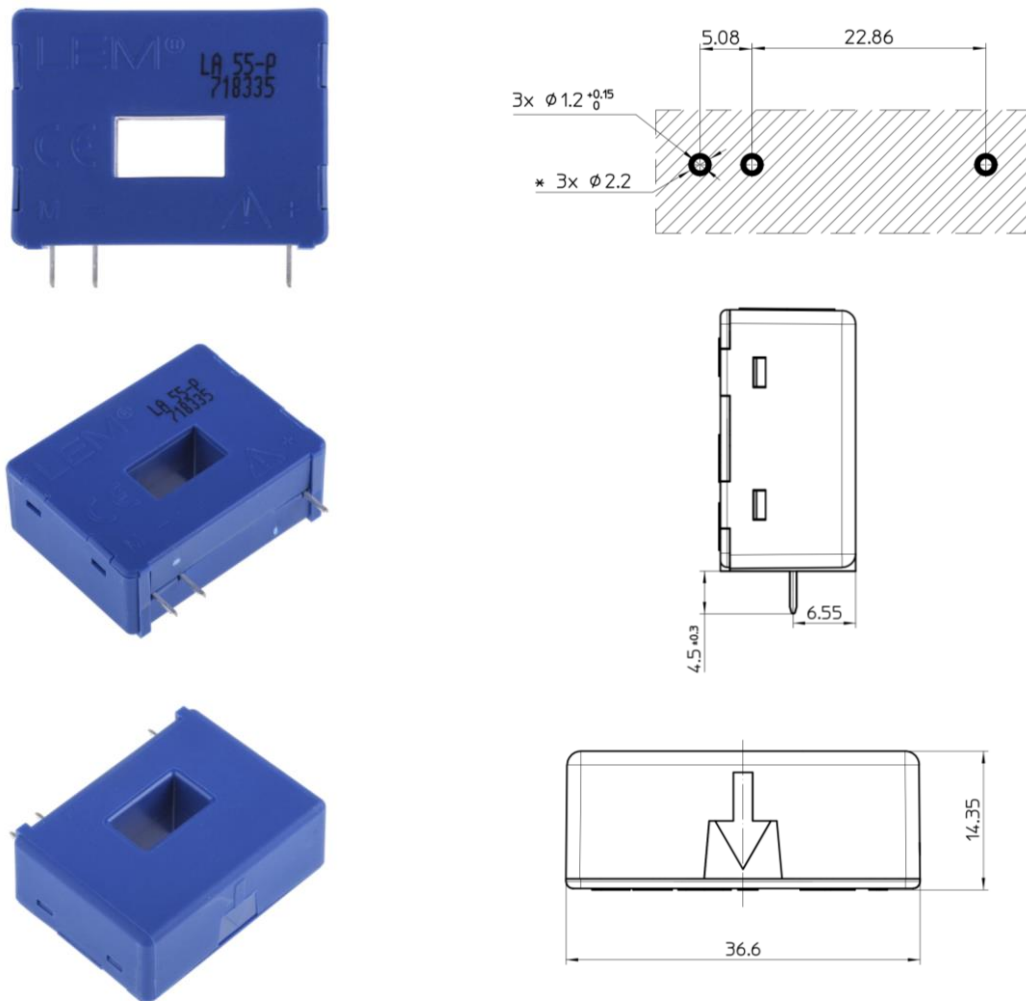


Figure 3: Capteur de courant à effet Hall LEM LA55-P.

2.1 Principe d'utilisation

Puisque l'effet Hall est utilisé pour mesurer le courant, le câble qui véhicule le courant doit passer à travers le noyau magnétique (trou prévu dans le boîtier à cet effet).

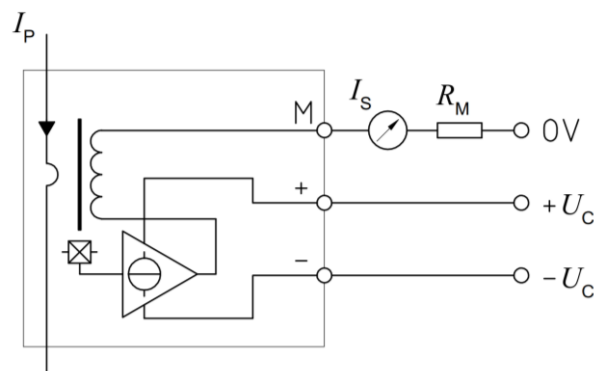


Figure 4: Capteur de courant LA55-P.

2.2 Caractéristiques

- Transducteur de courant à boucle fermée (compensé) utilisant l'effet de Hall.
- Boîtier en plastique isolant reconnu selon la norme UL 94-V0.

2.3 Avantages

- Excellente précision

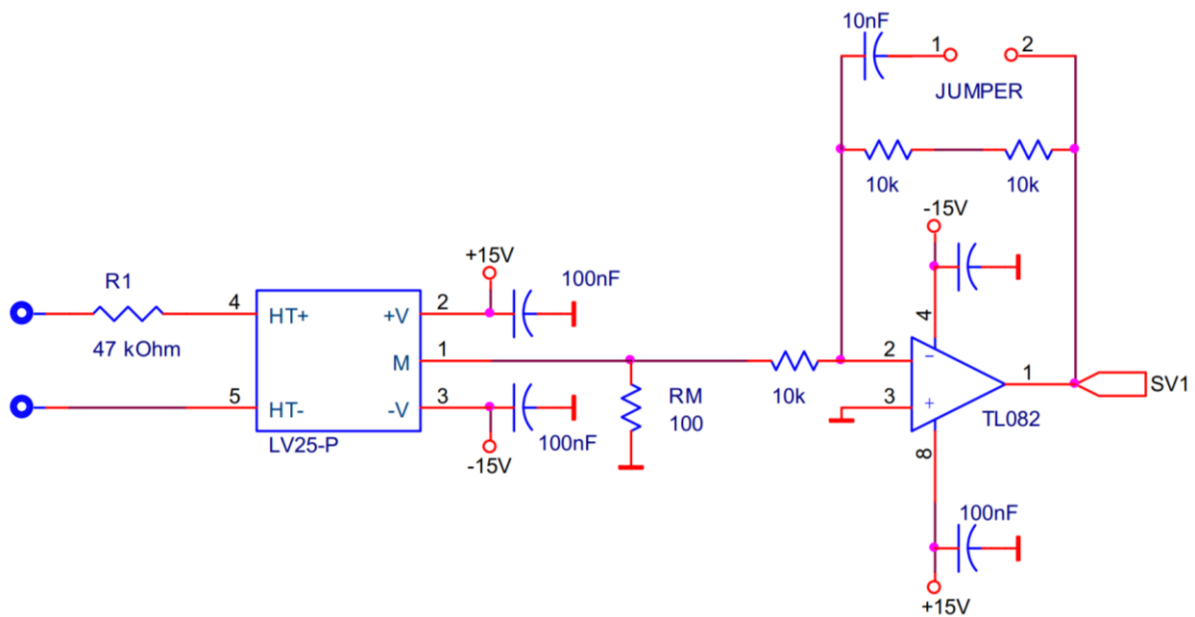
- Très bonne linéarité
- Faible dérive en température.
- Temps de réponse optimisé
- Grande largeur de bande de fréquence
- Pas de pertes d'insertion
- Haute immunité aux interférences externes
- Capacité de surcharge en courant.

2.4 Applications

- Variateurs de vitesse et servomoteurs à courant alternatif
- Convertisseurs statiques pour les entraînements de moteurs à courant continu.
- Applications alimentées par batterie
- Alimentations sans interruption (UPS)
- Alimentations en mode commuté (SMPS)
- Alimentations pour applications de soudage applications.

3 Boîtier de mesure de 3 tensions et de 2 courants

Pour notre émulateur expérimental, nous devons mesurer les 2 tensions du réseau afin d'extraire l'angle θ_s et le module de la tension. Nous devons aussi mesurer la tension du bus continu. Concernant les courants, nous devons mesurer les courants rotoriques afin de calculer I_{dr} et I_{qr} . L'interface de mesure est composée de deux capteurs de courant et de trois capteurs de tension de type LEM.



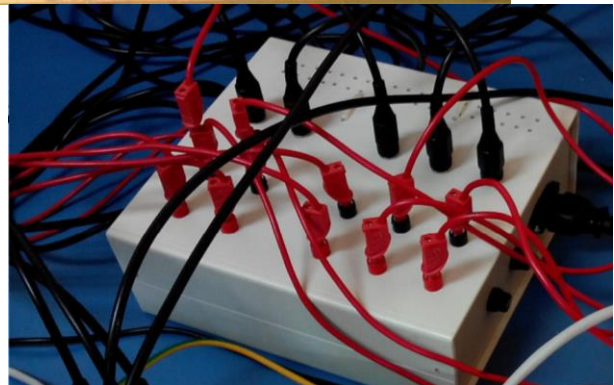
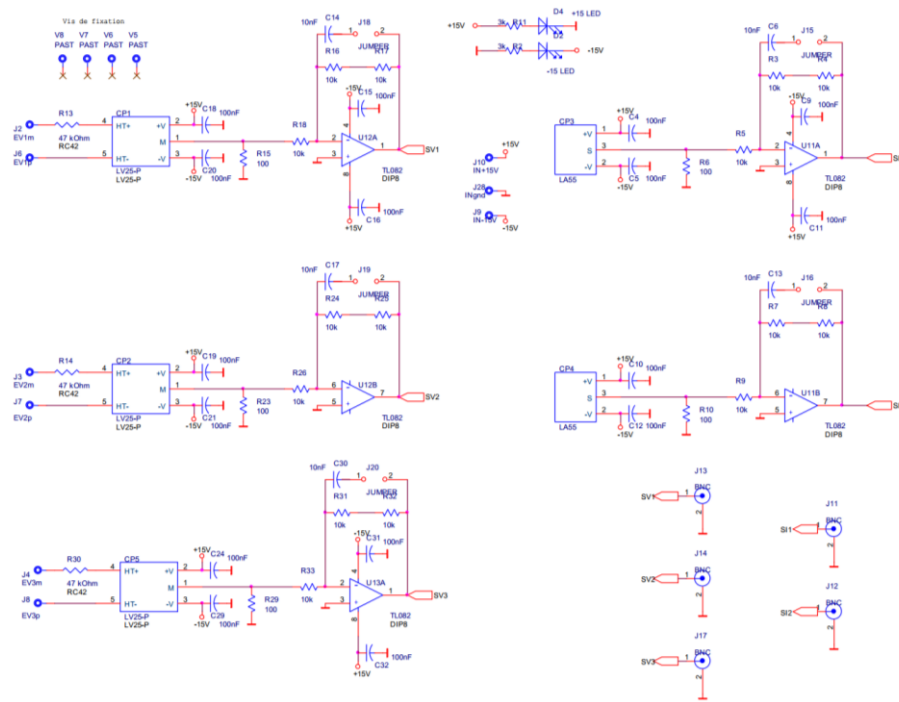


Figure 5: Schéma et cartes de mesure des 3 tensions et des 2 courants

4 Boîtier de mesure de 2 courants

Pour notre émulateur expérimental, nous devons aussi mesurer le courant d'induit du MCC pour le contrôle de l'émulateur éolien, et nous avons aussi prévu de mesurer le courant d'excitation du MCC mais que nous n'avons pas vraiment utilisé.

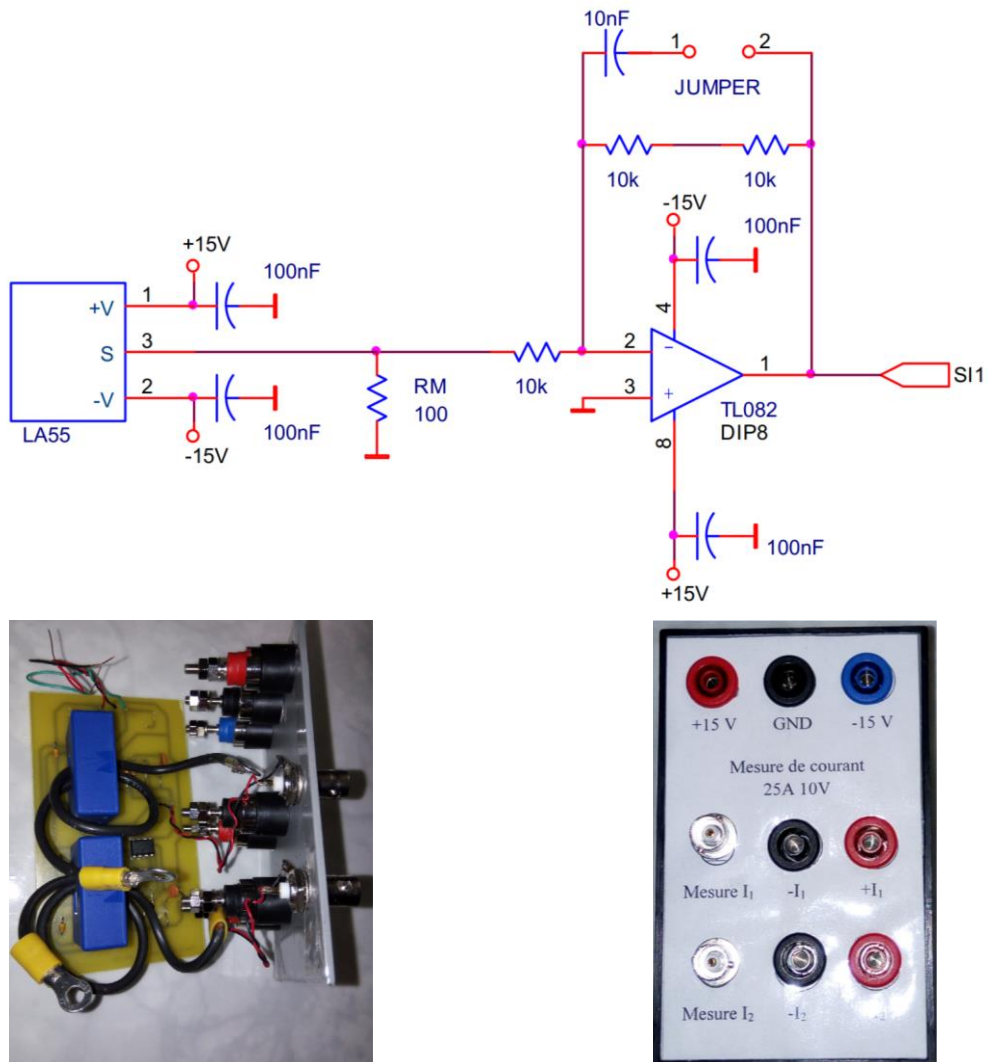
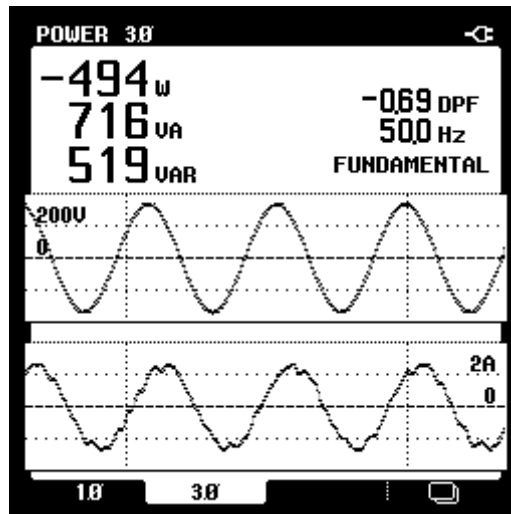


Figure 6: 1 Schéma et boîtier de mesure de 2 courants.

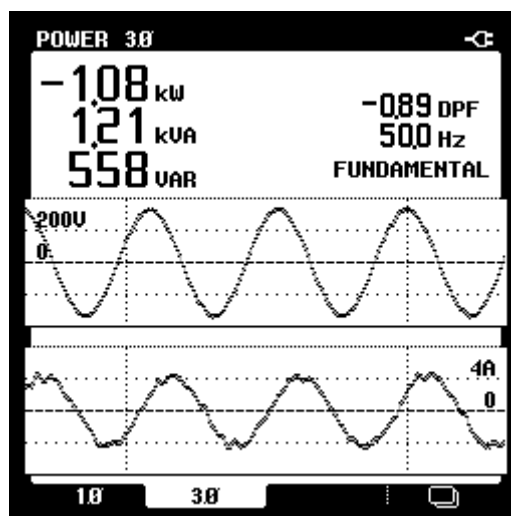
5 FLUKE 43B Power Quality Analyzer

L'analyse de la qualité de l'énergie par le FLUKE 43B fournit de nombreuses mesures en temps réel, telles que :

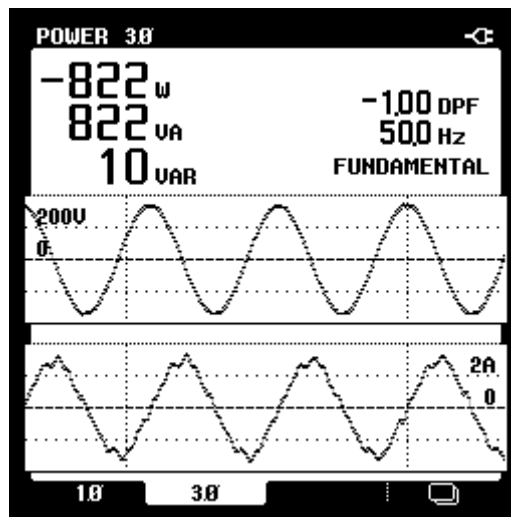
- a) VOLT / AMP / HERTZ
- b) PUISSANCE
- c) HARMONIQUES
- d) VARIATIONS LENTES
- e) OHMS / CONTINUITÉ / CAPACITÉ
- f) TRANSITOIRES
- g) ENREGISTREMENT
- h) COURANT D4APPEL
- i) AFFICHER / EFFACER ECRAN



Injection 500 W et absorption 500 VAR



Injection 1 kW et absorption 550 VAR



Injection 822 W et compensation du réactif

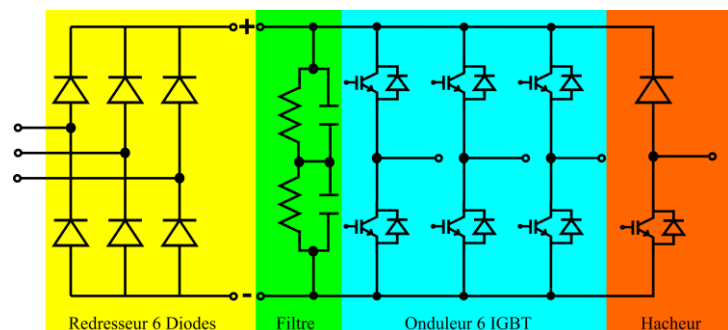
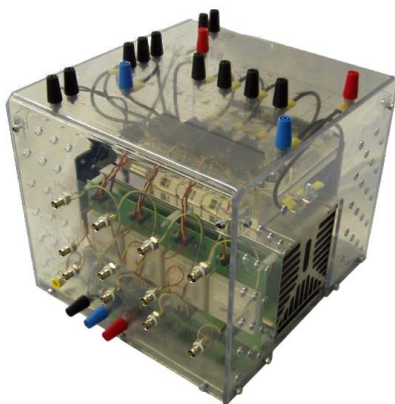
6 Boîtier SEMIKRON Semiteach : Redresseur triphasé + onduleur avec hacheur de freinage

6.1 Caractéristiques

- Convertisseur IGBT multifonctionnel
- Boîtier transparent permettant de
- La visualisation de chaque pièce
- Protection IP2x pour minimiser les risques de sécurité
- Connecteurs externes de type banane/BNC pour tous les appareils Unité d'entraînement intégrée offrant détection/coupeure de court-circuit, détection de défaillance de l'alimentation électrique, verrouillage des IGBTs + isolation galvanique de l'utilisateur.
- Dissipateur thermique refroidi par air forcé

6.2 Applications typiques

- Éducation : Une seule pile peut simuler presque toutes les applications industrielles existantes :
- Onduleur triphasé + hacheur de freinage
- Convertisseur Buck ou boost
- Onduleur monophasé
- Redresseur monophasé ou triphasé



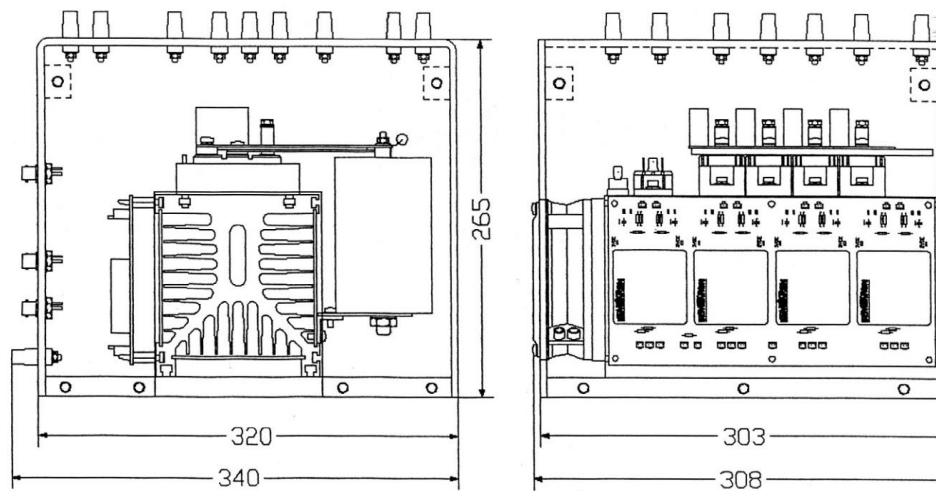


Figure 7: Boîtier SEMIKRON Semiteach.

7 Codeur incrémental 1024 points

Le codeur rotatif opto-électronique est un capteur angulaire de position, il permet de faire du comptage et du positionnement par comptage. Il est composé d'un disque comportant une succession de zones opaques et transparentes qui est entraîné en rotation par un axe lié mécaniquement à l'arbre moteur. Des photodiodes émettrices et réceptrices permettent de transmettre après transformation un signal carré amplifié vers un variateur de vitesse. La sortie du codeur permet de représenter la position angulaire de l'axe d'entrée sous forme numérique.

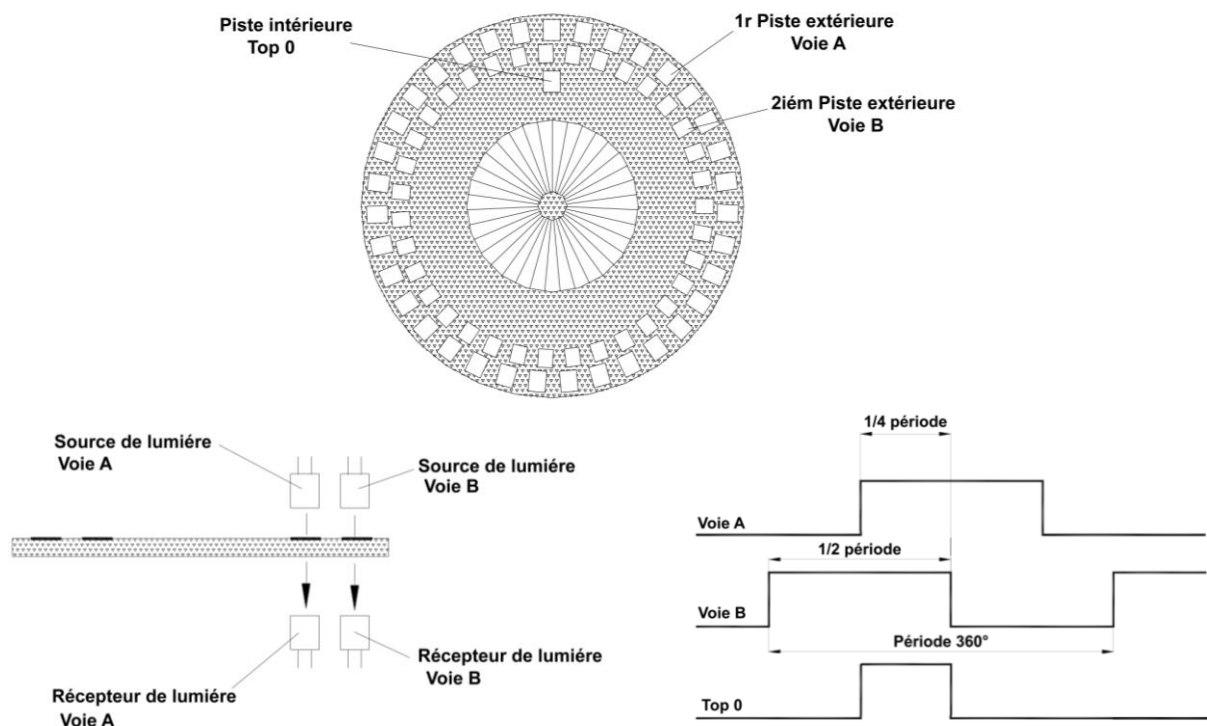


Figure 8: Codeur incrémental 1024 points.

7.1 Caractéristiques principales

1024 Points	
Raccordement radial	
Type d'étage de sortie :	5V
Tension d'alimentation :	5V CC
I consommé sans charge :	100mA
Protection contre le Court-circuit 1s sur 1 voie	
Courant de sortie :	20mA Max
	Etat bas
	Charge au 0V : 0,5V
	Charge au + V : 0,5V
Niveau de sortie	
	Etat haut
	Charge au 0V : 2,5V
	Charge au + V : 4V

8 Carte dSPACE DS1104

La figure ci-dessous montre le schéma de connexion du CLP 1104 avec les capteurs utilisés de l'émulateur d'énergie éolienne et avec le convertisseur CCM et le hacheur MCC.

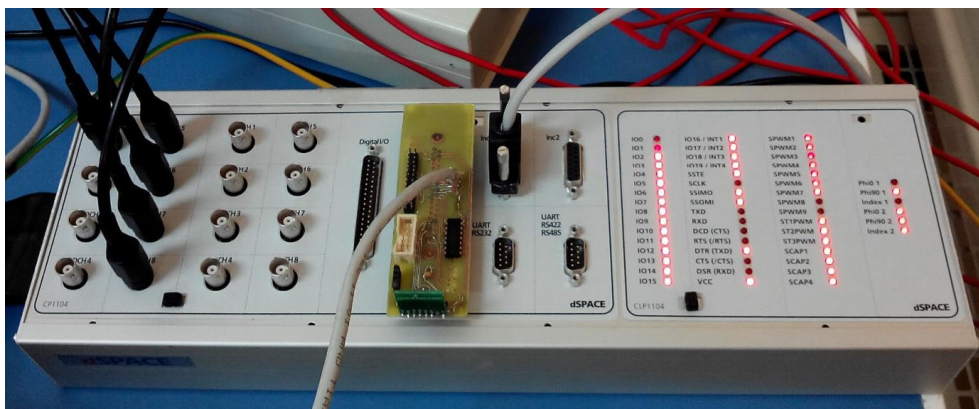
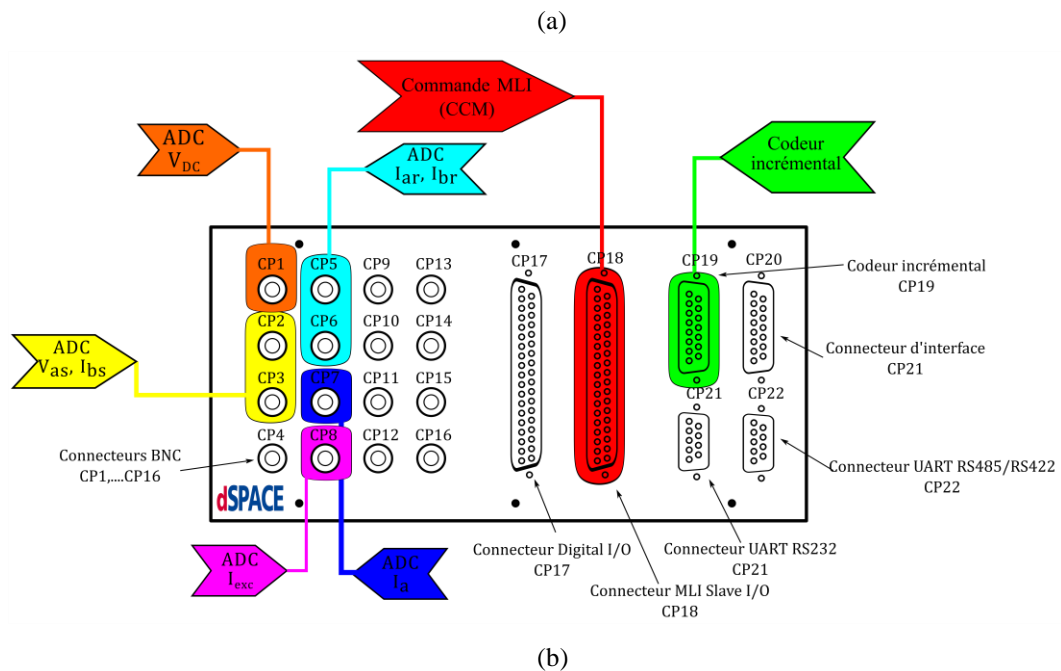
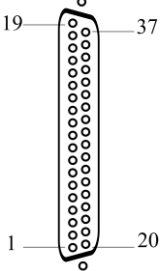


Figure 9: Le schéma des connexions du CLP 1104.

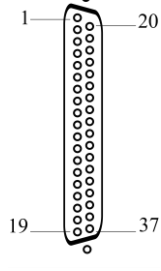
Tableau 1: Tableaux des connexions du CLP 1104.

Connecteur	Signal	Connecteur	Signal	Connecteur	Signal	Connecteur	Signal
CP1	ADCH1	CP5	ADCH5	CP9	DACH1	CP13	DACH5
CP2	ADCH2	CP6	ADCH6	CP10	DACH2	CP14	DACH6
CP3	ADCH3	CP7	ADCH7	CP11	DACH3	CP15	DACH7
CP4	ADCH4	CP8	ADCH8	CP12	DACH4	CP16	DACH8

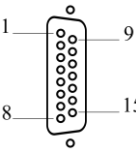
Connecteur (CP17)	Pin	Signal	Pin	Signal
	19	GND		
	18	GND	37	VCC (+5 V)
	17	GND	36	VCC (+5 V)
	16	GND	35	GND
	15	IO19	34	GND
	14	IO17	33	IO18
	13	GND	32	IO16
	12	IO15	31	GND
	11	IO13	30	IO14
	10	GND	29	IO12
	9	IO11	28	GND
	8	IO9	27	IO10
	7	GND	26	IO8
	6	IO7	25	GND
	5	IO5	24	IO6
	4	GND	23	IO4
	3	IO3	22	GND
	2	IO1	21	IO2
	1	GND	20	IO0



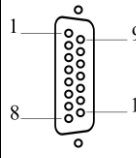
Connecteur (CP18)	Pin	Signal	Pin	Signal
	1	GND		
	2	SCAP1	20	GND
	3	SCAP3	21	SCAP2
	4	GND	22	SCAP4
	5	ST2PWM	23	ST1PWM
	6	GND	24	ST3PWM
	7	SPWM1	25	GND
	8	SPWM3	26	SPWM2
	9	SPWM5	27	SPWM4
	10	SPWM7	28	SPWM6
	11	SPWM9	29	SPWM8
	12	GND	30	GND
	13	GND	31	GND
	14	GND	32	GND
	15	GND	33	GND
	16	SSIMO	34	SSOMI
	17	SCLK	35	SSTE
	18	VCC (+5 V)	36	GND
	19	VCC (+5 V)	37	GND



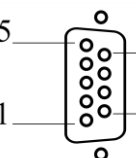
Connecteur (CP19)	Pin	Signal	Pin	Signal
	1	VCC (+5 V)		
	2	PHI0(x)	9	VCC (+5 V)
	3	PHI0(x)	10	GND
	4	PHI90(x)	11	GND
	5	PHI90(x)	12	GND
	6	IDX(x)	13	GND
	7	IDX(x)	14	GND
	8	GND	15	GND



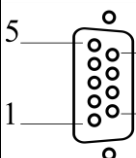
Connecteur (CP20)	Pin	Signal	Pin	Signal
	1	VCC (+5 V)		
	2	PHI0(x)	9	VCC (+5 V)
	3	PHI0(x)	10	GND
	4	PHI90(x)	11	GND
	5	PHI90(x)	12	GND
	6	IDX(x)	13	GND
	7	IDX(x)	14	GND
	8	GND	15	GND



Connecteur (CP21)	Pin	Signal	Pin	Signal
	5	GND		
	4	DTR (TXD)	9	Non utilisé
	3	TXD (TXD)	8	CTS (CTS)
	2	RXD (RXD)	7	RTS (RTS)
	1	DCD (CTS)	6	DSR (RXD)



Connecteur (CP22)	Pin	Signal	Pin	Signal
	5	GND		
	4	RXD	9	CTS
	3	RXD	8	CTS
	2	TXD	7	RTS
	1	TXD	6	RTS



9 Carte d'adaptation des signaux MLI au CPL1104

La carte dSPACE DS1104 sort des tensions de commande (0-5V) tandis que l'entrée des drivers de l'onduleur admet des tensions (0-15V). Une carte de mise en forme des signaux MLI a été réalisée pour adapter les niveaux de tension. Cette carte comporte également un interrupteur qui permet d'inhiber matériellement les ordres provenant du circuit de la carte dSPACE.

(a)

(b)

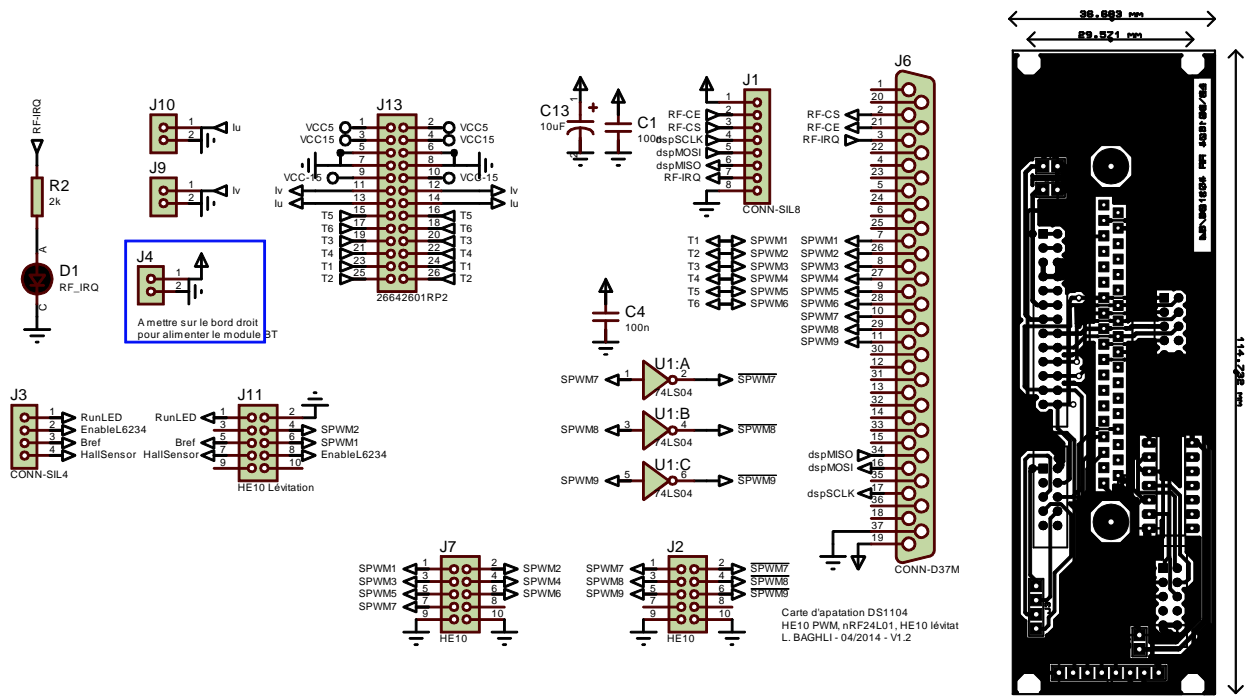


Figure 10: Carte d'adaptation des signaux MLI au CPL1104.

10 L'interface graphique Control Desk™

Le Control Desk™ fonctionnant sur le PC hôte de la DS1104 permet la visualisation des variables du système en temps réel et la saisie des valeurs de référence, ainsi que l'enregistrement des variables lors des tests expérimentaux.

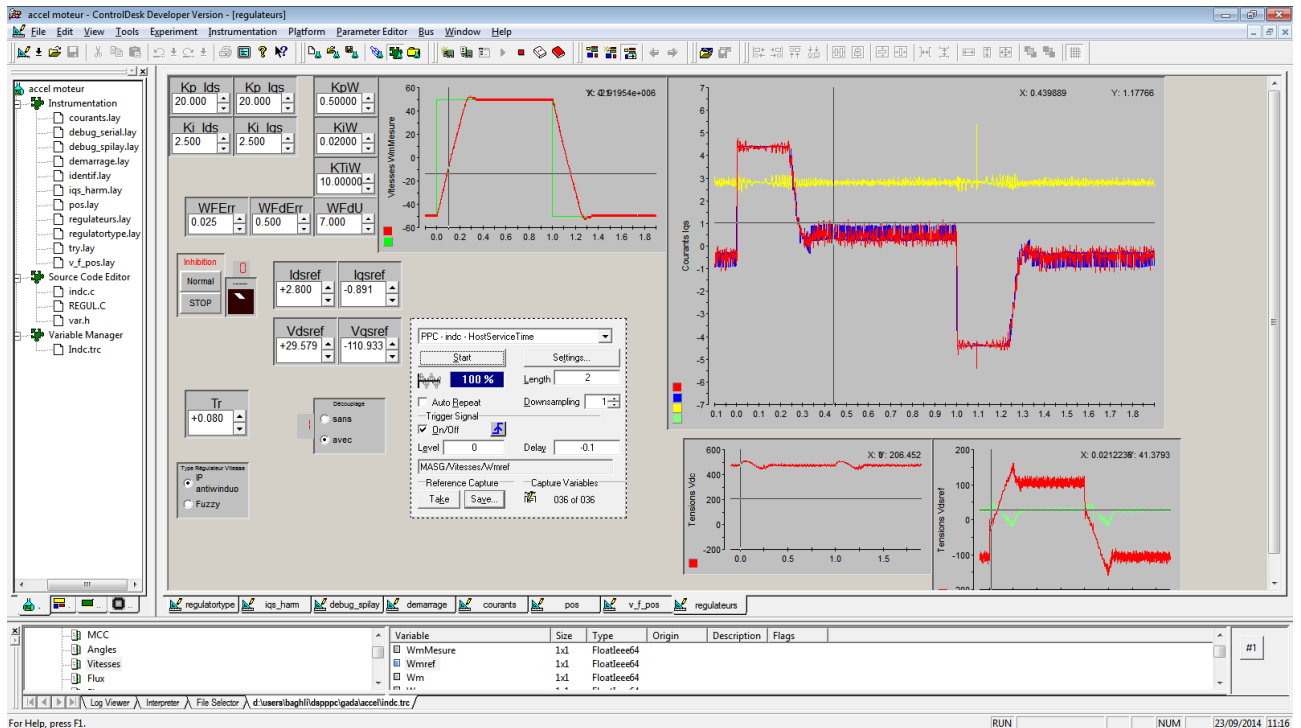


Figure 11: L'interface graphique Control Desk™ (MAS fonctionnement moteur, tests)

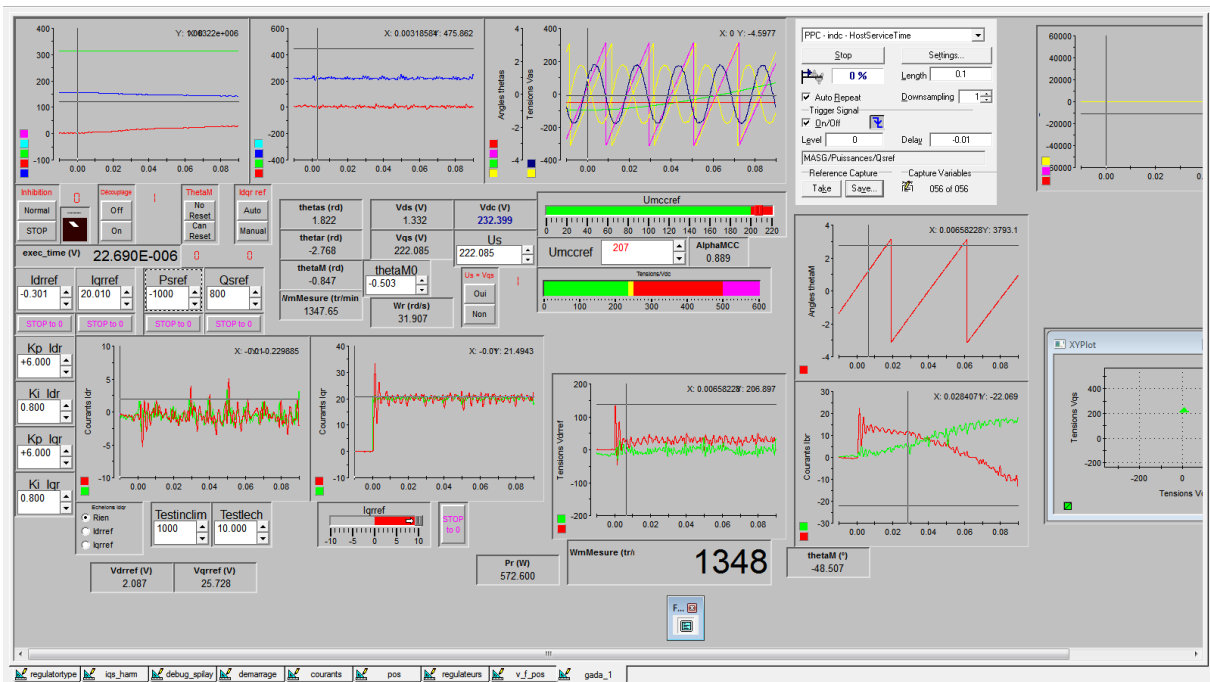


Figure 12: L'interface graphique Control Desk™ (fonctionnement GADA échelon de 1kW)

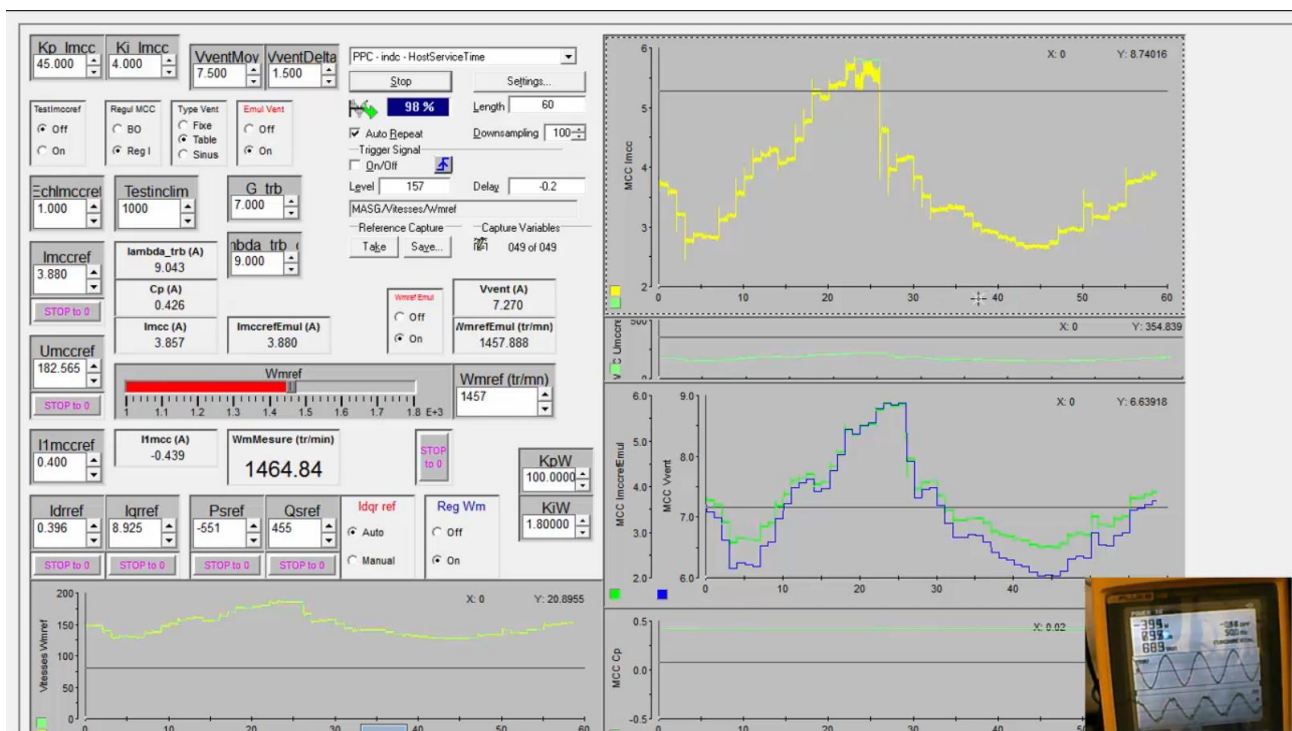
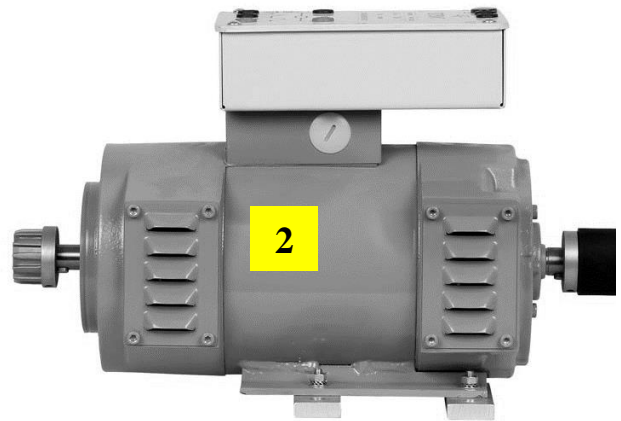
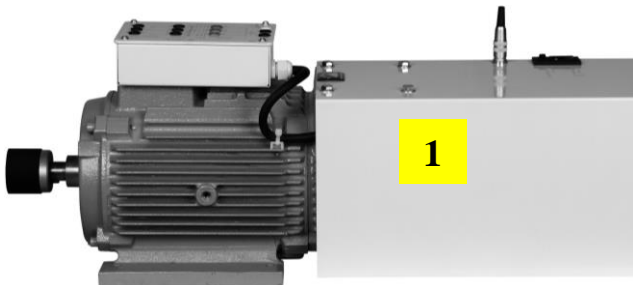
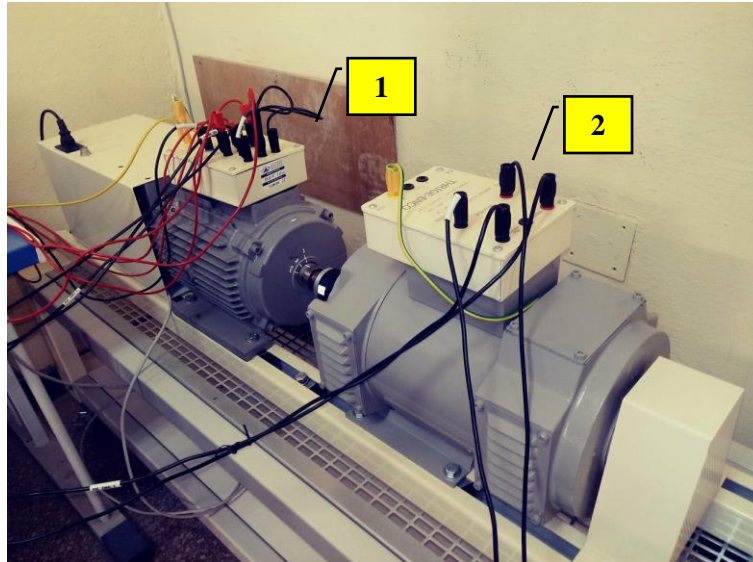


Figure 13: L'interface graphique Control Desk™ (fonctionnement GADA avec profil de vent)

11 Machines et alimentations



Machine asynchrone triphasée à bagues 1500w avec refroidisseur et codeur 1024pts LANGLOIS REF. MAT20-C1.

Moteur à excitation séparée LANGLOIS REF. CC20.

Figure 14: Châssis GADA+MCC.

Unité d'alimentation variable transportable 2 kW. Alimentation par le réseau : Triphasé 380V/400V + neutre + terre. Sorties : 2 alimentations variables DC 0-250V et 1 alimentation variable AC triphasée 0-430V.



Figure 15: Unité d'alimentation variable transportable.



Autotransformateurs variables LANGLOIS :
VERSIONS SOUS CAPOT SIMPLE - PRIMAIRE SUR CABLE
SECTEUR

Modèles triphasés

Réf	Puissance	Primaire	Secondaire	Secondaire	Poids	Dims mm
TRT8A (Coté Stator)	6,23kVA	380/400V	0-450V	8A	33kg	200 x 200 x 468mm
TRT13A (Coté Rotor)	10,13kVA	380/400V	0-450V	13A	48kg	286 x 286 x 468mm

Figure 16: Autotransformateurs variables LANGLOIS.

Productions scientifiques

Articles de revues internationales (Articles publiés)

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"Improved Super Twisting Based High Order Direct Power Sliding Mode Control of a Connected DFIG Variable Speed Wind Turbine ",

Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science, [Revue indexée par Scopus et classée B par la DGRSDT]

ISSN: 2064-5279

9 Oct. 2021, vol. 64, no. 04, pp. 1-21, disponible en ligne 10.3311/PPee.17989.

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"EXPERIMENTAL IMPLEMENTATION OF THE MAXIMUM POWER POINT TRACKING ALGORITHM FOR A CONNECTED WIND TURBINE EMULATOR",

Revue Roumaine des Sciences Techniques - Serie Électrotechnique et Énergétique, [Revue indexée par Thomson Reuters et classée A par la DGRSDT]

ISSN: 0035-4066

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"Real-time Emulation of a Grid-connected Wind Energy Conversion System Based Double Fed Induction Generator Configuration Under Random Operating Modes",

European Journal of Electrical Engineering, [Revue indexée par Scopus et classée B par la DGRSDT]

ISSN: 2103-3641, online: 2116-7109

21 jun. 2021, vol. 23, no. 3, pp. 207–219, disponible en ligne 10.18280/ejee.230101.

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"Improved hardware implementation of a TSR based MPPT algorithm for a low cost connected wind turbine emulator under unbalanced wind speeds",

Energy, [Revue indexée par Scopus et classée A+ par la DGRSDT]

ISSN: 0360-5442

28 May 2021, 121039, pp. 1-13, disponible en ligne 10.1016/j.energy.2021.121039.

Z. DEKALI, L. BAGHLI, T. LUBIN, A. BOUMEDIENE

"Grid Side Inverter Control for a Grid Connected Synchronous Generator Based Wind Turbine Experimental Emulator",

European Journal of Electrical Engineering, [Revue indexée par Scopus et classée B par la DGRSDT]

ISSN: 2103-3641, online: 2116-7109

28 Feb. 2021, vol. 23, no. 1, pp. 1-7, disponible en ligne 10.18280/ejee.230101.

Articles de conférences internationales

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"Indirect Power Control for a Grid Connected Double Fed Induction Generator Based Wind Turbine Emulator",
Présenté à: The 2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE), Algiers, Algeria, 2019.

disponible en ligne 10.1109/ICAEE47123.2019.9014778.

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"Experimental Emulation of a Small Wind Turbine Under Operating Modes Using DC Motor ",

Présenté à: The 2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA), Elazig, Turkey, 2019.

disponible en ligne 10.1109/ICPEA1.2019.8911194.

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE, M. DJEMAI

"Control of a Grid Connected DFIG Based Wind Turbine Emulator ",

Presenté à: The 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA), Rome, Italy, 2018.

disponible en ligne [10.1109/EFEA.2018.8617049](https://doi.org/10.1109/EFEA.2018.8617049).

Z. DEKALI, L. BAGHLI, A. BOUMEDIENE

"Experimental Implantation of an Emulator of a Wind Energy Conversion Chain System Based on Double Fed Induction Generator ",

Presenté à: 11th Scientific and Technical Days INNOVATION AND PARTNERSHIP IN A GLOBAL CONTEXT OF ENERGY TRANSITION, Oran, Algeria, 2018.

Abstract

In an increasingly pressing ecological context, this thesis makes a contribution to the field of renewable energy. The main objective of this study is to design a small power wind emulation bench with a simplified structure to offer a good cost/performance trade-off. The five chapters of this thesis describe in detail the design, the modeling and the experimental construction of a physical emulator (Hardware In the Loop) of a wind energy conversion chain, including electrical machines, power electronic converters and digital control strategies. We propose several control laws in order to improve the quality of the power produced, as well as the operating dynamics.

Keywords: Wind energy conversion system, wind turbine emulator, double fed induction generator, DC motor, MPPT, Hardware In the Loop, dSPACE DS1104.

Résumé

Dans un contexte écologique de plus en plus pressant, cette thèse apporte une contribution au domaine des énergies renouvelables. L'objectif principal de cette étude consiste à concevoir un banc d'émulation éolien de petite puissance dont la structure est simplifiée pour offrir un bon compromis coût / performances. Les cinq chapitres de cette thèse décrivent en détail les étapes de la conception, de la modélisation et de la construction expérimentale d'un émulateur physique (Hardware In the Loop) d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne, comprenant les machines électriques, les convertisseurs d'électronique de puissance et les stratégies de contrôle numérique. Nous proposons plusieurs lois de commande afin d'améliorer la qualité de la puissance produite, ainsi que la dynamique de fonctionnement.

Mots clés : Système de conversion de l'énergie éolienne, émulateur de turbine éolienne, générateur asynchrone à double alimentation, moteur à courant continu, MPPT, Hardware In the Loop, dSPACE DS1104.

المخلص

في سياق بيئي ملح بشكل متزايد ، تقدم هذه الأطروحة مساهمة في مجال الطاقات المتجددة. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو تصميم منضدة صغيرة لمحاكاة طاقة الرياح بهيكل مبسط لتقديم مقايضة جيدة من حيث التكلفة / الأداء. تصف الفصول الخمسة من هذه الرسالة بالتفصيل لسلسلة تحويل طاقة الرياح ، بما في ذلك الآلات الكهربائية (Hardware In the Loop) التصميم والنمذجة والبناء التجريبي لمحاكي مادي ومحولات الطاقة الإلكترونية واستراتيجيات التحكم الرقمي. نقترح العديد من قوانين التحكم من أجل تحسين جودة الطاقة المنتجة ، بالإضافة إلى ديناميكيات التشغيل.

الكلمات المفتاحية : نظام تحويل طاقة الرياح ، محاكي توربينات الرياح ، مولد غير متزامن مزدوج التغذية، محرك التيار المستمر ، الأجهزة في الحلقة HIL ، تتبع أقصى نقطة للطاقة MPPT ، dSPACE 1104.