

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THESE

Présentée au Département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Réseaux Electriques

Par

Mme LOUAREM Sabah

THÈME

**Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique
connecté à un système éolien utilisant les systèmes
FACTS**

Soutenue le 29/06/2021 devant le Jury:

M. RAHMANI Lazhar	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Président
M. NOURI Hamou	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
Mme. SLIMANI Linda	Professeur	Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Co-directeur de thèse
Mme. BENAICHA Samira	M.C.A.	Univ. M.B.Boulaid Batna 2	Examinatrice
M. BELKHIRI Salah	M.C.A.	Univ. Mohamed Boudiaf M'Sila	Examinateur
M. CHAIBA Azeddine	Professeur	Univ. Abbes Laghrour Khenchela	Examinateur

Les travaux de l'auteur

Publications:

[1] **S. Louarem**, D.E.C. Belkhiat, T. Bouktir, S. Belkhiat, An Efficient Active and Reactive Power Control of DFIG for a Wind Power Generator, Vol. 9, Issue. 5, pp. 4775-4782, 2019.

Conférences internationales :

[1] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Control active and reactive power by Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES), 1^{ere} conference international sur l'Electrotechnique, l'Electronique , l'Automatique et la Maintenance, CIEEAM'08.

[2] **S. Louarem**, S. Belkhiat,, Control Method Of Voltage Source Converter (VSC) For Prototype Superconducting Magnetic Energy Storage, Bordj El-bahri, 13-14 Avril 2009.

[3] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Supeconducting Magnetic Energy Storage (SMES), International Conference on electronics, ICEL'2009.

[4] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Analysis and performance evaluation of a distribution STATCOM for compensating voltage fluctuations; 3rd International conference on Electrical Engineering Design and Technologies (ICEED'09). Oct 31-Nov 02, 2009 sousse, TUNISIA.

[5] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Impact of wind power on the stability of a power system, 3rd International conference on Electrical Engineering Design and Technologies (ICEED'09). Oct 31-Nov 02, 2009 sousse, TUNISIA.

[6] **S. Louarem**, S. Belkhiat, The wind power on the stability of power system, International Conference on Industrial Engineering & Manufacturing. 9- 10, Mai 2010, Batna Algerie.

[7] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Improvement of Fault Clearing Time Of Wind Farm STATCOM System, Ecole Militaire Polytechnique 12-13 Avril 2011.

[8] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Advanced control of a Doubly-fed induction generator for Wind Energy Conversion, International Conference on Electromechanical Engineering (ICEE'2012) Skikda, 2012.

[9] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Fuzzy logic based improved active and reactive power control operation of DFIG for Wind power generator, deuxième conference international sur la maintenance , la Gestion, la logistique et l'électrotechnique, ENSET Oran, 2012.

[10] **S. Louarem**, S. Belkhiat, A Control Method using PI/Fuzzy Controllers Based DFIG in Wind Energy Conversion System , Grenoble 16-20 June 2013. Conference of the IEEE.

[11] **S. Louarem**, S. Belkhiat, Djamel Eddine chouaib. BELKHIAT, PI/Fuzzy logic control of doubly fed induction generator wind turbine. International conference on electrical engineering and automatic control. November 24-26, 2013, Sétif, Algeria.

[12] Fatima Zohra Kebbab, **S. Louarem**, D.E.C. Belkhiat, Speed control of ultrasonic motor using fuzzy- PI controller, Séminaire International Sur L'industrie et La technologie, organisé par Algerian Journal of Engineering, Architecture and Urbanism le 12 et 13 Mars 2021.

الأستاذ المرحوم 'طارق بوكثير' كان له أثر و أعمال بارزة

خارج وداخل الوطن في مجالات شتى منها

الطاقة المتجددة

التدفق الأمثل للطاقة الكهربائية، الخوارزميات

الهجينة،.....

فمنه تعلمنا أن للنجاح قيمة ومعنى، ومنه تعلمنا كيف يكون التفاني

والإخلاص في العمل، ومعه آمانا أن لا مستحيل في سبيل الإبداع

والرقي، نسأل الله أن يتغمده بواسع رحمته ويسكنه فسيح جناته

إنه سبحانه وتعالى ولي ذلك والقادر عليه

*Du profond de mon cœur je dédie ce travail à tous ceux
qui me sont chers :*

A ma mère, puis ma mère puis ma mère

*Par les inestimables sacrifices que tu as consentis pour moi,
tu as tant souhaité que je parvienne à ce but.*

*Je te serai reconnaissante toute ma vie, qu'Allah t'accorde
longue vie dans la santé !*

A la mémoire de mon père.

A mon Mari et mes enfants

A mes sœurs

A NADJI

Remerciements

Mes remerciements vont tout d'abord à Dieu LE TOUT-PUISSANT pour la force et la volonté qui m'a procuré pour terminer mon travail.

En premier lieu, je tiens à remercier mon directeur de thèse, monsieur **NOURI Hamou**, pour la confiance qu'il m'a accordée en acceptant d'encadrer ce travail doctoral. Je lui suis reconnaissante de m'avoir fait bénéficier tout au long de ce travail de sa grande compétence, de sa rigueur intellectuelle, de son dynamisme, et de son efficacité certaine que je n'oublierai jamais. Qu'il soit aussi remercié pour sa gentillesse, sa disponibilité permanente et pour les nombreux encouragements qu'il m'a prodigués.

Un grand merci également à Madame **SLIMANI Linda** professeur à l'université de Sétif 1 pour son engagement dans le Co-Encadrement de ma thèse.

J'exprime aussi mes sincères remerciements à Monsieur **RAHMANI Lazhar** (Professeur à l'université de Ferhat Abbas Sétif 1) d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse,

J'adresse tous mes remerciements à Monsieur **BELKHIRI salah** Maître de conférences à l'université de Mohamed Boudiaf M'Sila, ainsi qu'à Monsieur **CHAIBA Azzedine**, Professeur à l'université de Khanchla, à Madame **BENAICHA Samira** Maître de conférences au département d'électrotechnique université de Batna 2, de l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'être rapporteurs de cette thèse.

J'exprime ma gratitude au Docteur **BELKHIAT Djamel Eddine Chouaib** et Professeur **BELKHIAT Saad** pour son aide, encouragement et conseils intéressants.

Enfin, je ne saurais oublier ma mère qui m'a apporté soutien et encouragement durant toutes ces années.

Je remercie aussi mon mari pour son aide et encouragement et surtout son soutien moral, sans oublier mes enfants la lumière de ma vie.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
-----------------------------	---

Chapitre 01

TECHNOLOGIE DES EOLIENNES

1.1. Introduction	4
1.2. Les différentes sources d'énergies renouvelables	4
1.2.1. L'énergie hydraulique	5
1.2.1.1. Les centrales au fil de l'eau	5
1.2.1.2. Les centrales alimentées par un réservoir	5
1.2.2. L'énergie photovoltaïque	6
1.2.3. L'énergie biomasse	7
1.2.4. L'énergie éolienne	8
1.3. Historique de l'énergie éolienne	9
1.4. Technologie de la turbine éolienne.....	10
1.4.1. Éoliennes à axe vertical (VAWT)	11
1.4.2. Éoliennes à axe horizontal(HAWT)	11
1.5. Le montage d'une éolienne	13
1.6. Principe de fonctionnement	13
1.7. Constitutions d'un aérogénérateur	15
1.7.1. Le mât.....	16
1.7.2. La nacelle	16
1.7.3. Le rotor	17
1.8. Principe de fonctionnement	17
1.8.1. Fonctionnement à vitesse fixe.....	17
1.8.2. Fonctionnement à vitesse variable	18
1.9. Technologie de l'éolienne	18
1.9.1. Systèmes utilisant la machine asynchrone	19
1.9.1.1. Générateur asynchrone à cage d'écureuil.....	19
1.9.1.2. Générateur asynchrone double alimenté (MADA).....	19
1.10. Impact sur le fonctionnement et la production	20
1.10.1. Impact sur le profil de tension	21
1.10.2. Impact sur la fréquence	21
1.11. Conclusion	21

Chapitre 02

MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAÎNE DE PRODUCTION EOLIENNE A BASE DE LA MADA

2.1. Introduction	23
2.2. Etude théorique d'une éolienne	23
2.2.1. Modélisation de la vitesse du vent	23
2.2.2. Modélisation de la turbine.....	24
2.2.1. Modèle du multiplicateur et équation dynamique de l'arbre	26
2.3. Machine asynchrone à double alimentation.....	27
2.3.1. Modes de fonctionnement de la MADA	28
2.3.1.1. Mode moteur en hypo- synchronisme	28
2.3.1.2. Mode moteur en hyper synchronisme	28
2.3.1.3. Mode génératrice en hypo synchronisme.....	28
2.3.1.4. Mode génératrice en hyper synchronisme.....	29
2.3.2. Modélisation de la MADA.....	30
2.3.2.1. Représentation de la machine dans l'espace électrique	30
2.3.3. Modèle mathématique de la MADA	31
2.3.4. Application de la transformation de Park à la MADA.....	32
2.4. Principe de la commande vectorielle de la MADA.....	35
2.4.1. Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique	35
2.5. Modèle de l'onduleur de tension à deux niveaux	38
2.5.1. Stratégie de commande par MLI sinus-triangle	40
2.6. Contrôle direct en puissance statorique de la MADA	41
2.6.1. Synthèse du régulateur Proportionnel-Intégral (PI).....	42
2.6.2. Synthèse du régulateur neuronal	43
2.6.2.1. Représentation de la machine dans l'espace électrique	44
2.6.3. Synthèse du contrôleur PI-Flou adaptatif.....	46
2.6.4. Synthèse du contrôleur H_∞	48
2.6.4.1. Forme standard du contrôleur H_∞	50
2.6.4.2. Conception du contrôleur H_∞ sensibilité mixte	51
2.6.4.3. Application du contrôleur H_∞ sur la MADA.....	52
2.7. Simulation et interprétation des résultats	54
2.7.1. Test de suivi de consigne	54
2.7.2. Tests de robustesse	56
2.7.2.1. Variation au niveau de l'inductance mutuelle	56
2.7.2.2. Variation au niveau de l'inductance rotorique	58
2.7.2.3. Variation au niveau de l'inductance statorique.....	60

2.7.2.4. Variation au niveau de la résistance rotorique.....	62
2.8. Conclusion	64

Chapitre 03

SYSTEME FLEXIBLE DE TRANSPORT A COURANT CONTINUE

3.1. Introduction	65
3.2. Architecture des réseaux électriques.....	66
3.3. La stabilité des réseaux électriques.....	67
3.3.1. Définition de la stabilité de réseau électrique.....	67
3.3.2. Classification de la stabilité du réseau électrique.....	67
3.3.2.1. La stabilité de tension	68
3.3.2.2. La stabilité de l'angle du rotor (angulaire).....	69
3.4. Causes de l'instabilité de la tension.....	70
3.5. Ecoulement de tension.....	71
3.6. Blackouts dans le monde	71
3.7. Les systèmes FACTS.....	72
3.7.1. Intérêt des FACTS.....	73
3.7.2. Principe de fonctionnement des FACTS.....	74
3.8. Classification des dispositifs FACTS	74
3.8.1. FACTS série	75
3.8.1.1. Condensateur Série contrôlé par thyristor (<i>TCSC</i>).....	75
3.8.2. Compensateurs parallèles (shunt).....	76
3.8.2.1. Réactances commandées par thyristors.....	76
3.8.2.2. Capacité Commandée par thyristors.....	76
3.8.2.3. Compensateur statique de puissance réactive	77
3.8.2.4. Compensateur statique synchrone	79
3.8.3. Compensateurs hybrides (série-parallèle).....	80
3.8.3.1. Contrôleur universel de flux de puissance	81
3.9. Modélisation d'un compensateur SVC	81
3.10. L'intérêt des FACTS à la présence de système éolienne.....	82
3.11. Conclusion.....	82

Chapitre 04

COMMUTATION DES UNITES DE PRODUCTION ET FACTS EN PRESENCE DE L'EOLIEN

4.1. Introduction	84
4.2. Le progrès de la recherche dans le domaine éolien	85
4.3. Formulation mathématique de l'écoulement de puissance optimal.....	87
4.3.1. Contraintes d'égalité	87
4.3.2. Contraintes d'inégalités	87
4.4. Contraintes de commutation de l'unité.....	88
4.4.1. Contraintes de demande de charge	89
4.4.2. Limites de génération.....	89
4.4.3. Temps minimaux d'allumage et d'extinction.....	89
4.4.4. Réserve à garantir	90
4.4.5. Coût de démarrage et de l'arrêt.....	90
4.5. Le modèle d'implantation.....	90
4.6. Méthodologie	90
4.7. Application: Réseau test IEEE 30 JB	91
4.7.1. <i>Scénario 1</i> : Commutation des unités de production sans éolien.....	93
4.7.2. <i>Scénario 2</i> : Commutation des unités de production avec éolien.....	95
4.8. Optimisation multi-objectives	99
4.8.1. Amélioration de profil de tension.....	99
4.8.2. Minimisation du coût.....	100
4.8.3. Minimisation des pertes actives et réactives.....	101
4.8.4. Les puissances active et réactive des générateurs	101
CONCLUSION GENERALE.....	105
Annexe-A.....	108
Annexe-B.....	116
Annexe-C.....	117
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	120

Liste des figures

Figure 1.1. Schéma d'un aménagement hydroélectrique.	6
Figure 1.2. Schéma d'un système photovoltaïque.....	7
Figure 1.3. Principe de conversion énergétique de la biomasse	8
Figure 1.4. Evolution de la puissance du parc éolien mondial	10
Figure 1.5. Eolienne à axe vertical	11
Figure 1.6. Éolienne à axe horizontal	12
Figure 1.7. Principe de la conversion d'énergie éolienne	14
Figure 1.8. Courbe de puissance d'une éolienne typique de 1,5 MW Nordex N70.	15
Figure 1.9. Constitution d'une éolienne	15
Figure 1.10. Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage	17
Figure 1.11. Aérogénérateur à vitesse variable	18
Figure 1.12. Système de conversion éolien avec générateur asynchrone à cage d'écureuil	19
Figure 1.13. Système de conversion éolien avec générateur asynchrone double alimenté	20
Figure 2.1. Profil de vent.....	24
Figure 2.2. Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse λ de la turbine éolienne.	25
Figure 2.3. Schéma bloc fonctionnel du modèle de la turbine	27
Figure 2.4. Structure du stator et des contacts rotoriques de la MADA	28
Figure 2.5. Différents modes de Fonctionnement de la MADA	29
Figure 2.6. Représentation simplifiée de la MADA.	30
Figure 2.7. Repères de P référence : statorique $\alpha_s - \beta_s$, rotorique $\alpha_r - \beta_r$ et tournant $d - q$	34
Figure 2.8. Analogie entre la commande vectorielle d'une MADA et la commande d'une MCC ..	35
Figure 2.9. Orientation du flux statorique sur l'axe d.....	36
Figure 2.10. Schéma bloc du modèle simplifié de la MADA.	38
Figure 2.11. Schéma d'un onduleur de tension triphasé.	39
Figure 2.12. Principe de commande en MLI sinus-triangulaire.....	41
Figure 2.13. Schéma de principe de la commande directe de la MADA.....	42
Figure 2.14. Les deux boucles de régulation des puissances de la MADA.	42
Figure 2.15. Modèle de base d'un neurone formel.	44
Figure 2.16. La boucle de régulation avec réseau neuronal.	46
Figure 2.17. Contrôleur PI-Flou adaptatif pour le contrôle des puissances statoriques.....	46
Figure 2.18. Fonctions d'appartenance des variables.....	47
Figure 2.19. Système asservi avec référence, perturbation en entrée et bruit de mesure.....	49

Figure 2.20. Représentation sous forme standard d'un système.	50
Figure 2.21. Configuration de sensibilité mixte ST	52
Figure 2.22. Résultats de test de suivi de consigne du contrôle direct de la MADA.	55
Figure 2.23. Zoom de la puissance active et réactive.	55
Figure 2.24. Erreur sur les puissances active et réactive pour les différents contrôleurs.	56
Figure 2.25. Les puissances active et réactive lors de la variation de l'inductance mutuelle de -10%	57
Figure 2.26. Les puissances active et réactive en utilisant le contrôleur H^∞ et PI-Flou adaptatif avec une variation de -25% d'inductance mutuelle.	58
Figure 2.27. Les puissances active et réactive lors de la variation de l'inductance rotorique de $+10\%$	59
Figure 2.28. Les puissances active et réactive en utilisant le contrôleur H^∞ et PI-Flou adaptatif avec une variation de $+25\%$ d'inductance rotorique.	60
Figure 2.29. Les puissances active et réactive lors de la variation de l'inductance statorique de $+10\%$	61
Figure 2.30. Les puissances active et réactive en utilisant le contrôleur H^∞ et PI-Flou adaptatif avec une variation de $+25\%$ d'inductance statorique.	62
Figure 2.31. Les puissances active et réactive lors de la variation de résistance rotorique de $+100\%$	63
Figure 3.1. Appellations normalisées des différents niveaux de tension.	66
Figure 3.2. Classification de la Stabilité de réseau électrique	68
Figure 3.3. Schéma électrique unifilaire simplifié d'un TCSC.	75
Figure 3.4. Schéma réactances commandées par thyristors (TSR)	76
Figure 3.5. Schéma de capacité commandée par thyristors (TSC)	77
Figure 3.6. Schéma électrique unifilaire simplifié d'un SVC	78
Figure 3.7. Fonctionnement du compensateur statique	78
Figure 3.8. Structure de base d'un STATCOM couplé au réseau	79
Figure 3.9. Le mode d'un STATCOM : (a) inductif, (b) capacitif	80
Figure 3.10. Schéma de principe d'UPFC	81
Figure 3.11. Modèle équivalent de SVC	81
Figure 4.1. Schéma unifilaire de réseau électrique IEEE 30 JB.	91
Figure 4.2. Profil de la charge durant 24 heures.	92
Figure 4.3. Profil de l'énergie éolien durant 24 heures.	93
Figure 4.4. La puissance générée par les unités de production avant l'intégration de système éolien.	94
Figure 4.5 La puissance générée par les unités de production après l'intégration de système éolien.	97
Figure 4.6 Amplitudes de tensions (pu) dans l'heure 5.	100

Figure 4.7 Comparaisons entre le coût durant les 24 heures..... 100

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Avantages et inconvénients des éolien à axe horizontal et vertical	12
Tableau 2.1. Différents modes et régimes de fonctionnement de la MADA	29
Tableau 2.2. Fonctions d'appartenance des variables du contrôleur	48
Tableau 2.3. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de -10% de M	57
Tableau 2.4. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de -25% de M	58
Tableau 2.5. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de -10% de Lr	59
Tableau 2.6. Comparaison des paramètres de Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de $+25\%$ de Lr	60
Tableau 2.7. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de $+10\%$ de Ls	61
Tableau 2.8. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de $+25\%$ de Ls	62
Tableau 2.9. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de $+100\%$ de Rr	63
Tableau 4.1 Puissance demandée durant 24 heures	92
Tableau 4.2. Commutation des unités de production pour une période de temps de 24 heures sans intégration du système éolien	93
Tableau 4.3. Le coût total des générateurs avant l'intégration de l'éolien	95
Tableau 4.4. La puissance générée par le système éolien pour une période de temps de 24 heures	96
Tableau 4.5. Commutation des unités de production pour une période de temps de 24 heures avec l'intégration de système éolien au niveau du JB.10	96
Tableau 4.6. Le coût total des générateurs après l'intégration de l'éolien	97
Tableau 4.7. Les heures où les jeux de barres les plus critiques avant l'insertion de système SVC	98
Tableau 4.8 Les heures où les jeux de barres les plus critiques avant l'insertion de système SVC	99
Tableau 4.9. Les pertes de la puissance active et réactives sans et avec SVC	101
Tableau 4.10. Comparaison des résultats obtenus des puissances actives et réactives sans et avec le compensateur SVC	102

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

FACT	Flexible Alternating Current Transmission System.
FC	Fixed Capacitor.
HAWT	Éoliennes à axe horizontal.
IPFC	Interline Power Flow Controller.
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation.
PI	Proportionnel-Intégral.
RNA	Réseau Neuronal Artificiel.
SCIG	Générateur à induction à cage d'écureuil.
SER	Source d'énergie renouvelable.
SVC	Static Var Compensator.
SSSC	Static Synchronous Series Compensator.
STATCOM	STATic Synchronous COMPensator.
TCR	Thyristor Controlled Reactor.
TCRAP	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator.
TSC	Thyristor Switched Capacitor.
UC	Unit commitment.
UPFC	Unified power flow controller.
VAWT	Éoliennes à axe vertical.
WEG	Wind Electric Generator.

Symboles :

b : Bruit de mesure.

C_{aer} : Couple aérodynamique.

C_e : Le couple électromagnétique.

C_{em} : Le couple électromagnétique.

C_g : Couple issu du multiplicateur.

$C_{méc}$: Le couple mécanique appliqué au rotor.

C_p : Coefficient de puissance.

C_{pmax} : Coefficient maximal de puissance.

C_r : Le couple résistant.

C_v^{ti} : Coût de démarrage

C_w^{ti} : Coût d'arrêt.

$f(x)$: La fonction objectif à minimiser.

f_p : Fréquence de la porteuse.

f_{ref} : fréquence de l'onde de référence.

f_v : Le coefficient de frottement visqueux de la machine.

g : Coefficient de glissement.

G : Gain du multiplicateur.

$h(x)$: Les contraintes d'inégalités.

I_{sd}, I_{sq} : Les courants statoriques directs et en quadratures du système diphasé.

I_{rd}, I_{rq} : Les courants rotoriques directs et en quadratures du système diphasé.

J : L'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice.

J_t : Le moment d'inertie de la turbine.

J_g : Le moment d'inertie de générateur.

k : Gain statique.

M : Inductance mutuelle maximale entre une phase statorique et une phase.

MDT_i : Le minimum temps du d'extinction du générateur i .

MUT_i : Le minimum temps du fonctionnement du générateur i .

M_r : Les inductances mutuelles entre phases rotoriques.

- $[M_{rs}]$: Matrices des inductances mutuelles.
- M_s : Les inductances mutuelles entre phases statoriques.
- $[M_{sr}]$: Matrices des inductances mutuelles stator-rotor et rotor-stator.
- P : Nombre de paires de pôles de la machine.
- $P_D(t)$: La puissance demandée dans la période t .
- $P_L(t)$: La puissance dissipée dans la période t .
- P_m : La puissance mécanique.
- $P_{min}^{ti}, P_{max}^{ti}$: les puissances active minimale et maximale de l'unité i .
- P_r : La puissance rotorique.
- P_s : La puissance statorique.
- P_w^t : La puissance de l'éolien dans la période t .
- $Q_{min}^{ti}, Q_{max}^{ti}$: les puissances réactive minimale et maximale de l'unité i .
- r : Signal de référence (la consigne).
- R : Rayon de l'aérogénérateur.
- R_r : Les résistances des phases rotoriques.
- R_s : Les résistance des phases statoriques.
- S : La surface balayée par la turbine.
- SR^t : Réserve de rotation du système à l'instant t
- T_i^{off} : La période d'arrêt du générateur i .
- T_i^{on} : La période de fonctionnement du générateur i .
- T_g : Couple issu du multiplicateur.
- T_p : Période de la porteuse.
- u : Le signal de commande.
- v : Vitesse du vent.
- V_{DC} : La tension du bus continu.
- V_m : Amplitude de la porteuse.
- V_{mref} : Amplitude de la tension.
- V_{rd}, V_{rq} : Les tensions rotoriques directes et en quadratures du système diphasé.
- V_{sd}, V_{sq} : Les tensions statoriques directes et en quadratures du système diphasé.

v^{ti}/w^{ti} : États binaires de démarrage et d'arrêt de l'unité i dans la période t : 1

l'unité a un événement de démarrage / arrêt à la période t sinon 0.

y : Signal de sortie à contrôlée.

δu : Perturbation sur la commande.

δy : Perturbation sur la sortie.

ε : L'erreur de poursuite.

β : Angle d'orientation des pales.

$\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$: Les flux rotorique direct et en quadrature du système diphasé.

$\varphi_{sd}, \varphi_{sq}$: Les flux statorique direct et en quadrature du système diphasé.

ξ_1 et ξ_2 : Facteur d'amortissement de fréquence de coupure.

λ : Le ratio de vitesse.

$\lambda_{optimal}$: Vitesse spécifique optimale.

θ_s : L'angle électrique du champ tournant statorique.

ω'_s : La bande passante minimale souhaitée pour l'asservissement.

ω_0, ω_1 : La bande passante.

ω_s : Vitesse de pulsation statorique.

ω_r : Vitesse de pulsation rotorique.

ω_{sl} : Vitesses de pulsation de glissement.

Ω_r : La vitesse angulaire mécanique du rotor.

ω_r : La vitesse angulaire électrique de rotation du rotor.

$\Omega_{turbine}$: Vitesse angulaire de la turbine.

$\Omega_{méc}$: La vitesse mécanique de la génératrice.

ρ : La masse volumique de l'air.

σ : Coefficient de dispersion de Blondel.

θ : L'écart angulaire entre une phase statorique et une phase rotorique.

θ_r : L'angle électrique du champ tournant rotorique.

INTRODUCTION GENERALE

Durant la dernière décennie, les problématiques liées à l'inflation des coûts des énergies primaires et la multiplication des dérèglements climatiques ont conduit à une prise de conscience généralisée en ce qui concerne la dégradation de l'écosystème terrestre et les menaces imminentes de pénurie mondiales. Des catastrophes nucléaires, telles que Tchernobyl (Ukraine, 1986) ou Fukushima (Japon, 2011), ont conduit bon nombre de gouvernements à faire le choix des énergies renouvelables. Ainsi, les problèmes de gestion optimale des ressources énergétiques ont été propulsés au centre des débats scientifiques et ont donné lieu à l'émergence de nouveaux modes de production et de gestion optimale de l'énergie électrique [1].

Dans ce contexte, le recours à d'autres types de ressources d'énergie propre dites renouvelables est donc inévitable et devient plus qu'une nécessité pour le progrès de l'humanité. Ces énergies sont issues du solaire, de la biomasse, de la géothermie, du marémotrice, de l'hydraulique et de l'éolien [2]. Ces énergies renouvelables jouent un rôle important dans la protection de l'environnement.

Au cours des dernières années, les énergies renouvelables se sont développées à un rythme sans précédent. Dans l'union européenne, les énergies renouvelables représentent désormais plus de 30% de la production d'électricité, l'énergie éolienne étant le principal contributeur. Le solaire PV est encore une petite technologie énergétique, mais en croissance rapide. Entre 2010 et 2017, le solaire photovoltaïque a multiplié par cinq sa production, passant de 23,3 TWh à 120 TWh. Au cours de la même période, le coût de production d'électricité à partir du solaire PV a chuté de 73% et le coût des éoliennes a diminué de moitié [3].

Selon les dernières données de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), la capacité des parcs éoliens a été multipliée par 75 en deux décennies, en particulier de 7,5 GW en 1997 à 564 GW en 2018 [4]. Notons que, Le conseil global de l'énergie éolienne prévoit que le secteur reviendra rapidement croissance en 2019, et progresser pour atteindre une capacité totale installée de 840 GW d'ici 2022 [5].

L'énergie éolienne est l'une des technologies d'énergie renouvelable les plus matures et les plus populaires, en fonction de sa caractéristique d'être sans pollution, inépuisable et largement disponible. Cependant, pour que l'énergie éolienne soit compétitive sur le marché mondial,

l'amélioration de la technologie des éoliennes et de la chaîne d'approvisionnement est nécessaire pour réduire davantage son coût énergétique.

Actuellement, plusieurs structures sont usées pour la production électrique par l'énergie éolienne à axes vertical ou horizontal basées sur des turbines tournantes en vitesse fixe ou en vitesse variable. Notons que, La majorité des systèmes éoliennes commerciaux actuels sont des turbines à axe horizontal avec des rotors tripales fonctionnent à une vitesse variable, ce type d'éoliennes permet d'augmenter le rendement énergétique et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite par rapport aux éoliennes à vitesse fixe.

Vu la technologie d'industrie éolienne, un grand nombre d'éoliennes installées dans le monde soient à base d'une machine asynchrone à cage, cette dernière ne possède qu'une petite plage de variation de vitesse, c'est pourquoi les regards sont plus tournés aujourd'hui à la machine asynchrone à double alimentation (MADA) sont les configurations les plus populaires en raison de ses larges plages de variation de vitesse qu'elle présente [6-7]. Ce qui permet une production d'électricité à vitesse variable, et alors de mieux exploiter les ressources éoliennes pour différentes conditions du vent.

Le présent travail est consacré à l'étude de l'insertion sur le réseau de l'énergie électrique produite par une éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation en présence du compensateur statique de puissance réactive. Il comporte quatre chapitres suivis d'une conclusion générale.

Dans le premier chapitre, nous présentons les généralités de l'énergie renouvelable telles que solaire, éolien, biomasse, géothermique, etc., ensuite un état de l'art sur les systèmes de conversion éolienne. Nous évoquons les différentes technologies éoliennes usuellement utilisées dans le domaine des énergies renouvelables, ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation des différents constituants du système de conversion éolien où les différents éléments de ce système sont représentés en schémas blocs. La commande vectorielle à flux orienté a été expliquée pour une application au MADA pour générer le fonctionnement optimal à chaque instant et contrôler indépendamment les puissances active et réactive du générateur. Puis, nous introduisons différentes techniques de commande et les stratégies de contrôle.

Le troisième chapitre est réservé à l'étude théorique de la stabilité des réseaux électriques, il traite plus particulièrement les différents types de l'instabilité. Ensuite, nous exposons l'étude théorique des systèmes FACTS, à savoir leurs classifications et leurs principes de fonctionnement.

Le quatrième chapitre a été réservé à l'analyse du problème de commutation des unités de production de l'énergie électrique, l'impact de l'insertion de l'énergie éolienne sur le réseau test et l'écoulement de puissance optimal en présence de la production éolienne dans un marché d'électricité libre en tenant compte de l'amélioration de stabilité de tension à l'aide d'un compensateur statique de puissance réactive.

Enfin, dans la conclusion générale, nous dégageons les résultats essentiels de cette étude et les perspectives de recherches qui en découlent.

Chapitre 01

TECHNOLOGIE DES EOLIENNES

1.1. Introduction

L'utilisation des énergies renouvelables permettrait de répondre aux besoins énergétiques de la population actuelle, mais également aux besoins des générations à venir. En effet, ces énergies sont renouvelables et leur plus grande utilisation permettra de mieux assurer la pérennité des ressources de la terre et des énergies fossiles pour les futures générations. Elle permettra également de prévenir l'épuisement des ressources naturelles avec les conditions nécessaires du développement durable.

Les énergies renouvelables connaissent un développement important depuis les années 1990, qui s'inscrit dans les politiques de lutte contre le réchauffement climatique. Ces énergies ne produisent pas de gaz à effet de serre, de rejets polluants, et n'engendrent pas ou peu de déchets.

Les sources d'énergie telles que solaire, éolien, biomasse, géothermique, etc. sont très populaires car sont disponibles localement mais sont une source d'énergie incertaine. Plusieurs sources des énergies renouvelables sont en cours d'exploitation et de recherche dont le but est de développer des techniques visant à fiabiliser, baisser les coûts et d'augmenter l'efficacité énergétique.

Pour ce travail, nous allons d'abord fournir une description générale des énergies renouvelables, puis divers concepts d'éoliens et différents générateurs éoliens ont été discutés. Nous constatons que les systèmes éoliens connaissent un essor considérable durant ces dernières années. Grâce au caractère renouvelable et non polluant de l'énergie produite, l'intégration de ces systèmes est devenue un élément clé pour des nouvelles politiques énergétiques dans de nombreux pays du monde.

1.2. Les différentes sources d'énergies renouvelables

Les technologies de production d'électricité renouvelable exploitent les flux énergétiques existants naturellement (vent, soleil, chaleur, marées, rivières, etc.) et les convertissent en puissance électrique c'est à-dire une source inépuisable qui se renouvelle de telle sorte que l'utilisation actuelle n'ait pas d'impact sur la disponibilité future. Cependant, les phénomènes naturels ont des constantes de temps, des cycles et des densités d'énergie variables et très souvent non stockables ou transportables [8-9].

1.2.1. L'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique fonctionne grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau (chutes, rivières, marées, courants marins, vagues...). La production de l'électricité à partir de la force de l'eau est une technique très ancienne et il existe différents types d'installations hydrauliques :

Il y a notamment l'énergie marémotrice issue du mouvement de l'eau créé par les marées, l'énergie thermique des mers produite en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans, les éoliennes offshore, et l'énergie houlomotrice qui utilise l'énergie des vagues.

On distingue deux types de centrales hydroélectriques : les centrales au fil de l'eau et les centrales alimentées par un réservoir [10].

1.2.1.1. Les centrales au fil de l'eau

Il s'agit d'une centrale installée directement dans le lit de la rivière et qui ne possède pas de réservoir. Le débit turbiné correspond au débit naturel du cours d'eau. La puissance produite varie uniquement avec ce débit.

1.2.1.2. Les centrales alimentées par un réservoir

Il s'agit d'une centrale alimentée par une retenue d'eau permettant un stockage d'eau saisonnier ou interannuel. Le réservoir permet de moduler le débit d'eau et offre donc une souplesse pour répondre aux variations de la demande d'électricité.

Un complexe hydroélectrique est un ensemble d'ouvrages de génie civil et d'installations mécaniques et électriques dédiés à la production d'énergie électrique. Généralement, un complexe hydroélectrique comprend les ouvrages suivants (Figure 1.1):

- ✚ Un barrage pour stocker les surplus d'eau et augmenter la hauteur de chute ;
- ✚ Des évacuateurs de crue pour écouler les surplus d'eau au besoin ;
- ✚ Des conduites forcées pour amener l'eau à la centrale. Elles doivent supporter les surpressions et les dépressions causées par les coups de bélier et les fermetures brusques des turbines. Les surfaces intérieures doivent être suffisamment lisses de façon à minimiser les pertes de charge ;
- ✚ Des salles de machine abritant les groupes turboalternateurs, les appareillages électriques et les équipements de commande et d'exploitation ;

- ✚ Un canal de fuite pour permettre la restitution de l'eau dans le lit de la rivière.

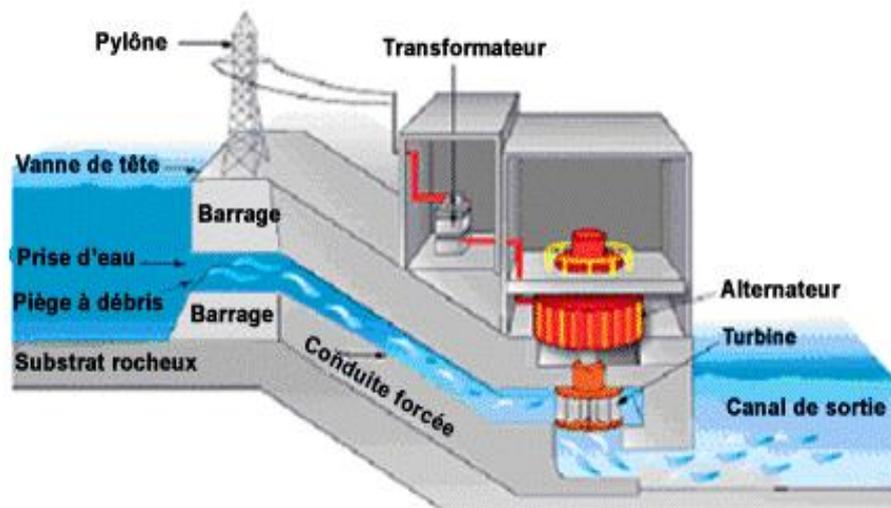


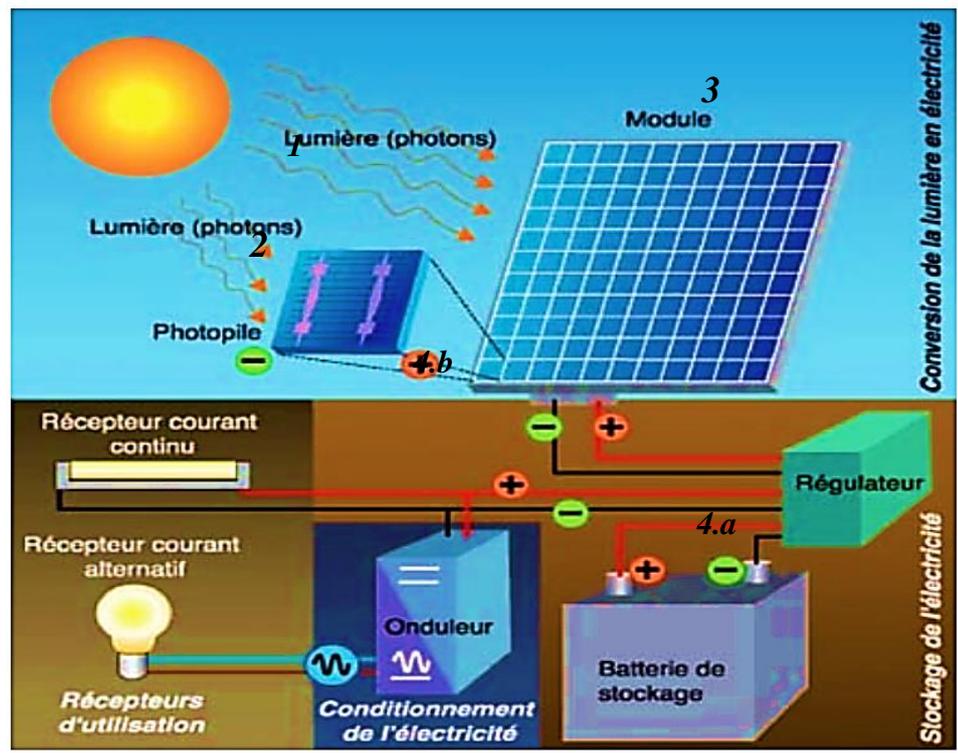
Figure 1.1. Schéma d'un aménagement hydroélectrique.

Le problème de gestion des centrales hydroélectriques est un problème d'optimisation qui consiste à déterminer une règle de gestion, idéalement de type feedback, pour gérer l'eau stockée dans les réservoirs qui alimentent les centrales. Ce problème est généralement stochastique puisque les apports d'eau aux réservoirs ne sont pas connus d'avance.

1.2.2. L'énergie photovoltaïque

L'énergie solaire est exploitée sous deux formes d'énergie à savoir l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire thermique se base sur la température qui permet essentiellement de faire chauffer l'eau afin de produire une pression mesurable. La deuxième photovoltaïque basée sur l'effet photoélectrique.

L'énergie solaire est le produit d'une conversion du rayonnement solaire en électricité et ce grâce à des panneaux photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques permettent de convertir de rayonnement solaire en électricité sous forme de courant continu (Figure 1.2).



1. Flux radiatif solaire (éclairage).
2. Effet photovoltaïque dans les cellules photovoltaïques : les photons d'énergie supérieure au gap du semi-conducteur sont absorbés, création d'un courant continu.
3. Les cellules sont connectées en série / parallèle dans les modules photovoltaïques.
4. a/ Le courant continu charge des batteries, éventuellement via un convertisseur DC/ DC.
- b/ Un onduleur convertit la puissance DC en puissance AC et l'injecte au réseau.

Figure 1.2. Schéma d'un système photovoltaïque.

Le rayonnement est absorbé au niveau de cellules semi-conductrices : les photons dont l'énergie est suffisante libèrent des paires électrons - trous qui sont collectées dans un circuit électrique. Le rendement de la conversion varie de quelques pourcents, pour les cellules dites organiques ou le silicium amorphe, à 10 – 14 % pour les modules au silicium cristallin commerciaux et, pour d'autres semi-conducteurs, à 25 % en laboratoire ou pour des applications spatiales [11].

1.2.3. L'énergie biomasse

La conversion énergétique de la biomasse s'effectue par des conversions biochimique et thermochimique (Figure 1.3).

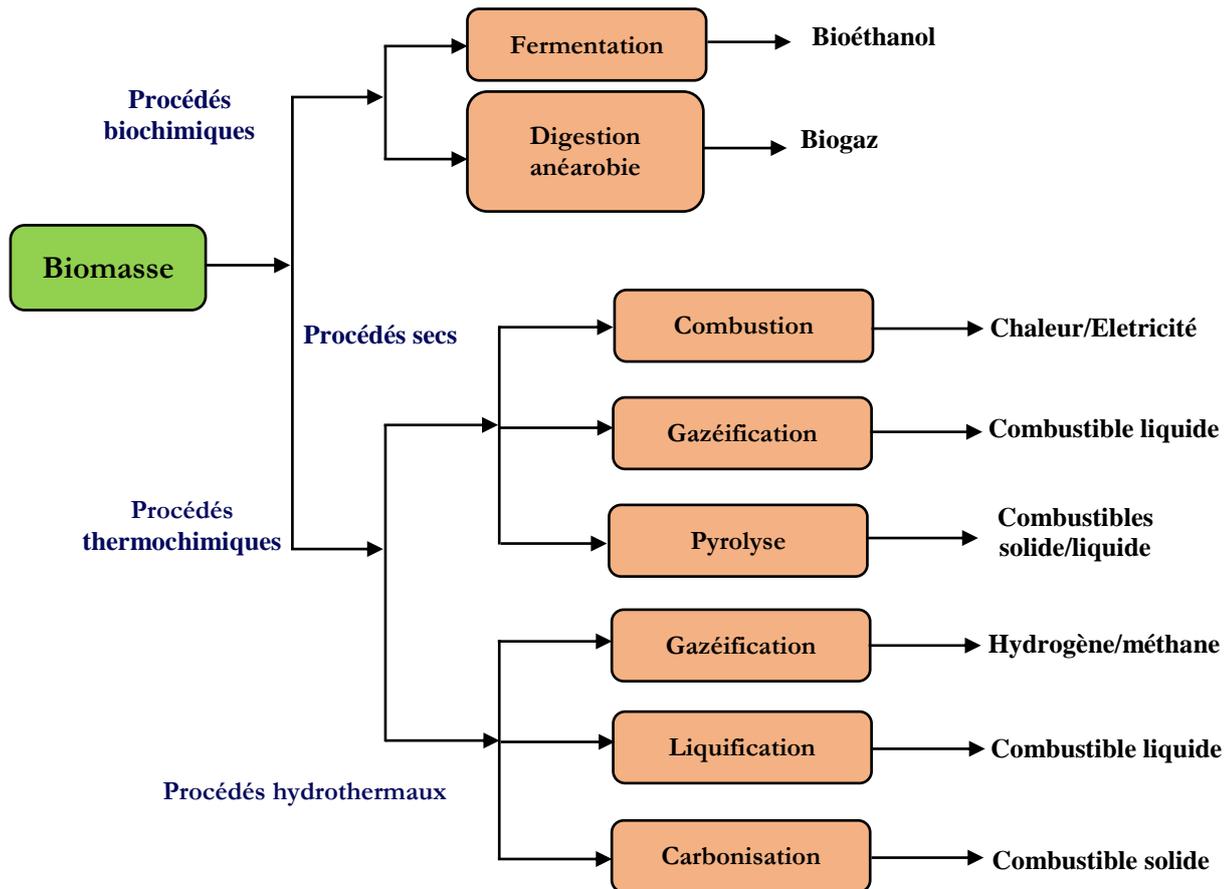


Figure 1.3. Principe de conversion énergétique de la biomasse [12].

Les procédés biochimiques incluent la fermentation et la digestion anaérobie pour produire respectivement l'éthanol et le biogaz. Les conversions thermochimiques peuvent être classées en deux catégories: (i) procédés secs (combustion, gazéification et pyrolyse), et (ii) procédés hydrothermaux (gazéification, liquéfaction, carbonisation). La combustion génère de l'énergie thermique (chaleur) alors que la gazéification, la pyrolyse et le traitement hydrothermal décomposent la biomasse en combustibles solide, liquide et gazeux [12].

La production d'énergie électrique à partir des centrales thermiques à biomasse consiste à utiliser des combustibles d'origine organique renouvelables afin de produire de la chaleur pour entraîner une turbine. La biomasse est une source d'énergie perpétuelle et renouvelable (activité humaine, agricole, industrielle génère des déchets) [13].

1.2.4. L'énergie éolienne

Considérée comme une énergie « propre », l'énergie éolienne connaît un essor important. Parmi les énergies renouvelables, l'éolien terrestre est considéré comme une technologie mature et la plus

économique après l'hydroélectricité.

Au-delà de la donne économique et environnementale, l'énergie éolienne suscite un intérêt particulier car elle peut contribuer à la diversification des mix électriques et à l'indépendance énergétique des pays. Cette source d'énergie se trouve ainsi souvent au cœur des stratégies de développement de nouvelles capacités électriques malgré les limites qu'elle peut présenter : son caractère aléatoire, son rendement et son intrusion dans les paysages naturels pouvant être mal acceptée par les riverains.

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [14].

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire, elle est due au déplacement de masses d'air lié à l'ensoleillement de la terre. Le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres crée une différence de pression qui provoque des masses d'air en perpétuel déplacement [15].

1.3. Historique de l'énergie éolienne

La préoccupation de l'épuisement des réserves de pétrole, de l'augmentation de la pollution de l'environnement et du changement climatique, a conduit à la recherche de sources d'énergie propres et durables. Parmi les sources d'énergie renouvelables, l'énergie éolienne est une source d'énergie prometteuse, qui gagne actuellement de plus en plus d'attention dans le monde [16].

Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2000 ans avant J.-C. environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. Les Chinois ont également exploité la puissance du vent pour les systèmes de pompage de l'eau [17].

En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour mouliner le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés.

Dès le XIV^e siècle, des améliorations sont apportées progressivement aux moulins à vent européens afin d'augmenter la portance aérodynamique et la vitesse du rotor. Les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie [18].

Après le premier choc pétrolier, des études et des expériences avec une échelle plus élevée, ce qui oblige plusieurs pays de commencer l'investissement pour améliorer et moderniser la technologie des aérogénérateurs. Cette fois-ci dans le but de produire de l'électricité [19].

Depuis les années 90, l'amélioration de la technologie des éoliennes a permis de construire des aérogénérateurs de plus de 1 MW. Ces éoliennes servent à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur, un barrage hydroélectrique ou une centrale thermique au charbon [20-21]. La figure (1.4) montre une prévision du marché mondial du petit éolien à l'horizon 2020.

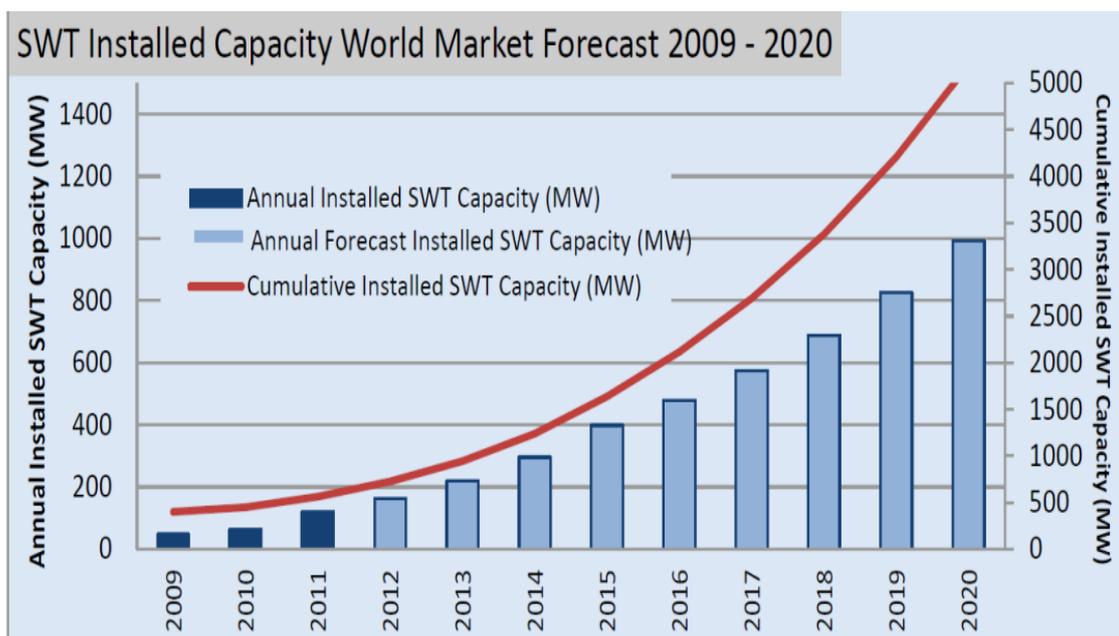


Figure 1.4. Evolution de la puissance du parc éolien mondial [22].

Une forte croissance de la demande d'installation de petites éoliennes, cette association envisage en 2020 une capacité de production cumulée de la petite éolienne de 5000 MW à travers le monde.

1.4. Technologie de la turbine éolienne

Au fil des ans, différents types d'éoliennes ont été développés. Il existe deux principaux types d'éoliennes qui diffèrent essentiellement dans leur organe capteur d'énergie à savoir l'aéro-turbine. En effet, selon la disposition de la turbine par rapport au sol on obtient une éolienne à axe vertical ou à axe horizontal.

1.4.1. Éoliennes à axe vertical (VAWT)

Actuellement, la recherche est en cours dédiée aux systèmes d'éoliennes à axe vertical pour la production d'électricité, Surtout dans les gammes de puissance faible et moyenne (quelques dizaines de watts jusqu'à dizaines de kilowatts). Les surfaces effectives du rotor se déplacent dans la direction du vent, plutôt que perpendiculairement à lui [23]. Il utilise le principe de fonctionnement omnidirectionnel, qui a l'avantage de capter les vents d'où qu'ils viennent, sans besoin de mécanisme d'orientation des pales (Figure 1.5). Un autre avantage dans ce type d'éolienne est la taille des pales, qui n'est pas aussi contraignante, comparée à celle du type à axe horizontal et d'avoir une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance.

Plusieurs modèles d'éoliennes à axe vertical ont été conçus, mais les deux modèles les plus célèbres sont ceux de Darrieus et de Savonius [24]

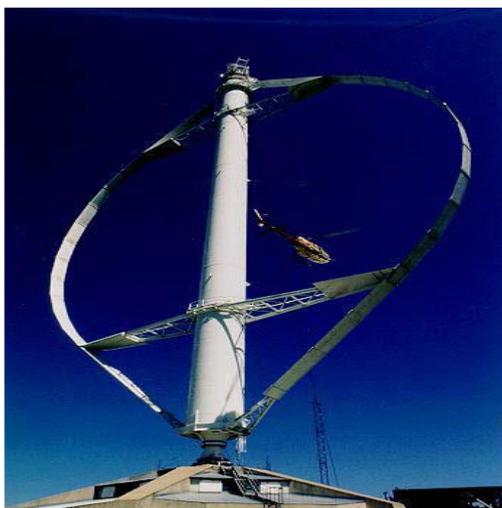


Figure 1.5. Eolienne à axe vertical [25].

1.4.2. Éoliennes à axe horizontal(HAWT)

Les éoliennes à axe horizontal (Figure 1.6), plus largement employées, nécessitent souvent un mécanisme d'orientation des pales, sont son rendement élevé et son faible rapport coût / puissance [26-27]. Elles démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol.

Dans ces types d'éolienne, l'arbre est parallèle au sol et presque parallèle au courant de vent. Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre 1 et 3 et peuvent développer des puissances élevées (pouvant aller jusqu'à plusieurs mégawatts).



Figure 1.6. Éolienne à axe horizontal [29].

Les éoliennes à axe horizontal ou éoliennes horizontales dominent la majorité de l'industrie éolienne dues à leurs forts rendements. Par contre, les turbines à axe vertical pour un usage résidentiel, où les éoliennes domestiques et de petite puissance nominale, les turbines à axe vertical ont aussi leur place.

Le tableau (1.1) donne quelques avantages et inconvénients de chaque type de turbine [30-31].

Tableau 1.1. Avantages et inconvénients des éolien à axe horizontal et vertical [30-31].

Type des turbines	Avantages	Inconvénients
Eoliennes à axe Horizontal (HAWT)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Un bon rendement. ✓ Capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol. ✓ Moins chères que les éoliennes verticales à puissance maximale égale. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident. ✓ Font beaucoup de bruit. ✓ Moins sécuritaires pour les oiseaux car elles tournent à haute vitesse.

<p style="text-align: center;">Eoliennes à axe vertical (VAWT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coût de construction moins important ✓ Production de l'électricité dans n'importe quelle direction du vent. ✓ Fonctionnement indépendant de la direction du vent. ✓ Accessibilité la génératrice et du multiplicateur mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Rendement moins faible et fluctuation importante de puissance ✓ Vibrations relativement élevées parce que le flux d'air près du sol crée un écoulement turbulent.
--	---	--

1.5. Le montage d'une éolienne

Le montage d'une éolienne comporte deux étapes, le positionnement et le vissage des sous-ensembles d'une part, le raccordement des équipements et la pose du câble électrique haute tension d'autre part. Ce montage dure un à trois jours suivant la taille de la machine. Nécessitant deux immenses grues, il est réalisé par une équipe spécialisée, l'opération se faisant sur un site venteux. L'équipe travaille parfois la nuit pour préparer et élinguer des sous-ensembles mais le hissage ne s'effectue généralement pas avant l'aube. On assemble d'abord les tronçons du mât, puis la nacelle, enfin le rotor. Ce dernier est constitué au sol et l'hélice est placée sur le bout d'arbre de la nacelle. Lorsque le poids du rotor est trop important, le moyeu est assemblé seul sur la nacelle et les pales sont mises en place l'une après l'autre en haut du mât.

Le montage sera suivi d'une phase de tests qui durera quelques semaines le temps de charger et déverminer les logiciels, les adapter aux conditions du site, régler les capteurs, réaliser des essais de tous les équipements et procéder aux dernières vérifications dont les procédures d'arrêt d'urgence. C'est une autre équipe qui réalise cette phase très technique.

1.6. Principe de fonctionnement

L'énergie éolienne est une solution performante et écologique en phase avec les orientations de la politique énergétique moderne. Cette énergie en provenance du vent traverse la turbine éolienne qui est un élément d'interface entre le domaine de la mécanique des fluides et de la mécanique

traditionnelle dont l'intérêt d'apporter récupérer l'énergie cinétique présentée dans le vent et la transformée en énergie mécanique de rotation (Figure 1.7).

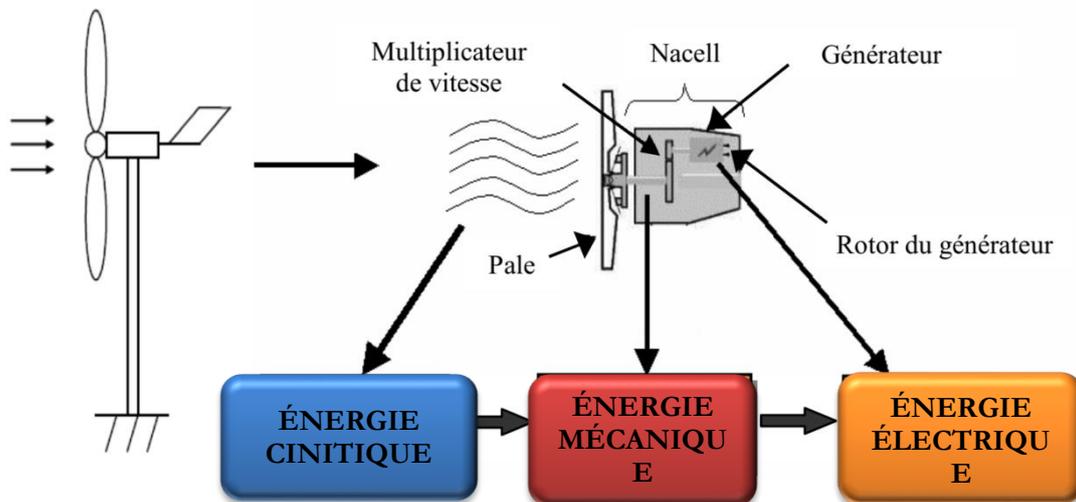


Figure 1.7. Principe de la conversion d'énergie éolienne [32].

Elle génère une production d'électricité décentralisée, renouvelable et non délocalisable qui utilise une ressource gratuite et inépuisable.

Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer où la présence du vent est plus régulière, cette forme d'énergie est utilisée pour :

- ✓ Faire fonctionner des stations météo ou toutes autres installations électriques isolées à faible consommation ;
- ✓ Alimenter en éclairage des maisons ou villages dans des contrées isolées exposées au vent ;
- ✓ Alimenter en électricité des villes toute en produisant une énergie propre.

Afin de produire de l'énergie électrique, la vitesse du vent doit être suffisante pour l'éolienne mettre en service. Cette valeur de vitesse est appelée vitesse du vent d'enclenchement. À mesure que la vitesse du vent augmente, la production d'énergie augmente également et atteint finalement la puissance nominale à la vitesse nominale du vent (Figure 1.8). Alors que la vitesse du vent continue d'augmenter, la production d'énergie doit être limitée afin de ne pas dépasser les contraintes mécaniques maximales pour lequel l'éolienne. À la vitesse du vent de coupure, l'éolienne est arrêtée, car les contraintes mécaniques seraient autrement éventuellement destructrices.

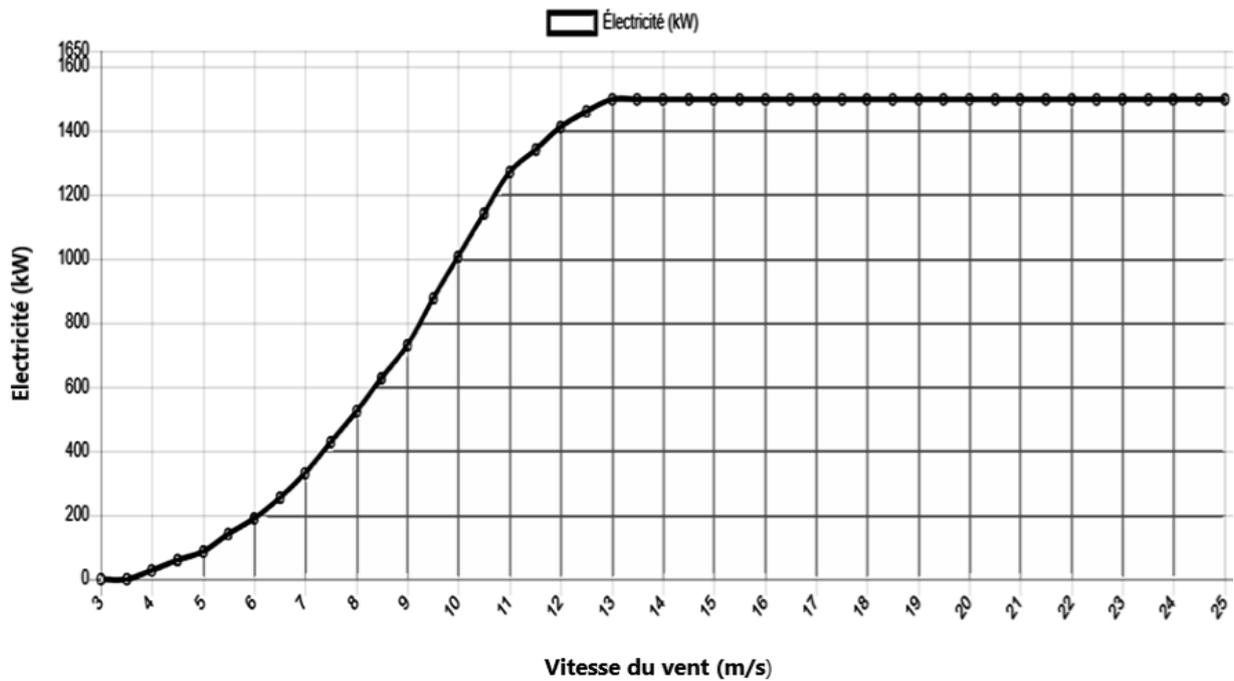


Figure 1.8. Courbe de puissance d'une éolienne typique de 1,5 MW Nordex N70 [33].

1.7. Constitutions d'un aérogénérateur

La majorité des éoliennes installées dans le monde sont de turbine à axe horizontal à trois pales. Dans la figure (1.9), on présente un schéma descriptif de la structure interne d'une turbine éolienne avec ces principaux éléments [34-35].

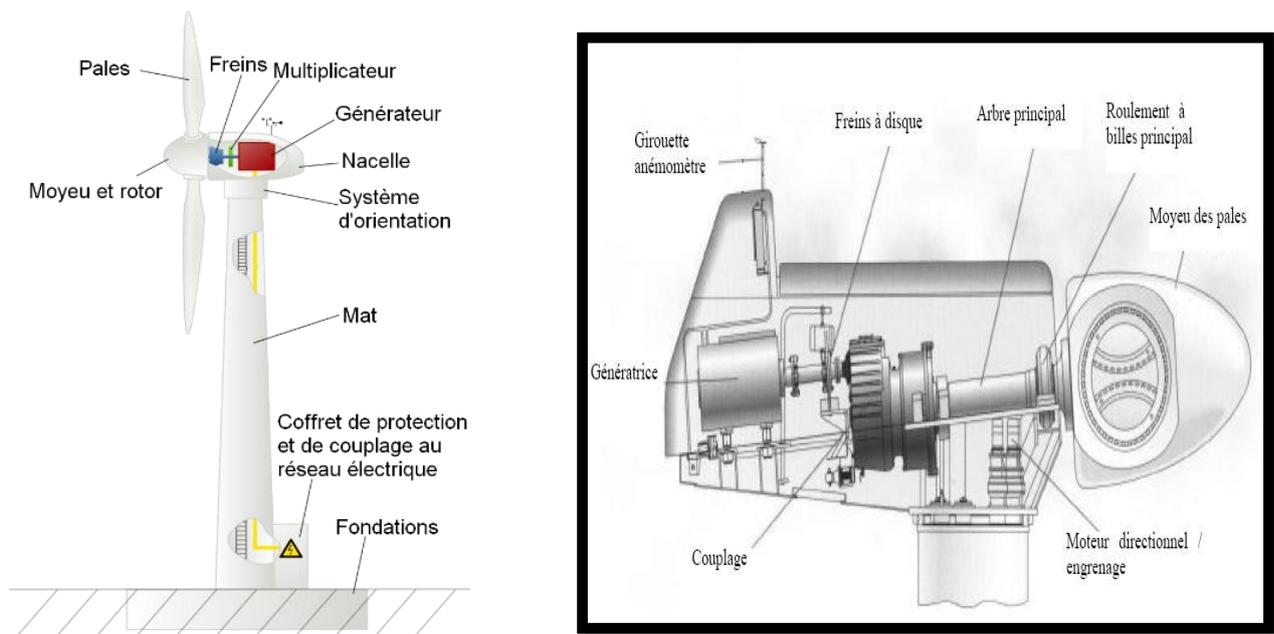


Figure 1.9. Constitution d'une éolienne [36].

1.7.1. Le mât

Le tour où le mât qui supporte la nacelle et le rotor de la turbine. Il est important que le mât doit être le plus haut possible du fait de l'augmentation de la vitesse du vent en hauteur et éviter les perturbations près du sol. Généralement leur structure d'acier ou de béton qui supporte l'éolienne ou éventuellement un treillis métallique, avec une forme d'un tronc en cône où, l'intérieur, sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, les appareillages de connexion au réseau de distribution ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle.

Le mât qui supporte la nacelle a plusieurs fonctions : mettre les pales à bonne hauteur de prise au vent, recevoir les câbles électriques qui transmettent le courant fourni au réseau, amortir les vibrations de fonctionnement et permettre l'accès de la nacelle aux équipes de maintenance. Depuis que les treillis métalliques sont remplacés par des tours tubulaires fermées, la mortalité des oiseaux a fortement chuté. Les nacelles étant installées de plus en plus haut, le mât est constitué de plusieurs tronçons légèrement coniques en acier dont le diamètre et la longueur sont limités par l'accès au réseau routier. Transporter sur des camions des tronçons de mât jusqu'au lieu final d'assemblage, en pleine campagne, nécessite une organisation complexe. On trouve de plus en plus un premier tronçon sous forme de portions de cylindres en béton.

Le premier anneau est assemblé sur le site et posé sur les fondations. Le béton a l'avantage de mieux amortir les bruits et les vibrations que l'acier. Il faut serrer un grand nombre de boulons pour assembler un mât. Le serrage de ces boulons est vérifié deux fois par an.

1.7.2. La nacelle

La nacelle rassemble tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

1.7.3. Le rotor

Il représente la partie tournante de l'éolienne qui est composé des pales et du moyeu. Le rotor est entraîné par l'énergie cinétique du vent, il est branché directement ou indirectement, via un système de boîte de vitesse, au système mécanique qui utilisera l'énergie captée.

Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales peut varier suivant les éoliennes 1 à 3. Actuellement, le système tripale (concept danois) est le plus utilisé puisqu' il permet de limiter les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor par rapport à un système bipale ou monopale.

1.8. Principe de fonctionnement

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles dont la vitesse est constante et celles dont la vitesse est variable.

1.8.1. Fonctionnement à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont apparues dans les années 1970 et ont été largement utilisés dans les années 1980 et 1990 [37]. Le schéma de l'éolienne à vitesse fixe est illustré à la figure (1.10). Le système de génération à vitesse fixe utilise un générateur à induction à cage d'écureuil (SCIG) qui est directement connecté au réseau via un transformateur élévateur. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine. Un SCIG fonctionne dans une plage de vitesse très étroite autour de la vitesse synchrone. Cette vitesse est imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice et indépendamment de la vitesse du vent [38-39].

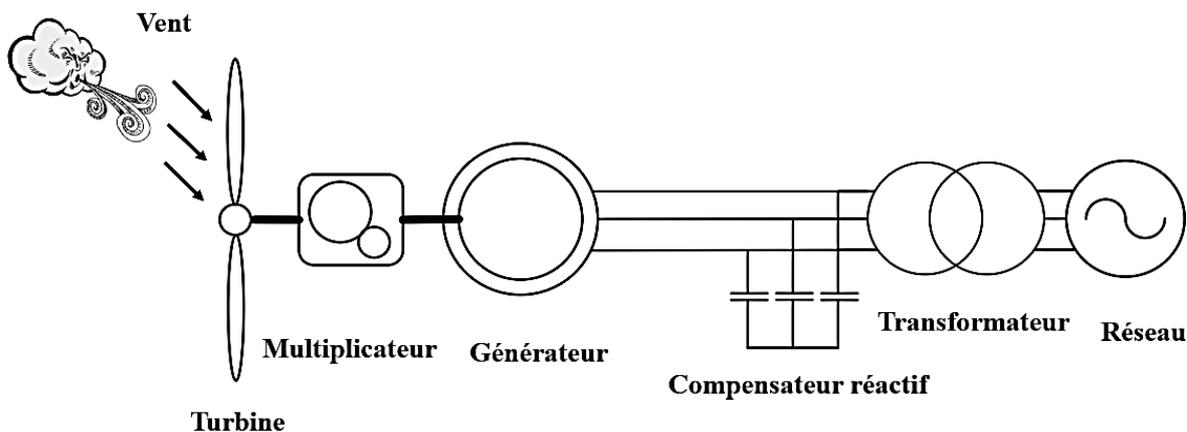


Figure 1.10. Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [40].

1.8.2. Fonctionnement à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont largement utilisées de nos jours. En effet, ces dernières contrairement aux éoliennes à vitesse fixe, peuvent atteindre un rendement de conversion d'énergie sur une vaste plage de vitesse de vent. En vitesse variable, on régule le système de façon à ce que pour chaque vitesse de vent faible ou bien fort vitesse (figure 1.11), l'éolienne fonctionne à puissance maximale [40-41].

Actuellement, les éoliennes à vitesse variable de forte puissance sont plus utilisées. Leurs principaux avantages comparés à celles à vitesse fixe sont les suivants :

- ✚ Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour même les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être facilement converti ;
- ✚ Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente ;
- ✚ Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent ;

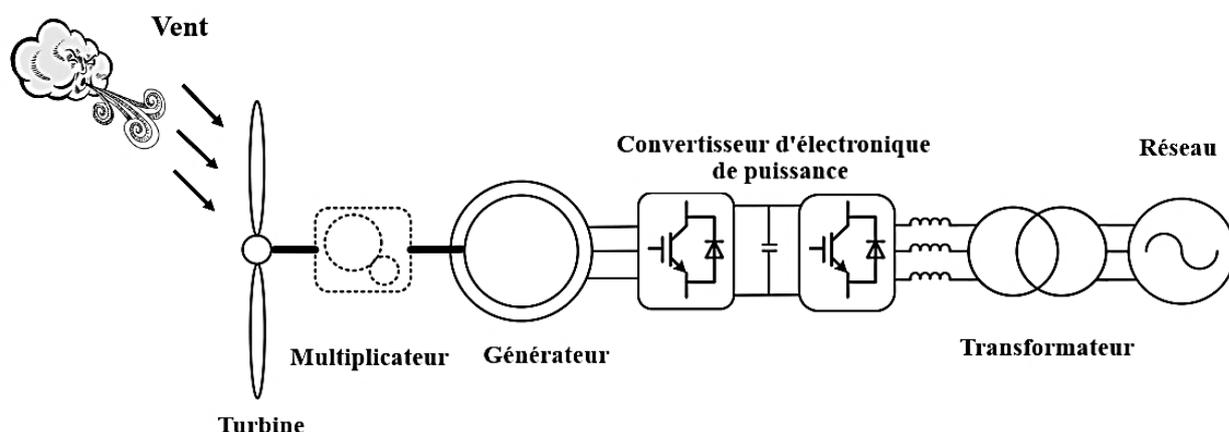


Figure 1.11. Aérogénérateur à vitesse variable [40].

1.9. Technologie de l'éolienne

Il existe sur le marché de nombreux types de générateurs électriques sont utilisés dans les aérogénérateurs à vitesse fixe ou variable qui demande des caractéristiques très spécifiques.

Le choix du générateur est important. Pour une application éolienne, il existe principalement trois types de machines utilisées [18]:

- ✚ Machine asynchrone à cage ;

- ✚ Machine synchrone ;
- ✚ Machine asynchrone à double alimentation à rotor bobiné.

Les machines synchrones sont moins robustes et beaucoup plus chères que les machines asynchrones, raison pour laquelle aujourd'hui l'utilisation de ce type de machine dans les éoliennes est en baisse. Nous évoquerons ici les technologies les plus répandues :

1.9.1. Systèmes utilisant la machine asynchrone

La machine asynchrone est équipée actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde, son utilisation pour la moyenne et la grande puissance en raison de sa robustesse, sa simplicité mécanique et son coût réduit. Leur inconvénient major est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator.

1.9.1.1. Générateur asynchrone à cage d'écureuil

Ce type est largement utilisé correspond au choix dominant de par sa robustesse et peu coûteuse (figure 1.12). Elle ne comporte aucune pièce d'usure (pas de système balais-collecteur), réduisant ainsi les coûts de maintenance. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur, permettant de limiter le transitoire d'appel au moment de la connexion au réseau [42].

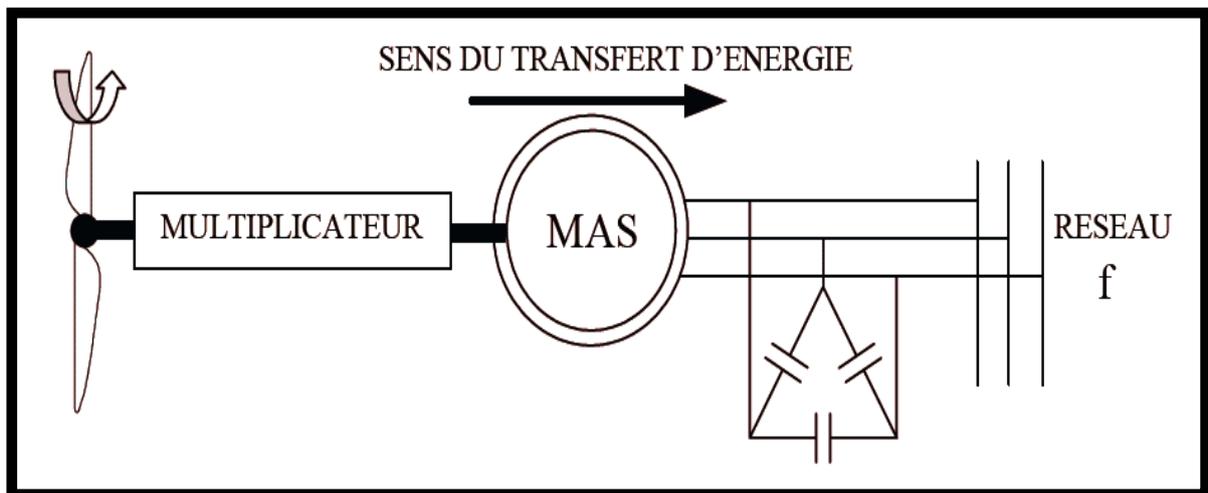


Figure 1.12. Système de conversion éolien avec générateur asynchrone à cage d'écureuil [14].

1.9.1.2. Générateur asynchrone double alimenté (MADA)

La machine asynchrone à double alimentation à rotor bobiné a connu un essor ces dernières années grâce à l'évolution de système de l'électronique de puissance (figure 1.13).

Cette machine possède les mêmes caractéristiques que la machine asynchrone à cage avec une accessibilité aux grandeurs rotoriques et une plage de variation de vitesse plus importante ce qui fait d'elle un bon choix pour les applications à vitesse variable en général et plus précisément les éoliennes [14].

Cependant, plusieurs structures et configurations ont été proposées dans la littérature pour la machine asynchrone à double alimentation utilisée comme génératrice dans une éolienne [43].

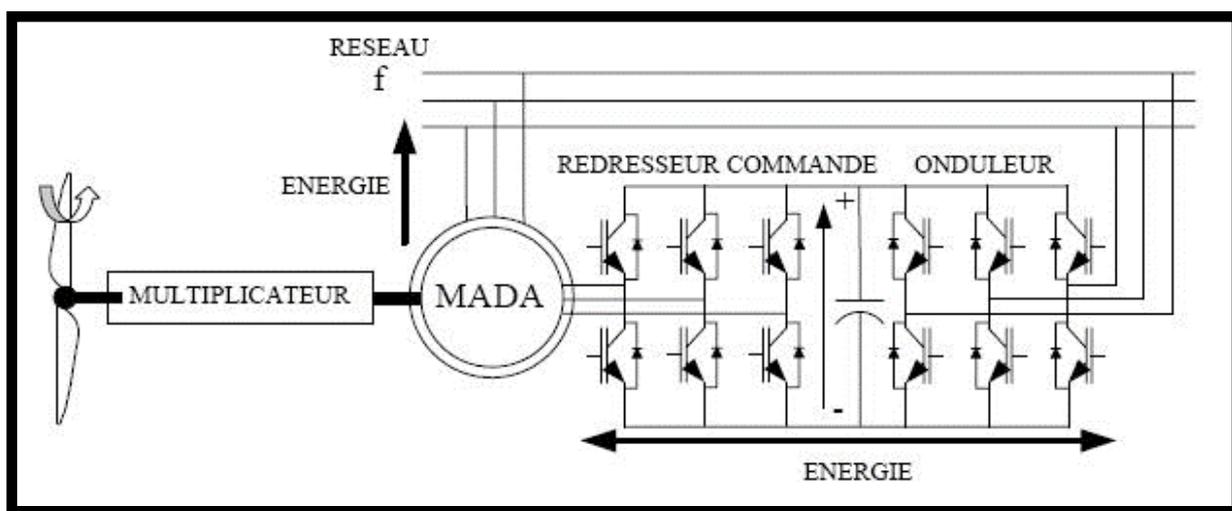


Figure 1.13. Système de conversion éolien avec générateur asynchrone double alimenté [14].

1.10. Impact sur le fonctionnement et la production

En raison de la nature intermittente et des fluctuations qui en résultent au niveau de la puissance produite par l'énergie éolienne. L'incorporation d'une grande quantité de ressources distribuées, comme l'énergie éolienne, a un impact significatif sur le réseau électrique, principalement lié à l'environnement, aspects économiques et de fiabilité. Le raccordement de celle-ci à un système électrique quelconque a un impact non négligeable qui dépend de la technologie utilisée, et aussi du type de réseau électrique où il est nécessaire de connaître les conséquences des interactions dynamiques entre cette énergie et le réseau électrique avant de l'incorporation. Leur impact se concentre ainsi sur plusieurs enjeux liés à sécurité, stabilité, qualité de l'alimentation et fonctionnement des systèmes d'alimentation [44]. Dans cette partie, nous allons rappeler et décrire brièvement les principaux impacts :

1.10.1. Impact sur le profil de tension

Les fluctuations de puissance produites par une ferme éolienne et la mise en hors service, peuvent entraîner des modulations de faible amplitude et de basse fréquence par rapport à la fréquence du réseau entraînant ainsi des désagréments que l'on appelle « effet flicker », ce phénomène correspond à la technologie des éoliennes à vitesse fixe. Par contre, un découplage entre le réseau électrique et la turbine est assuré via des interfaces d'électroniques de puissance pour la technologie des éoliennes à vitesse variable qui permettent de limiter ces phénomènes. Mais ces interfaces utilisées peuvent être des sources d'harmoniques de hautes fréquences (plusieurs kHz pour les convertisseurs équipés de transistors IGBT) ce qui provoque une surchauffe des matériels, ainsi qu'ils impactent sur le fonctionnement du système de protection et des circuits de communication [45-46].

1.10.2. Impact sur la fréquence

Le réglage primaire de la fréquence est basé sur le constat qu'un déséquilibre entre la production et la consommation induit une variation de fréquence due à la variation de la vitesse des groupes alternateurs classiques.

Les fermes éoliennes connectées au réseau électrique sont contrôlées soit pour fournir leur maximum de puissance au réseau, ou pour fournir une puissance active prédéterminée par le gestionnaire de réseau [21].

Dans ce contexte, l'impact de l'intégration de l'éolien sur la fréquence de réseau électrique doit être bien étudié par rapport à la capacité de la réponse des technologies éoliennes aux variations de la fréquence de réseau électrique et par rapport au réglage de la fréquence de cette technologie de production intermittente [47].

1.11. Conclusion

Avec un faible impact environnemental, une vitesse de renouvellement de la ressource qui ne compromet pas leur disparition, les énergies renouvelables sont aujourd'hui en mesure de répondre aux besoins de diversification énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies fossiles, et à la nécessité de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La production d'électricité par l'énergie renouvelable de type éolienne intéresse de plus en plus les pays afin de produire une énergie propre et inépuisable, son développement va progresser grâce à recherches effectuées sur les moyens de conversion de l'énergie. Dans ce contexte, ce chapitre a traité quelques notions principales du sujet de la technologie éolienne, un état de l'art sur les

évolutions de l'éolienne, un rappel de notions nécessaires à la compréhension du système de conversion de l'énergie éolienne, différents types d'éoliennesetc.

D'une manière générale, le domaine de l'éolien est en phase de développement et nécessite d'effectuer des recherches complémentaires sur les flux d'air et les vitesses de vent, en se focalisant sur les nouvelles technologies pour optimiser la rentabilité énergétique.

Notons que, tous les pays ne bénéficient pas du même potentiel éolien. Les solutions de stockage de l'électricité, les innovations technologiques et les réseaux intelligents sont appelés à jouer un rôle important dans le développement de la filière éolienne.

Chapitre 02

MODELISATION ET COMMANDE D'UNE CHAINE DE PRODUCTION EOLIENNE A BASE DE LA MADA

2.1. Introduction

Au cours des dernières années, les aérogénérateurs à vitesse variable sont de plus en plus utilisés par rapport à ceux à vitesse fixe, grâce à leur fonctionnement sur une large plage de vitesses. Ils permettent une maximisation des puissances extraites pour de faibles vitesses du vent et le maintien d'une puissance constante pour des vitesses de vent élevées. La machine asynchrone à double alimentation est considérée comme l'une des solutions les plus adéquates pour l'intégrer dans le système éolien.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation et la commande du système éolien à vitesse variable basé sur la MADA. Dans un premier temps, nous présenterons les modèles des différents éléments constituant la chaîne de conversion de l'éolienne (vent, turbine, multiplicateur... etc). Dans un deuxième temps, nous détaillerons la loi de commande permettant un contrôle indépendant des puissances active et réactive. La conception de quatre stratégies de contrôle, à savoir le contrôleur PI, RNA, PI- adaptatif flou et contrôleur H_∞ , ont été présentées et discutées.

2.2. Etude théorique d'une éolienne

2.2.1. Modélisation de la vitesse du vent

Le vent est une variable aléatoire [48], caractérisée par sa vitesse et sa direction qui sont affectées par l'emplacement, conditions climatiques, variation topographie de la surface et de la couverture du sol [49]. Les éoliennes interagissent avec le vent, capter une partie de l'énergie cinétique et la convertir en énergie utilisable. La modélisation précise de la vitesse du vent est difficile en raison de la variation imprévue de la vitesse du vent qui dépend de l'emplacement géographique et des conditions atmosphériques. Différents modèles sont proposés dans la littérature pour la prévision de la vitesse

du vent qui sont utilisées pour ajuster les distributions de la vitesse du vent sur une période de temps [50].

$$v_V = f(t) \quad (2.1)$$

Le modèle du vent utilisé dans notre étude est donné par la relation :

$$v_V(t) = 10 + 0.2 \sin(0.1047t) + 2 \sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t) \quad (2.2)$$

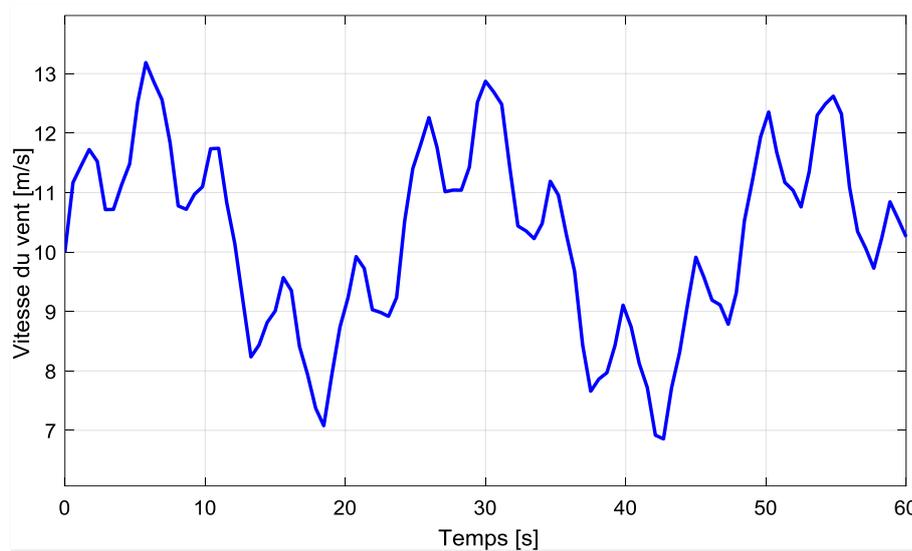


Figure 2.1. Profil de vent.

Notons que, ce profil de vent particulier correspond à des mesures effectuées par EDF (Electricité du France) sur le site du canal des dunes [50].

2.2.2. Modélisation de la turbine

L'éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. La puissance aérodynamique au niveau du rotor de la turbine pourrait être formulée comme suit [51-52] :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S v^3 \quad (2.3)$$

Avec :

C_p : Coefficient de puissance, (dépend des caractéristiques de la turbine).

λ : Le ratio de vitesse.

ρ : La masse volumique de l'air (approxim. 1,22 kg/m³ à la pression atmosphérique à 15° C).

S : La surface balayée par la turbine.

v : Vitesse du vent (m/s).

β : Angle d'orientation des pales.

Le ratio de la vitesse λ représente le rapport entre la vitesse linéaire à l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent. Il est donné par l'équation (2.4) [53-54] :

$$\lambda = \frac{\Omega_{tur} R}{v} \quad (2.4)$$

Où :

Ω_{tur} : Vitesse angulaire de la turbine.

R : rayon de l'aérogénérateur.

On sait que la limite supérieure d'extraction de puissance pour un seul rotor d'éolienne est 16/27 (ou 59,3%) de la puissance cinétique du vent traversant la zone balayée par le rotor, connue sous le nom de limite de Betz ou la limite Betz-Joukowski [55].

Dans le cadre de cette thèse on utilise une éolienne de 1.5 MW dont les paramètres sont donnés en Annexe A. Le coefficient de la puissance C_p de l'éolienne a été présenté de manière empirique comme évoqué dans l'expression suivante [56] :

$$C_p = (0.5 - 0.0167 \cdot (\beta - 2)) \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2) \quad (2.5)$$

Les variations du coefficient de puissance C_p en fonction du rapport de vitesse λ pour différents angles d'inclinaison des pales β_i sont représentées sur la figure (2.2). On remarque que si, pour un angle constant β_i ($2^\circ, 5^\circ, 10^\circ, \dots$), on pouvait maintenir le coefficient de vitesse λ constant et égal à $\lambda_{optimal}$ à chaque instant, la puissance captée par l'éolienne serait maximale. On remarque que le C_p atteint la valeur maximale pour un angle de calage $\beta = 2^\circ$ qui nous donne $\lambda_{optimal}$.

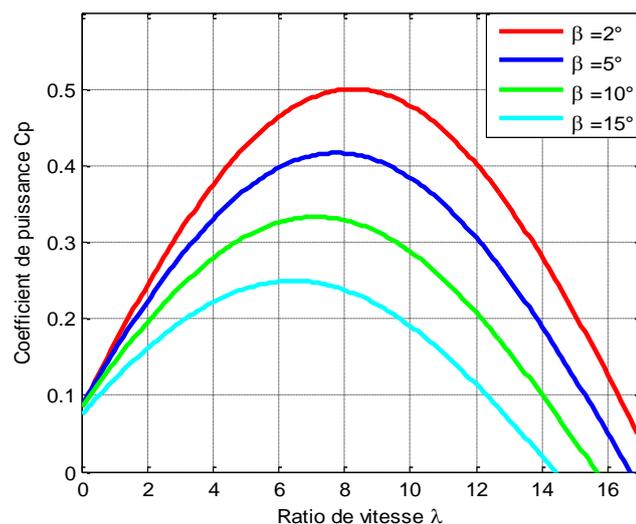


Figure 2.2. Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse λ de la turbine éolienne.

2.2.1. Modèle du multiplicateur et équation dynamique de l'arbre

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes [57-58] :

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (2.6)$$

Avec :

C_g : Couple issu du multiplicateur ;

C_{aer} : Couple aérodynamique ;

G : Gain du multiplicateur.

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{méc}}{G} \quad (2.7)$$

Avec :

$\Omega_{méc}$: La vitesse mécanique de la génératrice.

Le moment d'inertie est donné par [58-59] :

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (2.8)$$

Où :

J_t : Le moment d'inertie de la turbine.

J_g : Le moment d'inertie de générateur.

La modélisation de la transmission mécanique se résume comme suit [57-58] :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = C_{méc} \quad (2.9)$$

J : L'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice.

$C_{méc}$: Le couple mécanique appliqué au rotor, exprimé par :

$$C_{méc} = C_g - C_{em} - C_r \quad (2.10)$$

Avec :

C_{em} : Le couple électromagnétique.

C_r : Le couple de frottement visqueux modélisé par un coefficient de frottements visqueux f :

$$C_r = f \cdot \Omega_{méc} \quad (2.11)$$

En se basant sur les équations (2.1-2.11), la turbine d'une éolienne à axe horizontal à vitesse variable peut être modélisée comme par le schéma bloc de la figure (2.3):

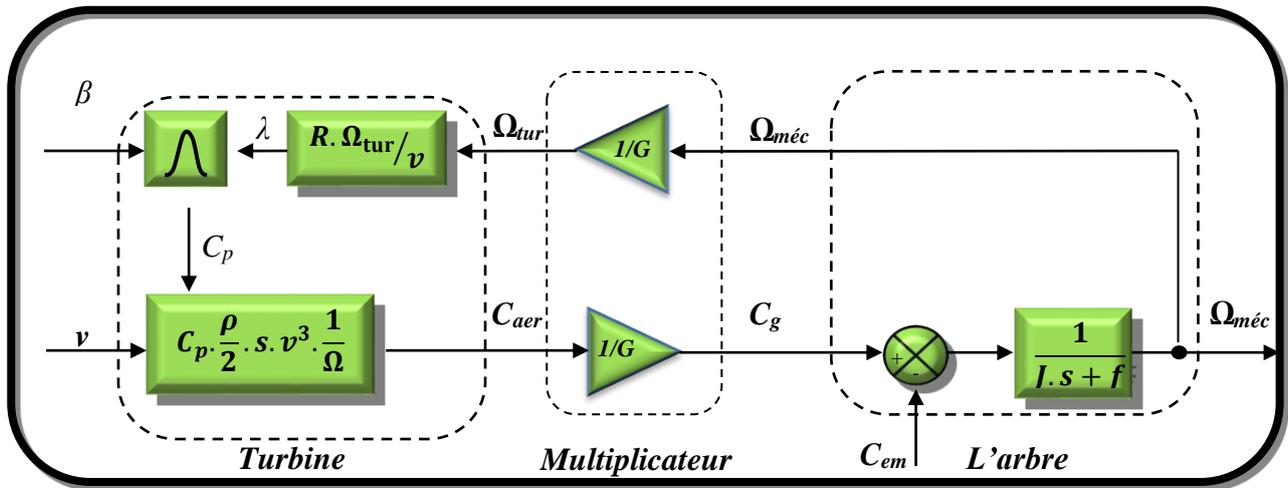


Figure 2.3. Schéma bloc fonctionnel du modèle de la turbine [58].

2.3. Machine asynchrone à double alimentation

Parmi les nombreuses configurations d'éoliennes possibles, les éoliennes à vitesse variable sont les plus courantes. Surtout, les éoliennes équipées par les générateurs asynchrones à double alimentation. Actuellement les configurations les plus utilisées pour l'énergie éolienne en raison de leur simplicité et de leur bon marché de construction en plus leur contrôlabilité sont améliorées dans les termes de commandes indépendantes de puissance active et réactive [59-61].

La machine asynchrone à double alimentation a un stator triphasé analogue à celui des machines triphasées classiques (asynchrone à cage ou synchrone). Elle est constituée le plus souvent de tôles magnétiques empilées munies d'encoches dans lesquelles viennent s'insérer les enroulements [61-14]. L'originalité de cette machine provient du fait que le rotor n'est plus une cage d'écureuil coulée. Mais constitué de trois bobinages connectés en étoile dont les extrémités sont reliées à des bagues conductrices sur lesquelles viennent frotter des balais lors de la rotation de la machine [14-62] (figure 2.4). La MADA permet d'avoir une plage de vitesse de rotation variable de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme [62-63].

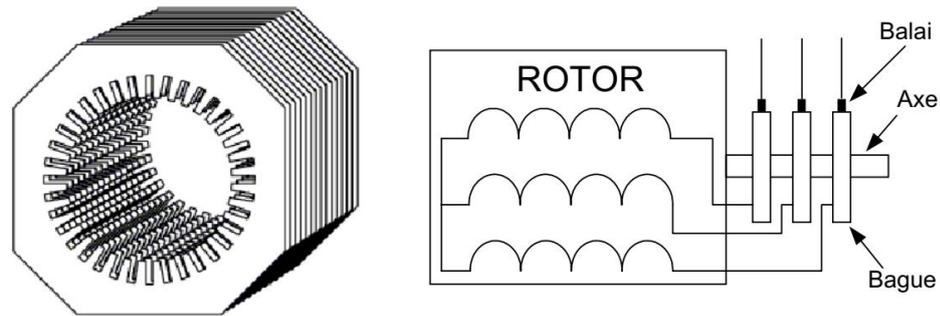


Figure 2.4. Structure du stator et des contacts rotoriques de la MADA [14].

2.3.1. Modes de fonctionnement de la MADA

En générale, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur. Mais, la différence avec les autres types de machine réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur. Au cours de fonctionnement en mode moteur, la puissance est fournie au stator de la MADA par le réseau, alors que durant le mode générateur, la puissance est fournie par le dispositif d'entraînement qui est dans notre cas, la turbine éolienne. Pour une utilisation dans un système éolien, les modes de fonctionnement seront restreints aux modes génératrice [61-63].

2.3.1.1. Mode moteur en hypo- synchronisme

Lors du fonctionnement en mode hypo -synchrone du moteur, la vitesse de rotation est inférieure au synchronisme. La puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement transite par le rotor pour être réinjectée au réseau. On a alors, un fonctionnement moteur en dessous de la vitesse de synchronisme.

2.3.1.2. Mode moteur en hyper synchronisme

Durant le mode de fonctionnement hyper synchrone du moteur, la vitesse de rotation est supérieure au synchronisme. La puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement est également fournie par le réseau au rotor. On a donc, un fonctionnement moteur au-dessus de la vitesse de synchronisme.

2.3.1.3. Mode génératrice en hypo synchronisme

Lors du mode de fonctionnement hypo synchrone de la génératrice, la puissance est fournie au réseau par le stator. La puissance de glissement est aussi fournie par le stator. Le rotor absorbe la puissance du glissement et la direction du champ magnétique est identique à celle du champ du stator. Dans ce

cas, la vitesse de rotation est inférieure au synchronisme.

2.3.1.4. Mode génératrice en hyper synchronisme

Dans ce cas, la puissance est fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau. La vitesse de rotation est supérieure au synchronisme.

Le tableau (2.1) résume les différents modes et régimes de fonctionnement de la MADA dans les quatre quadrants (Figure 2.5).

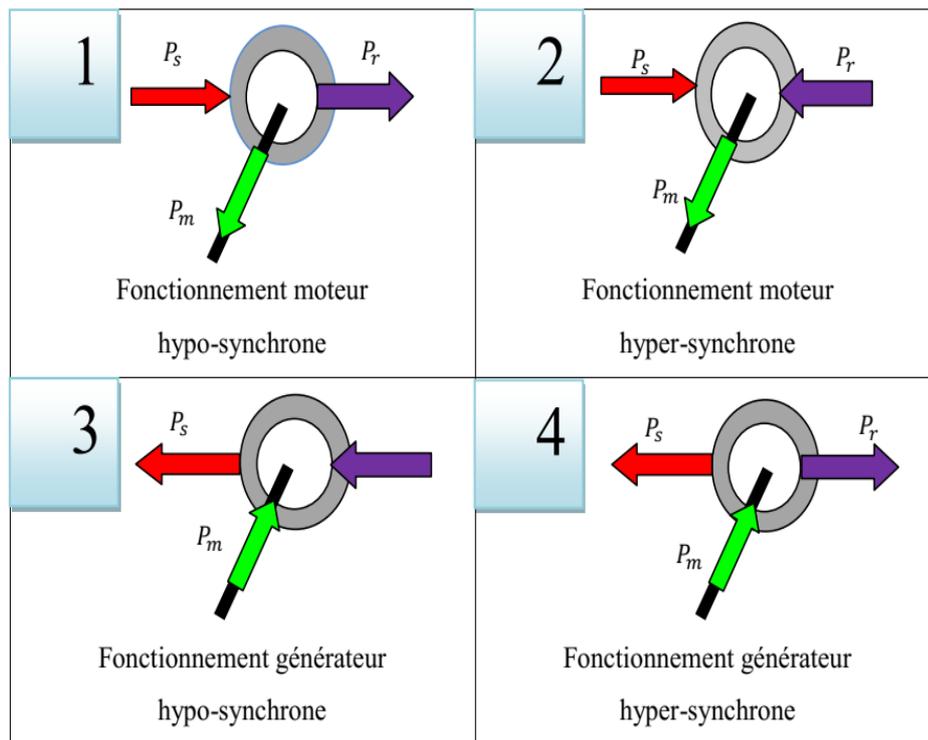


Figure 2.5. Différents modes de Fonctionnement de la MADA [64].

Tableau 2.1. Différents modes et régimes de fonctionnement de la MADA [65].

	Moteur $P_m < 0$	Générateur $P_m > 0$
Hypo-synchrone $P_s = -(P_m + P_r)$	$P_s > 0$ $P_r < 0$	$P_s < 0$ $P_r > 0$
Hyper-synchrone $P_m = -(P_s + P_r)$	$P_s > 0$ $P_r > 0$	$P_s < 0$ $P_r < 0$

2.3.2. Modélisation de la MADA

2.3.2.1. Représentation de la machine dans l'espace électrique

Les enroulements des trois phases statoriques et des trois phases rotoriques dans l'espace peuvent être représentés comme est indiqué sur la figure (2.6) [64-66] :

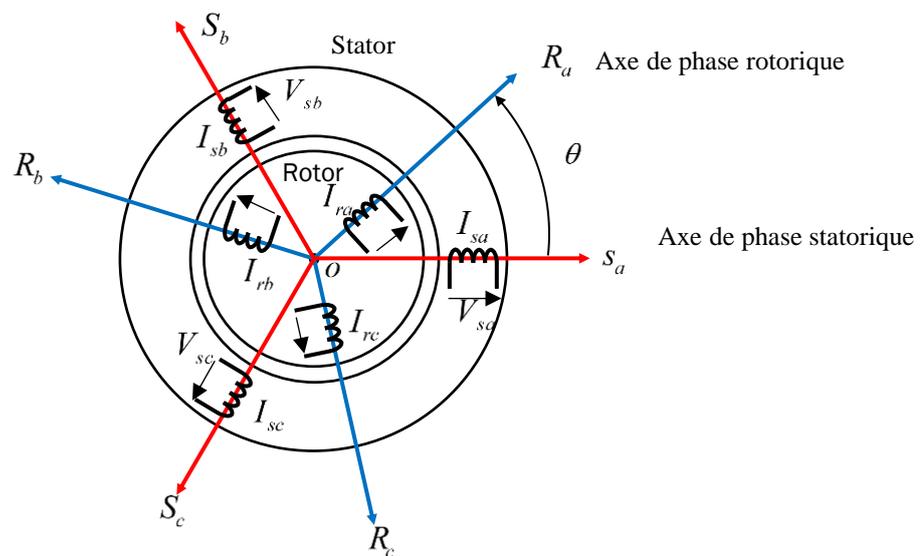


Figure 2.6. Représentation simplifiée de la MADA.

2.3.2.2. Hypothèses Simplificatrices

La mise en équations de la machine asynchrone à double alimentation nous impose d'assumer hypothèses simplificatrices. Pour ce là, nous rappelons brièvement le contexte habituel de ces dernières qui permettent de simplifier notablement les calculs [64-67] :

- Le circuit magnétique est non saturé, c'est-à-dire à perméabilité constante ce qui permet d'exprimer les flux comme fonctions linéaires des courants ;
- Le circuit magnétique est supposé parfaitement feuilleté. Ce qui accède de négliger les effets des courants induits de Foucault;
- La densité du courant est uniforme dans la section des conducteurs élémentaires. Dans ce cas l'influence de l'effet de peau et de l'échauffement non prises en compte ;
- Les enroulements du stator et rotor sont symétriques et la force magnétomotrice d'entrefer est répartie sinusoidalement ;
- Les inductances propres sont constantes ;
- Les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoidales de l'angle entre les axes des

enroulements du stator et du rotor.

2.3.3. Modèle mathématique de la MADA

❖ Équations électriques :

Dans les conditions précédentes les équations électriques en notation matricielle s'écrivent [68-69]:

▪ Pour le stator :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

▪ Pour le rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

❖ Équations magnétiques :

Les équations magnétiques sous forme matricielle sont données par les expressions suivantes:

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + [M_{sr}] \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$\begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ra} \\ I_{rb} \\ I_{rc} \end{bmatrix} + [M_{rs}] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Où :

R_s , R_r : Les résistances des phases statoriques et rotoriques respectivement.

M_s , M_r : Les inductances mutuelles entre phases statoriques et rotoriques respectivement.

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^T = M \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + 2\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos\theta & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \cos(\theta + 2\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos\theta \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$[M_{sr}]$ et $[M_{rs}]$: Matrices des inductances mutuelles stator-rotor et rotor-stator.

M : Inductance mutuelle maximale entre une phase statorique et une phase rotorique.

θ : L'écart angulaire entre une phase statorique et une phase rotorique.

❖ **Équation mécanique :**

L'équation fondamentale de la dynamique (équation mécanique) est donnée par :

$$C_e = J \frac{d\Omega_r}{dt} + f_v \cdot \Omega_r + C_r \quad (2.17)$$

Où:

C_e : Le couple électromagnétique en $(N.m)$.

J : Le moment d'inertie du rotor de la machine en $(Kg.m^2)$.

f_v : Le coefficient de frottement visqueux de la machine en $(N.m.s/rad)$.

C_r : Le couple résistant en $(N.m)$.

$\Omega_r = \frac{\omega_r}{P}$: La vitesse angulaire mécanique du rotor en (rad/s) .

P : Nombre de paires de pôles de la machine.

ω_r : La vitesse angulaire électrique de rotation du rotor.

L'étude analytique du comportement du système est alors relativement laborieuse, vu le grand nombre de variables. On emploie alors des transformations mathématiques qui accèdent une présentation du comportement de la machine à l'aide des équations différentielles à coefficients constants.

2.3.4. Application de la transformation de Park à la MADA

La transformation de Park permet de transformer les enroulements statoriques et rotoriques $a b c$, en enroulements orthogonaux équivalents dq , afin d'obtenir un modèle mathématique plus simple que le modèle physique du système [70].

A partir de cette transformation, on définit une matrice appelée matrice de Park donnée par l'équation (2.18) [68] :

$$P(\theta_s) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Après l'application de la transformation de Park aux flux et tensions intervenant dans les équations de la MADA, nous obtenons le modèle diphasé de celle-ci qui s'écrit sous la forme :

❖ **Équations des tensions [70-71] :**

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s I_{sd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{sd}) - \omega_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s I_{sq} + \frac{d}{dt}(\varphi_{sq}) - \omega_s \varphi_{sd} \\ V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{rd}) - (\omega_s - \omega_r) \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \frac{d}{dt}(\varphi_{rq}) - (\omega_s - \omega_r) \varphi_{rd} \end{cases} \quad (2.19)$$

❖ **Équations des flux [72-73] :**

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s I_{sd} + M I_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s I_{sq} + M I_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r I_{rd} + M I_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r I_{rq} + M I_{sq} \end{cases} \quad (2.20)$$

Avec respectivement :

V_{sd}, V_{sq} : Les tensions statoriques directes et en quadratures du système diphasé.

V_{rd}, V_{rq} : Les tensions statoriques et rotoriques directes et en quadratures du système diphasé.

I_{sd}, I_{sq} : Les courants statoriques directs et en quadratures du système diphasé.

I_{rd}, I_{rq} : Les courants rotoriques directs et en quadratures du système diphasé.

θ_s : L'angle électrique du champ tournant statorique,

θ_r : L'angle électrique du champ tournant rotorique.

$\varphi_{sd}, \varphi_{sq}$: Les flux statoriques direct et en quadrature du système diphasé.

$\varphi_{rd}, \varphi_{rq}$: Les flux rotoriques direct et en quadrature du système diphasé.

Les grandeurs statoriques et rotoriques sont alors exprimées dans un même repère (Figure 2.7).

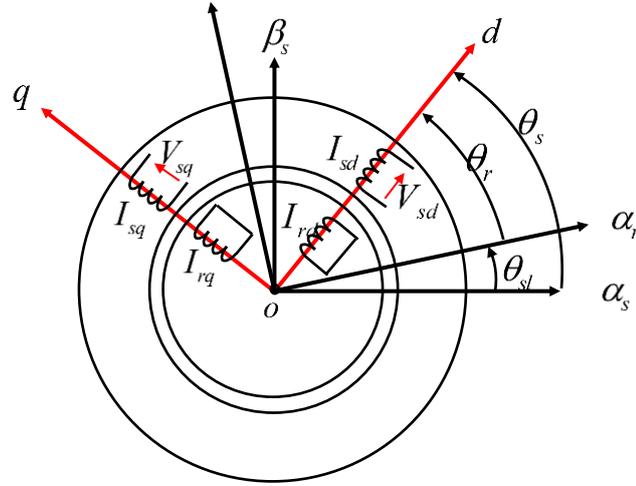


Figure 2.7. Repères deP référence : statorique($\alpha_s - \beta_s$),rotorique($\alpha_r - \beta_r$) et tournant ($d - q$).

La transformation de Park aboutit à une relation liant les angles θ_s et θ_r [69] :

$$\theta_{sl} = \theta_s - \theta_r \quad (2.21)$$

Les vitesses angulaires de rotation sont obtenues telles que :

$$\begin{cases} \frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \\ \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \\ \frac{d\theta_{sl}}{dt} = \omega_{sl} \end{cases} \quad (2.22)$$

Avec : ω_s , ω_r et ω_{sl} respectivement : les vitesses de pulsation statorique, rotorique et de glissement de la MADA .

❖ Expression du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique de la machine est donné par la relation (2.23) [74] :

$$C_e = \frac{3}{2} p \frac{M}{L_s} (\varphi_{sd} I_{rd} - \varphi_{sq} I_{sd}) \quad (2.23)$$

❖ Expression de la puissance active et réactive

Les puissances active et réactive statoriques et rotoriques sont données comme suit [75-76] :

$$\begin{cases} P_s = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ Q_s = V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq} \end{cases} \quad (2.24)$$

$$\begin{cases} P_r = V_{rd} I_{rd} + V_{rq} I_{rq} \\ Q_r = V_{rq} I_{rd} - V_{rd} I_{rq} \end{cases} \quad (2.25)$$

2.4. Principe de la commande vectorielle de la MADA

La commande vectorielle aussi appelée commande à flux orienté a été introduite par Blaschke en 1972. Ce type de commande a fait ses preuves en termes de robustesse et de fiabilité [77]. L'idée fondamentale de cette commande est d'amener le comportement de la machine asynchrone à celui d'une machine à courant continu à excitation indépendante [78]. Il s'agira donc de retrouver la quadrature entre le courant et le flux naturellement découplés pour une machine à courant continu [79-80]. Il existe plusieurs types de contrôles vectoriels. Nous s'intéressons dans ce chapitre, à la commande vectorielle directe avec orientation du flux statorique.

La figure (2.8) montre l'équivalence entre l'expression du couple que l'on réalise avec la commande découplée classique d'une machine à courant continu et la commande vectorielle d'une MADA [78].

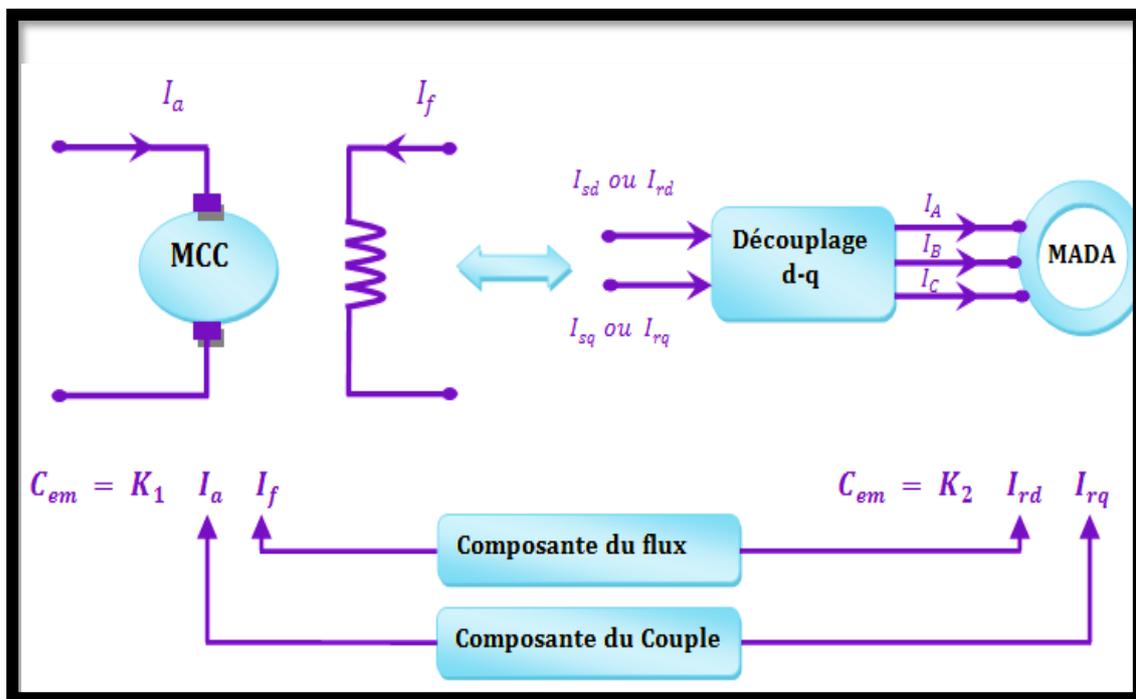


Figure 2.8. Analogie entre la commande vectorielle d'une MADA et la commande d'une MCC [74].

2.4.1. Modèle de la MADA avec orientation du flux statorique

Dans le cadre de ce travail, nous contentons de rappeler le modèle diphasé de la machine asynchrone dans le référentiel (d, q) , (équations 2.29 et 2.30) lié au champ tournant statorique que nous comptons utiliser par la suite pour la commande de la MADA. En alignant le vecteur flux statorique φ_s avec l'axe d , lequel serait relatif à la fréquence 50Hz comme le montre la figure (2.9) [79-80] :

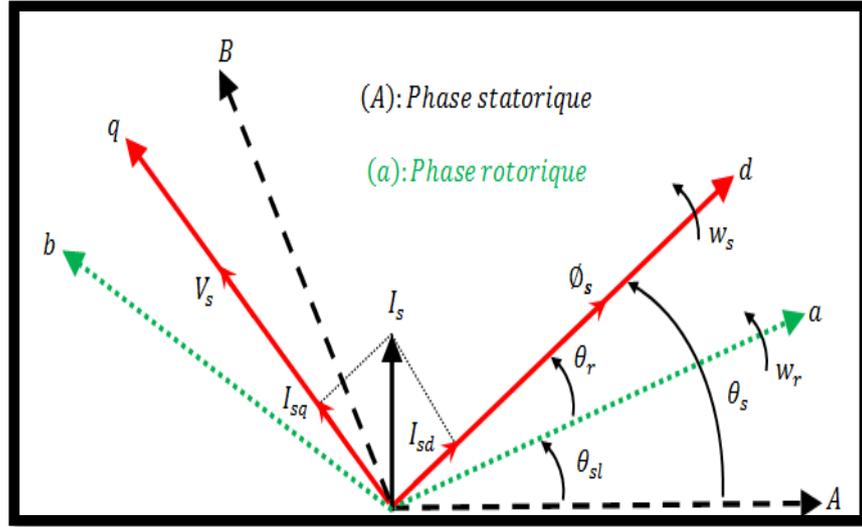


Figure 2.9. Orientation du flux statorique sur l'axe d.

Avec les contraintes de l'orientation du flux statorique suivantes :

$$\varphi = \varphi_{sd} = \varphi_s \text{ et } \varphi_{sq} = 0 \tag{2.26}$$

En négligeant la résistance des enroulements statorique R_s , ce qui correspond à une hypothèse souvent acceptée pour les machines de grande puissance utilisées pour la production d'énergie éolienne [81].

On déduit:

$$\begin{cases} V_{sd} = 0 \\ V_{sq} = V_s = \omega_s \cdot \varphi_s \end{cases} \tag{2.27}$$

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = \varphi_s = L_s \cdot I_{sd} + M \cdot I_{rd} \\ \varphi_{sq} = 0 = L_s \cdot I_{sq} + M \cdot I_{rq} \end{cases} \tag{2.28}$$

À partir d'équation (2.28), nous pouvons écrire les équations liant les courants statoriques aux courants rotoriques [82] :

$$\begin{cases} I_{sd} = \frac{\varphi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} \cdot I_{rd} \\ I_{sq} = -\frac{M}{L_s} \cdot I_{rq} \end{cases} \tag{2.29}$$

En manipulant les équations (2.27), (2.29) et (2.24), Les puissances active et réactive du stator peuvent se mettre sous la forme suivante [83] :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{V_s \cdot M}{L_s} \cdot I_{rq} \\ Q_s = \frac{V_s^2}{\omega_s \cdot L_s} - \frac{V_s \cdot M}{L_s} \cdot I_{dr} \end{cases} \tag{2.30}$$

Il ressort de l'expression (2.30) que le contrôle des puissances active et réactive au stator est découplé. Compte tenu du repère choisi, des approximations faite et avec M constante, la puissance active sera

directement proportionnelle au courant I_{qr} . La puissance réactive proportionnelle au courant I_{dr} à une constante près $\frac{V_s^2}{\omega_s L_s}$ imposée par le réseau [80-84].

L'expression des flux rotoriques (2.20) peut être exprimée, en remplaçant les courants statoriques dans (2.29), par :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = \sigma L_r \cdot I_{rd} + \frac{M \cdot V_s}{\omega_s L_s} \\ \varphi_{rq} = \sigma L_r \cdot I_{rq} \end{cases} \quad (2.31)$$

Avec : $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$ (coefficient de dispersion de Blondel).

En intégrant (2.31) dans (2.19), on obtient :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} + \sigma L_r \frac{dI_{rd}}{dt} - g \omega_s \sigma L_r I_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + \sigma L_r \frac{dI_{rq}}{dt} + g \omega_s \sigma L_r I_{rd} + g \frac{M \cdot V_s}{L_s} \end{cases} \quad (2.32)$$

En régime permanent, le système d'équation (2.32) se note par [84]:

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} - g \omega_s \sigma L_r I_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + g \omega_s \sigma L_r I_{rd} + g \frac{M \cdot V_s}{L_s} \end{cases} \quad (2.33)$$

Avec :

$g = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s}$: Coefficient de glissement.

L'expression $g \omega_s \sigma L_r$ désigne le terme de couplage entre l'axe direct et l'axe quadrature. L'influence de ce terme est minime. Pour des faibles glissements, ce terme de couplage peut être négligé pour avoir un découplage parfait entre les deux axes [78].

En revanche, le terme $g \frac{M \cdot V_s}{L_s}$ représente une force électromotrice dépendante de la vitesse de rotation.

Son influence n'est pas négligeable, car elle entraîne une erreur de traînage. Le contrôle du système devra donc prendre en compte cette erreur.

À partir des systèmes d'équations (2.32) et (2.33) nous permettons d'établir le schéma bloc du système électrique de la MADA illustré dans la figure (2.10).

Nous remarquons qu'il est possible de mettre en place une commande découplée et que chaque axe peut être commandé séparément avec son propre régulateur. Pour ce système, les grandeurs de référence sont: la puissance active pour l'axe q et la puissance réactive pour l'axe d .

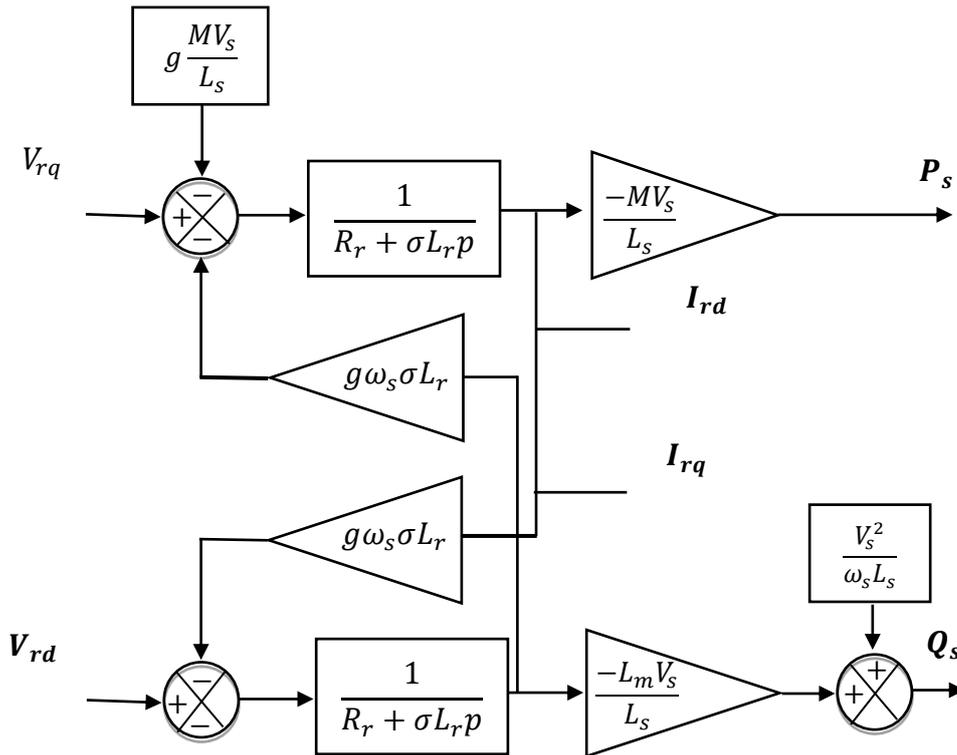


Figure 2.10. Schéma bloc du modèle simplifié de la MADA.

En remplaçant (2.31) dans (2.23), l'expression du couple de la MADA s'écrit alors :

$$C_e = -\frac{3PL_m}{2L_s} (\varphi_{sd} I_{rq}) \tag{2.34}$$

Ainsi, on constate que le couple électromagnétique dépend seulement de la composante en quadrature du courant rotorique I_{rq} . Donc le problème du couplage entre les deux axes direct d et en quadrature q est éliminé.

2.5. Modèle de l'onduleur de tension à deux niveaux

L'onduleur est un convertisseur statique continu alternatif qui assure la transformation de la tension d'une source continue à une tension alternative pour alimenter le rotor de la MADA [69-78].

Pour modéliser l'onduleur de tension, on considère son alimentation en tension comme une source parfaite dans le sens où, quel que soit le courant délivré ou absorbé, la tension à ces bornes reste toujours constante. Pour faciliter cette modélisation, on suppose que cette alimentation est constituée par deux générateurs de force électromotrice égale à $E/2$ connectés entre eux par un point fictif noté '0'. Dans le cas de notre application, c'est un onduleur triphasé à deux niveaux de tension composé de trois bras. Chacun des bras est composé de deux interrupteurs en série dont le point milieu est relié

à une phase de la machine. Pour préserver la source de tension, les deux interrupteurs de chaque bras seront commandés de manière complémentaire (Figure 2.11).

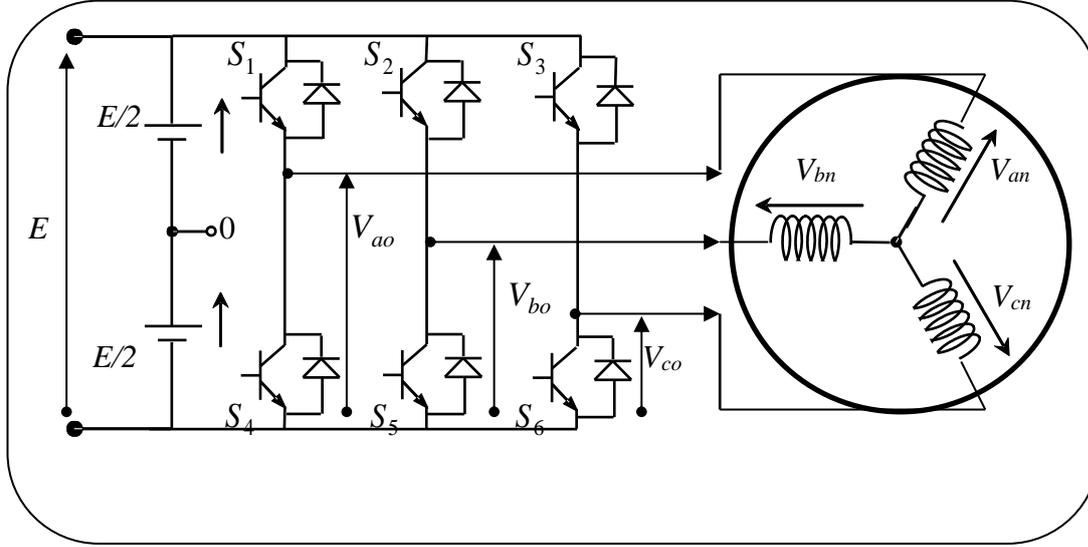


Figure 2.11. Schéma d'un onduleur de tension triphasé.

Les interrupteurs S_i ($i = a, b, c$) admettent deux états binaires (commutation supposée idéale) [94].

$S_i = 1$: Interrupteur fermé.

$S_i = 0$: Interrupteur ouvert.

Les tensions composés V_{ab}, V_{bc} , et V_{ca} sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (2.35)$$

V_{ao}, V_{bo} , et V_{co} : Peuvent être considérées comme des tensions d'entrées à l'onduleur ou tensions continues.

Soit « n » l'indice du point neutre du côté machine. En procédant de la même manière (relations précédentes), on aboutit à :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (2.36)$$

V_{an}, V_{bn} , et V_{cn} : Sont les tensions de phase de la charge (machine).

V_{no} : est la tension fictive entre le neutre de la machine asynchrone et le point fictif d'indice « 0 ».

Le système

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (2.37)$$

La substitution de (2.37) dans (2.36) aboutit à :

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{a0} + V_{bo} + V_{co}) \quad (2.38)$$

En remplaçant (2.38) dans (2.36), on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{a0} - \frac{1}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3}V_{a0} + \frac{2}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{a0} - \frac{1}{3}V_{bo} + \frac{2}{3}V_{co} \end{cases} \quad (2.39)$$

Par conséquent, l'onduleur de tension peut être modélisé par une matrice [T] assurant le passage contenu-alternatif et on a alors :

$$[V_{AC}] = [T][V_{DC}] = \begin{bmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Avec :

$$[V_{AC}] = [V_{an} \quad V_{bn} \quad V_{cn}]^T : \text{Tension alternative.}$$

$$[V_{AC}] = [V_{an} \quad V_{bn} \quad V_{cn}]^T = E [S_a \quad S_b \quad S_c] : \text{Tension continu.}$$

2.5.1. Stratégie de commande par MLI sinus-triangle

Pour déterminer les instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs on fait appel à la technique MLI (modulation de largeur d'impulsion) qui consiste à comparer un signal triangulaire (la porteuse) avec une onde de référence généralement sinusoïdale appelée modulatrice ; voir figure (2.12) :

Cette technique est caractérisée par deux paramètres [74-78]:

L'indice de modulation « m » qui est défini comme étant le rapport de la fréquence de la porteuse sur la fréquence de la tension de référence f :

$$m = \frac{f_p}{f} \quad (2.41)$$

Taux de modulation τ_m qui est le rapport de l'amplitude de la tension de référence (V_{ref}) et celle de la porteuse (V_p) :

$$\tau_m = \frac{V_{ref}}{V_p} \quad (2.42)$$

f_p : Fréquence de la porteuse et T_p sa période ;

f : Fréquence de l'onde de référence ;

V_{ref} : Amplitude de la tension ;

V_p : Amplitude de la porteuse ;

L'algorithme de commande de la stratégie triangle sinusoïdale pour un onduleur à deux niveaux pour un bras k peut être résumé en 2 étapes:

- Etape 1:

$$\begin{cases} V_{refk} \geq V_p \Rightarrow V_k = V_{DC} \\ V_{refk} < -V_p \Rightarrow V_k = -V_{DC} \end{cases} \quad (2.43)$$

Tel que :

V_{DC} : La tension du bus continu.

- Etape 2:

$$\begin{cases} V_k = V_{DC} \Rightarrow S_k = 1 \\ V_k = -V_{DC} \Rightarrow S_k = 0 \end{cases} \quad (2.44)$$

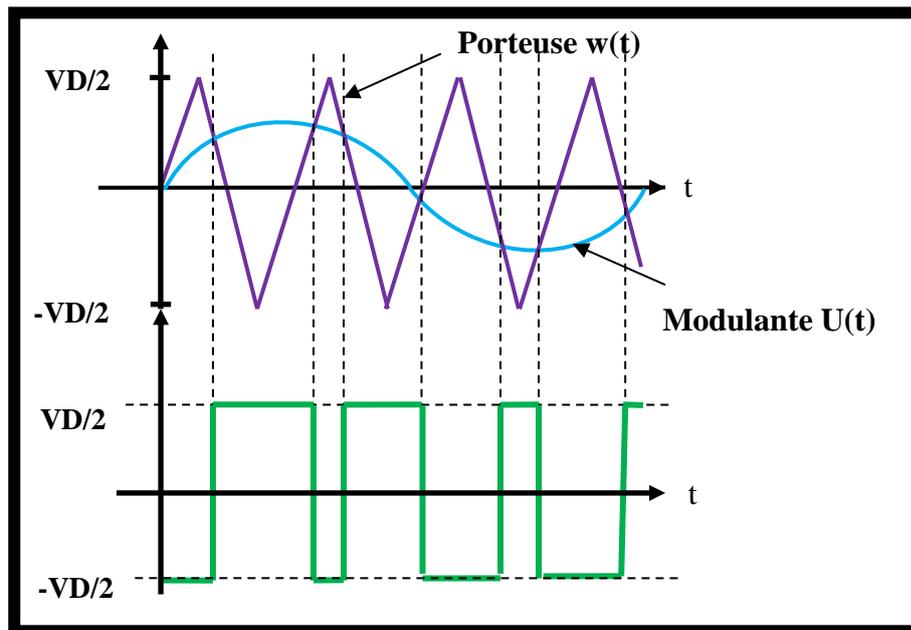


Figure 2.12. Principe de commande en MLI sinus-triangulaire.

2.6. Contrôle direct en puissance statorique de la MADA

Dans le contrôle vectoriel direct, l'idée sur la régulation consiste à contrôler indépendamment et directement les puissances active et réactive de la MADA. Pour la quel, on néglige les termes de couplage entre les deux axes d et q et à contrôler les tensions rotoriques. En compensant ces termes de couplage et en établissant un schéma bloc simplifié, chaque axe peut contrôler une puissance

indépendamment de l'autre avec son propre régulateur. Le schéma de la figure (2.13) arbore le principe de la commande dite directe [85].

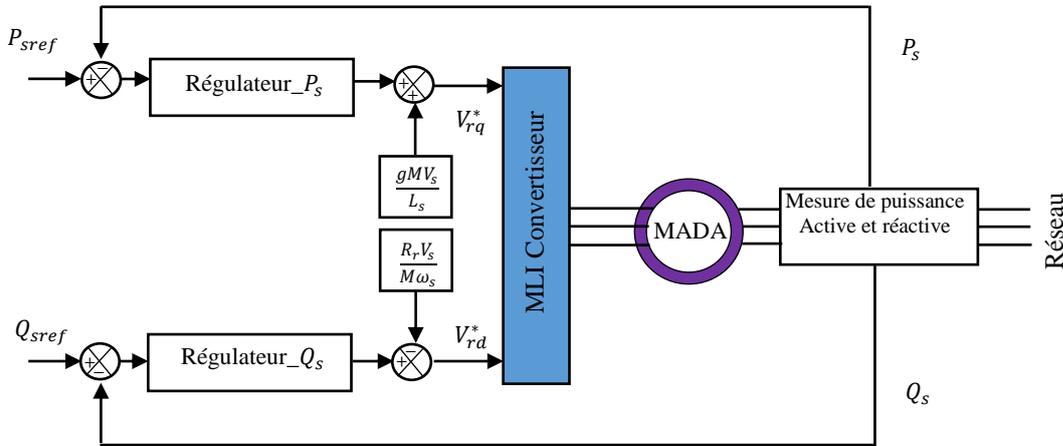


Figure 2.13. Schéma de principe de la commande directe de la MADA.

Les erreurs de poursuite sont alors définies par les relations suivantes :

$$\begin{cases} e_q = P_s - P_{sref} \\ e_d = Q_s - Q_{sref} \end{cases} \quad (2.45)$$

2.6.1. Synthèse du régulateur Proportionnel-Intégral (PI)

Le régulateur PI est une combinaison des deux termes K_p et K_i représentent respectivement les gains proportionnel et intégral. L'élaboration de ce contrôleur est simple. La figure (2.14) illustre le principe de contrôle des puissances active et réactive, identique sur les deux axes avec le régulateur PI [86-87].

$$A = L_s R_r + p \sigma L_s L_r \text{ et } B = M V_s \quad (2.46)$$

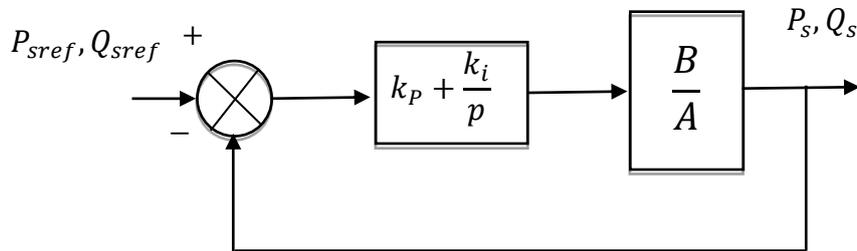


Figure 2.14. Les deux boucles de régulation des puissances de la MADA.

La Fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) avec le régulateur PI de la figure (2.13) s'écrit de la manière suivante [85-74] :

$$G(p) = \frac{p + \frac{k_i}{k_p}}{\frac{p}{k_p}} \cdot \frac{\frac{M.V_S}{L_S R_r + p \sigma L_S L_r}}{\frac{L_S R_r}{p + \frac{L_S R_r}{\sigma L_S L_r}}} \quad (2.47)$$

En utilisant la méthode de compensation des pôles pour avoir une dynamique rapide du système, ceci nous conduit à l'égalité suivante :

$$\frac{k_i}{k_p} = \frac{L_S R_r}{\sigma L_S L_r} \quad (2.48)$$

En supposant que les paramètres de la machine sont connus avec précision, car les gains des correcteurs dépendent directement de ces paramètres. Si ce n'est pas le cas, la compensation est moins performante.

Si les pôles sont parfaitement compensés, la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$G(p) = \frac{k_p \frac{M.V_S}{\sigma L_S L_r}}{p} \quad (2.49)$$

Ce qui nous donne en boucle fermée:

$$\text{FTBF} = \frac{1}{1 + p\tau_r} \quad (2.50)$$

Avec τ_r le temps de réponse du système .

On peut exprimer les gains des correcteurs en fonction des paramètres de la machine et du temps de réponse comme suit :

$$\begin{cases} k_p = \frac{1}{\tau_r} \frac{\sigma L_S L_r}{M.V_S} \\ k_i = \frac{1}{\tau_r} \frac{R_r L_S}{M.V_S} \end{cases} \quad (2.51)$$

2.6.2. Synthèse du régulateur neuronal

Pour construire une machine ou un mécanisme autonome doté d'intelligence est un ancien rêve des chercheurs des divers domaines des sciences et de l'ingénierie. Bien que les premiers articles sur les réseaux de neurones artificiels (RAN) aient été publiés il y a plus de 50 ans, ce sujet a commencé à faire l'objet de recherches approfondies au début des années 90. Les applications impliquant des systèmes considérés comme intelligents couvrent une large gamme, y compris [86]:

- Analyse d'images acquises à partir de satellites artificiels ;
- Classification des modèles de discours et d'écriture ;
- Contrôle des trains à grande vitesse ;
- Identification des anomalies sur les images médicales ;

- Contrôle des appareils électriques et électroniques, tels que les machines à laver, fours à micro-ondes, congélateurs, machines à café, machines à frire, caméras vidéo etc.

2.6.2.1. Représentation de la machine dans l'espace électrique

Les réseaux de neurones artificiels (RNA) sont des processeurs élémentaires fortement connectés en parallèle (Figure 2.15). Chaque processeur élémentaire calcule une sortie unique sur la base des informations qu'il reçoit [74-87]:

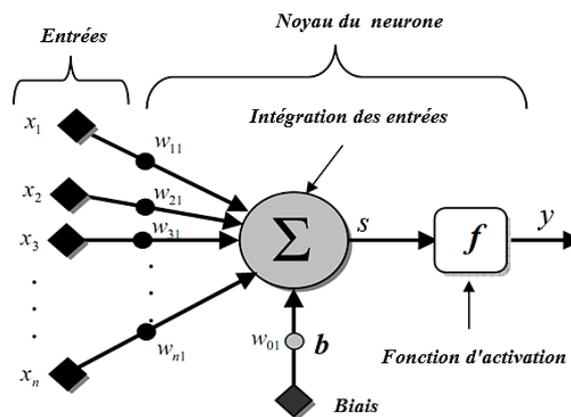


Figure 2.15. Modèle de base d'un neurone formel.

- Les x_i représentent les vecteurs d'entrées. Elles proviennent soit des sorties d'autres neurones, soit de stimuli sensoriels (capteur visuel, sonore...);
- Les W_{ij} sont les poids synaptiques du neurone j . Ils correspondent à l'efficacité synaptique dans les neurones biologiques ($W_{ij} > 0$: synapse excitatrice; $W_{ij} < 0$ synapse inhibitrice). Ces poids pondèrent les entrées et peuvent être modifiés par apprentissage;
- Biais : entrée prend souvent les valeurs ± 1 qui permet d'ajouter de la flexibilité au réseau en permettant de varier le seuil de déclenchement du neurone par l'ajustement des poids et du biais lors de l'apprentissage;
- Noyau : intègre toutes les entrées et le biais. Il calcule la sortie du neurone selon une fonction d'activation qui est souvent non linéaire pour donner une plus grande flexibilité d'apprentissage.

L'apprentissage est une phase du développement d'un réseau de neurones durant laquelle le comportement du réseau est modifié jusqu'à l'obtention du comportement désiré. L'apprentissage se fait le plus souvent avec l'algorithme de la rétro-propagation du gradient de l'erreur (RPG). Il a été

créé en généralisant les règles d'apprentissage de WidrowHoff (1960) aux réseaux mono et multicouches à fonction de transfert non linéaire [88].

Algorithme de retro propagation

L'algorithme de rétro propagation est représenté comme suit :

Étape 1 : Initialiser les poids W_{ij} et les seuils internes des neurones à des petites valeurs aléatoires.

Étape 2 : Présenter le vecteur d'entrée et de sortie désirée.

Étape 3 : Calculer :

- La somme des entrées des neurones de la couche cachée.
- Les sorties de neurones de la couche cachée.
- La somme des entrées des neurones de la couche de sortie.
- Les sorties des réseaux.

Étape 4 : Calculer l'erreur pour les neurones de la couche de sortie.

Étape 5 : Réinjecter l'erreur de sortie.

Étape 6 : Ajuster :

- Les poids de la couche de sortie.
- Les poids de la couche cachée.

Étape 7 : Calculer l'erreur E .

Étape 8 : Si la condition sur l'erreur $E - E_p < \varepsilon$ est atteinte, aller à l'étape 9 sinon aller à l'étape 6 et refaire le calcul pour un autre époque.

Étape 9 : FIN.

Afin de contrôler indépendamment, les puissances générées par une MADA couplée à une turbine éolienne par un contrôleur neuronal, plusieurs essais sont effectués. Nous avons distingué sur les différentes structures, que le choix le plus prudent était de prendre une architecture de réseau de neurones multicouches à une couche cachée contenant 40 neurones, et accompagner par un algorithme de rétro propagation.

Nous gardons la commande directe en remplaçant les régulateurs Proportionnel-Intégral (PI) par le contrôleur neuronal (RNA) comme présenté sur la figure (2.16) suivante :

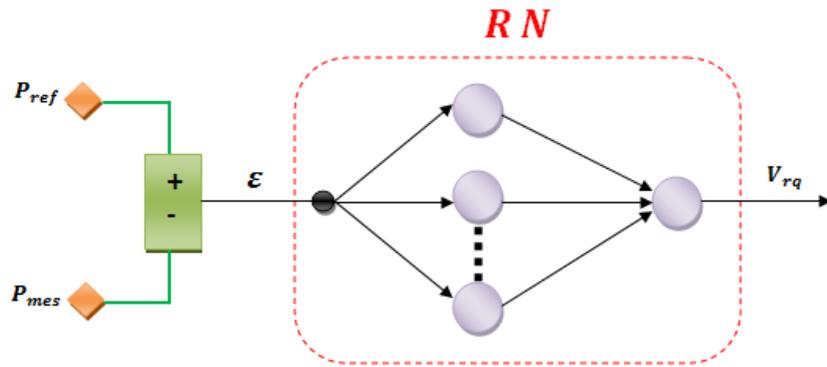


Figure 2.16. La boucle de régulation avec réseau neuronal.

2.6.3. Synthèse du contrôleur PI-Flou adaptatif

Dans cette partie, nous allons procéder au remplacement du régulateur classique des puissances par un régulateur PI-Flou adaptatif au sein d'une commande directe.

Ce contrôleur flou comme son nom l'indique, est construit pour le but d'ajuster les paramètres du contrôleur PI et lui génère de nouveaux paramètres. Afin qu'il s'adapte à toutes les conditions de fonctionnement en se basant sur l'erreur et sa dérivée [89]. La figure (2.17) illustre la structure de la commande floue adaptative avec modèle de référence.

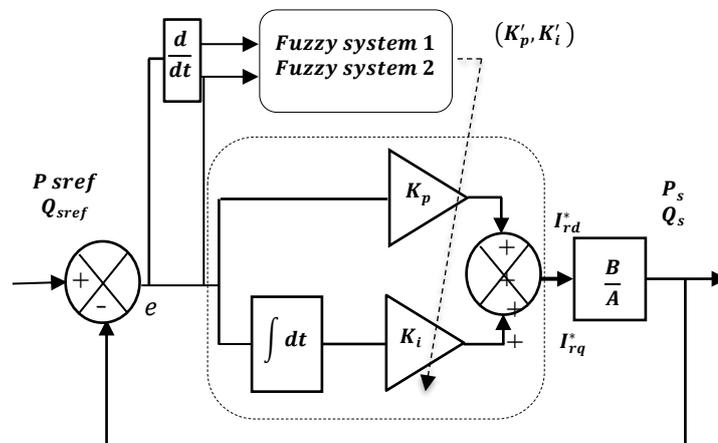


Figure 2.17. Contrôleur PI-Flou adaptatif pour le contrôle des puissances statoriques.

Habituellement, la conception d'un régulateur flou pour la commande des entraînements électriques exige les choix des paramètres suivants :

- Choix des variables linguistiques ;
- Choix des fonctions d'appartenance ;
- Choix de la méthode d'inférence ;
- Choix de la stratégie de défuzzification.

Les entrées du régulateur flou, sont obtenues par normalisation de l'erreur et la dérivée de l'erreur de puissance comme suit :

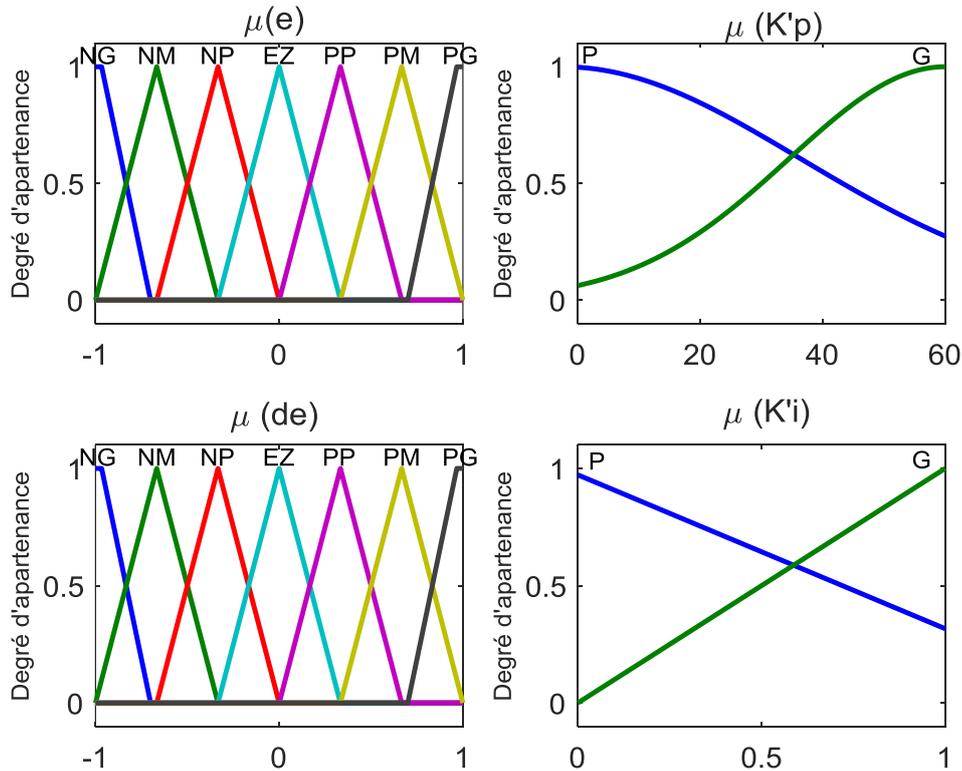
$$\begin{cases} e(k) = P_{ref}(k) - P_s(k) \\ de(k) = e(k) - e(k-1) \end{cases} \quad (2.52)$$

La valeur normalisée de l'action proportionnelle k'_p et la valeur normalisée de l'action intégrale k'_i sont déterminées en utilisant les transformations linéaire suivantes :

$$K'_p = \frac{K_p - K_{pmin}}{K_{pmax} - K_{pmin}} \quad (2.53)$$

$$K'_i = \frac{K_i - K_{imin}}{K_{imax} - K_{imin}} \quad (2.54)$$

Dont l'univers de discours normalisé de chaque variable du régulateur (l'erreur, sa variation et la variation de la commande) est subdivisé en sept ensembles flous (Figure 2.18). Ceux-ci sont caractérisés par les désignations standards suivantes :



- *NG* noté Négative Grande ;
- *NP* noté Négative Petite ;
- *PP* noté Positive Petite ;
- *PG* (Positive Grande).
- *G* noté Grand ;

- *NM* noté Négative Moyenne ;
- *EZ* noté Environ Zéro ;
- *PM* noté Positive Moyenne ;
- *P* noté Petit.

Figure 2.18. Fonctions d'appartenance des variables.

La stratégie de commande est présentée par une matrice d'inférence du même type que celle présentée dans le Tableau (2.2).

Tableau 2.2. Fonctions d'appartenance des variables du contrôleur.

u		e						
		NG	NM	NP	EZ	PP	PM	PG
de	NG	G						
	NM	G	G	G	G	G	G	P
	NP	P	P	G	G	G	P	P
	EZ	P	P	P	G	P	P	P
	PP	P	P	G	G	G	P	P
	PM	P	G	G	G	G	G	P
	PG	G						

Pour concevoir les règles de base et trouver la relation d'entrée-sortie, plusieurs approches sont proposées pour le traitement numérique des règles d'inférence. Nous avons utilisé dans notre travail le mécanisme d'inférence de Mamdani (max-min) et pour la défuzzification des variables de sortie du système, se fait à l'aide de la méthode du centre de gravité qui est la plus utilisée dans la littérature.

2.6.4. Synthèse du contrôleur H_∞

Dans les applications industrielles, les systèmes sont soumis à des perturbations externes et aux bruits de mesure [70] (Figure 2.19). De ce fait, la notion de la robustesse des systèmes en automatique est très importante [90]. La synthèse d'une loi de commande permet de réaliser l'asservissement d'un processus passe par l'utilisation de modèles mathématiques. Ceux-ci peuvent être issus de la description des phénomènes physiques, ou d'expériences permettant de caractériser son comportement entrée-sortie. On peut tout de suite noter que ces modèles ne représentent pas parfaitement la réalité: il y aura toujours des incertitudes et des erreurs de modélisation [91]. Dans ce cas, la commande classique devient insuffisante pour répondre aux performances exigées. Pour surmonter ces obstacles, l'utilisation des méthodes de commande avancées est nécessaire. Parmi les méthodes de synthèse les plus efficaces, la méthode H_∞ (appelée encore commande fréquentielle avancée ou commande robuste multi variable).

Historiquement, l'approche H_∞ a été initiée par Zames au début des années 80 et développée en particulier par Doyle, Glover, Khargonekar et Francis [92]. Elle est devenue ces dernières années une des méthodes phares de la « commande robuste » et un outil très intéressant pour analyser la robustesse en stabilité des systèmes vis-à-vis des variations paramétriques et le rejet des

perturbations.

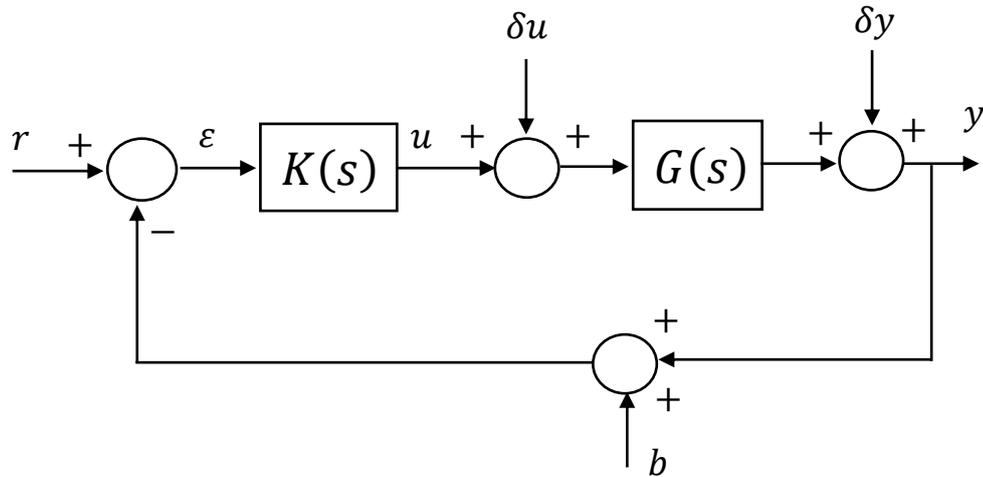


Figure 2.19. Système asservi avec référence, perturbation en entrée et bruit de mesure.

Sur le schéma du système asservi avec référence figure (2.19), perturbation en entrée et bruit de mesure sur ce schéma on distingue les signaux suivants:

r : Signal de référence (la consigne) ;

δu : Perturbation sur la commande ;

δy : Perturbation sur la sortie ;

b : Bruit de mesure.

u : Le signal de commande ;

y : Signal de sortie à contrôlée ;

ε : L'erreur de poursuite , souvent utilisée comme quantificateur de performance.

Le transfert entre les entrées exogènes r , δu , δy , b et la sortie y est donné par [68]: :

$$y(s) = [I + G(s)K(s)]^{-1}G(s)K(s)(r(s) - b(s)) + [I + G(s)K(s)]^{-1}(G(s)\delta y(s) + \delta y(s)) \quad (2.55)$$

Et la commande par :

$$u(s) = [I + K(s)G(s)]^{-1}G(s)K(s)\delta u(s) + [I + K(s)G(s)]^{-1}K(s)(r(s) - \delta y(s) - b(s)) \quad (2.56)$$

Donc on peut écrire:

$$y(s) = T_y(s)(R(s) - b(s)) + S_y(s)(G(s)\delta y(s) + \delta y(s)) \quad (2.57)$$

$$u(s) = S_u(s)\delta u(s) + S_u(s)K(s)(r(s) - \delta y(s) - b(s)) \quad (2.58)$$

On définit :

$r \in R^p$: Signal de référence.

$\delta u \in R^m$: Perturbation de la commande.

$y \in R^p$ Signal de sortie.

$\delta y \in R^p$: Perturbation de la sortie.

$e \in R^p$: Erreur de suivi.

$b \in R^p$: Bruit sur mesure.

$u \in R^m$: Commande

Définissons les matrices de sensibilité et sensibilités complémentaires suivantes :

$$S_u(s) = [I_p + K(s)G(s)]^{-1} : \text{est la matrice de sensibilité en entrée.} \quad (2.59)$$

$$S_y(s) = [I_m + G(s)K(s)]^{-1} : \text{est la matrice de sensibilité en sortie.} \quad (2.60)$$

$$T_u(s) = [I_p + G(s)K(s)]^{-1}G(s)K(s) : \text{est appelée la matrice de sensibilité complémentaire en entrée.} \quad (2.61)$$

$$T_y(s) = [I_m + G(s)K(s)]^{-1}G(s)K(s) : \text{est appelée la matrice de sensibilité complémentaire en sortie.} \quad (2.62)$$

Car :

$$S_y(s) + T_y(s) = I_p \quad (2.63)$$

$$S_u(s) + T_u(s) = I_m \quad (2.64)$$

2.6.4.1. Forme standard du contrôleur H_∞

Le modèle linéaire de connaissance décrivant un système linéaire et stationnaire est celui donné par l'équation d'état suivante [93-94] :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) + Du(t) \end{cases} \quad (2.65)$$

Avec l'hypothèse des conditions initiales nulles sur le vecteur d'état. La matrice de transfert du système est déterminée comme suit :

$$G(s) = C(sI - A)^{-1}B + D \quad (2.66)$$

Où $u(t)$ le vecteur des entrées du système, $x(t)$ le vecteur d'état, et $y(t)$ le vecteur des sorties.

Dans le but d'apporter une facilité méthodologique à la résolution des problèmes H_∞ , une représentation connue sous la dénomination « forme standard » a été introduite. Une représentation unifiée, est représentée sur la figure (2.20) [90]:

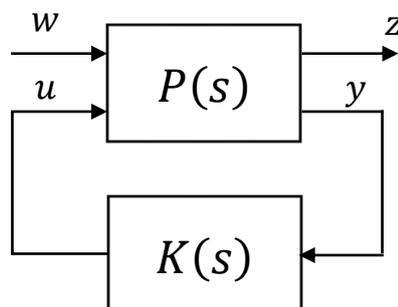


Figure 2.20. Représentation sous forme standard d'un système.

Dans cette représentation, les notations suivantes seront utilisées dans la suite, où :

$P(s)$: Le procédé généralisé.

$K(s)$: Le correcteur.

w : Les entrées exogènes du système (entrées à suivre et perturbations à rejeter).

z : Les signaux à commander (erreurs entre consignes et sorties du système par exemple).

y : Les sorties accessibles à la mesure du système.

u : Les signaux de commande du processus.

Le système augmenté admet la représentation d'état suivante [95]:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + B_1w(t) + B_2(t) \\ z(t) = C_1x(t) + D_{11}w(t) + D_{12}(t) \\ y(t) = C_2x(t) + D_{21}w(t) + D_{22}(t) \end{cases} \quad (2.67)$$

Avec :

$A, B_1, B_2, C_1, C_2, D_{11}, D_{12}, D_{21}, D_{22}$: Matrices à dimension correspondants (dans la plupart (D_{11} et D_{12} sont nulles).

De (2.65) nous pouvons écrire [96]:

$$z = P_{11}(s)w(s) + P_{12}(s)u(s) \quad (2.68)$$

$$y = P_{21}(s)w(s) + P_{22}(s)u(s) \quad (2.69)$$

A partir des équations (2.65), (2.66) et (2.67) on peut déduire la matrice de transfert $T_{zw}(t)$ par [97]:

$$z = F_l(P, K).w \quad (2.70)$$

Où $F_l(P, K)$ définit la transformation linéaire fractionnaire basse donné par :

$$F_l(P, K) = P_{11}(s) + P_{12}(s).K(s)(I - P_{22}K(s))^{-1}P_{21}(s) \quad (2.71)$$

Le problème de conception standard H_∞ peut également être formulé comme suit: étant donné $u P(s)$ et un nombre réel positif $\gamma > 0$, il faut trouver un contrôleur $K(s)$ qui stabilise la boucle fermée du système tel que :

$$\|F_l(P, K)\|_\infty < \gamma \quad (2.72)$$

2.6.4.2. Conception du contrôleur H_∞ sensibilité mixte

Le problème de sensibilité mixte est un cas spécial du problème H_∞ standard. Afin d'atteindre les objectifs de stabilité et de performance, des fonctions dites de pondération sont introduites sur les différents signaux, de manière à savoir une matrice de transfert pondérée entre les entrées exogènes w et les sorties à minimiser z .

2.6.4.3. Application du contrôleur H_∞ sur la MADA

En se référant de la configuration de la boucle décrite dans la figure (2.21), les signaux à surveiller sont l'erreur et la commande, l'objectif est donc, la conception d'un contrôleur $K(s)$ basée sur la technique H_∞ dans le but de contrôler les puissances statoriques et les courants rotoriques de la MADA. Nous nous intéressons à la conception du contrôleur $K(s)$ afin de contrôler les puissances statoriques de la MADA. Pour cela, nous considérerons le problème de conception à sensibilité mixte H_∞ illustré à la figure (2.21).

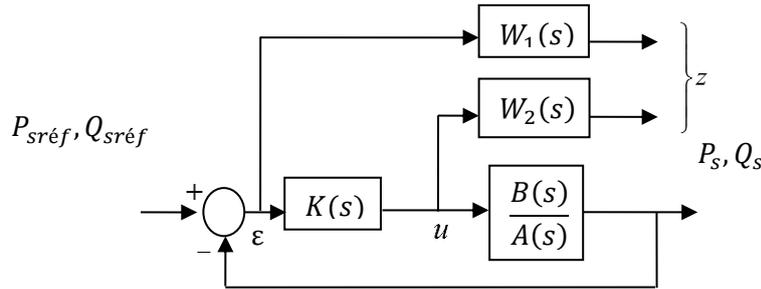


Figure 2.21. Configuration de sensibilité mixte S/T .

- ❖ L'erreur ε est pondérée par le filtre $W_1(s)$;
- ❖ La commande u est pondérée par le filtre $W_2(s)$.

Les approches de sensibilité mixte de H_∞ sont des cas particuliers des problèmes standard H_∞ . Le contrôleur est synthétisé pour stabiliser le système en boucle fermée et obtenir un bon compromis entre robustesse et performances. La résolution du problème de la sensibilité mixte est de trouver un compensateur qui assure la stabilité interne et satisfait la condition suivante [98] :

$$T_{zw}(s) = \begin{bmatrix} W_1 S(s) \\ W_2 T(s) \end{bmatrix} \quad (2.73)$$

$$\|T_{zw}(s)\|_\infty = \left\| \begin{bmatrix} W_1(s)S(s) \\ W_2(s)T(s) \end{bmatrix} \right\|_\infty < \gamma \quad (2.74)$$

Pour synthétiser le contrôleur robuste H_∞ des puissances de la MADA, le quotient B/A indiqué sur la figure (2.22), représente la fonction de transfert à contrôler. Ainsi, nous pouvons définir l'erreur de suivi, le contrôle d'entrée et la sortie comme suit:

$$\varepsilon(s) = S(s)Y_{ref}(s) \quad (2.75)$$

$$u(s) = K(s)S(s)Y_{ref}(s) \quad (2.76)$$

$$Y(s) = T(s)Y_{ref}(s) \quad (2.77)$$

Avec:

$Y_{ref}(s)$: $P_{sréf}$ et $Q_{sréf}$

La fonction de sensibilité:

$$S(s) = \left(I + \frac{B(s)}{A(s)} K(s) \right)^{-1} \quad (2.78)$$

La fonction de sensibilité complémentaire:

$$T(s) = \frac{B(s)}{A(s)} K(s) \left(I + \frac{B(s)}{A(s)} K(s) \right)^{-1} \quad (2.79)$$

Les étapes à suivre pour la synthèse du contrôleur H_∞ dans notre cas en utilisant les commandes de Matlab sont comme suit :

Étape 1 : Mettre le système nominal sous forme de modèle d'état du système nominal.

Étape 2 : Mise en œuvre par l'introduction des fonctions de pondération

Étape 3 : Réaliser le système augmenté $P(p)$ qui combine le système nominal et les filtres de pondération.

Étape 4 : Initialisation de $\gamma = 1$ et calculer du contrôleur en utilisant la commande H_∞ disponible dans le Toolbox MATLAB\ROBUST.

Étape 5 : si la condition $\|F_l(P, K)\|_\infty < 1$ est vérifiée, saut à l'étape 7.

Étape 6 : Réajustement de γ et retour à l'étape 4.

Étape 7 : Etablissement du contrôleur robuste.

Étape 8 : Test du contrôleur calculé.

❖ **Choix des fonctions de pondération**

▪ **Filtre de pondération W_1**

Le choix du filtre de pondération W_1 permet de fixer les performances du système en boucle fermée de manière à minimiser l'effet des perturbations et assurer une meilleure robustesse [99].

$$W_1(s) = \frac{\omega_s/M_s}{s + \omega_s} \quad (2.80)$$

ω_s : Bande passante minimale souhaitée pour l'asservissement.

M_s : Limite supérieure sur la sensibilité à base fréquence.

▪ **Filtre de pondération W_2**

Le choix du filtre de pondération W_2 permet à limiter la bande passante du contrôleur et empêcher d'avoir des signaux de commande de grande amplitude [92].

$$W_2(s) = \frac{1 + 2\xi_1/\omega_1 s + s^2/\omega_1^2}{k(1 + 2\xi_0/\omega_0 s + s^2/\omega_0^2)} \quad (2.81)$$

ξ_1 et ξ_2 : Facteur d'amortissement de fréquence de coupure.

ω_0, ω_1 : Bande passante.

k : Gain statique.

Les fonctions de pondération sont présentées comme:

$$W_1(s) = \frac{6000}{s+30} \quad (2.82)$$

$$W_2(s) = \frac{0.0025s^2}{0.0005s^2+5s+100} \quad (2.83)$$

le contrôleur $K(s)$ obtenu est donné par la relation suivante :

$$K(s) = \frac{-2.98 \times 10^4 s^3 - 3.00 \times 10^8 s^2 - 2.7 \times 10^{10} s - 4.20 \times 10^{11}}{s^4 + 1.23 \times 10^6 s^2 + 6.19 \times 10^{11} s + 7.34 \times 10^{12}} \quad (2.84)$$

Avec : $\gamma = 0.1246$.

2.7. Simulation et interprétation des résultats

Les résultats de simulation comparatives des contrôleurs sont déterminées sous l'environnement MATLAB/Simulink. De ce fait, la commande de la chaîne de conversion éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation à vitesse variable de 1.5 MW (paramètres donnés en Annexe A) reportés sur les figures, en imposant des échelons de référence des puissances actives et réactives. Les différents contrôleurs ont été testés et comparés selon deux critères différents, à savoir performances de suivi des références et robustesse en faisant varier les paramètres du système.

2.7.1. Test de suivi de consigne

Les résultats de simulation des puissances active et réactive délivrées par la MADA à l'aide des contrôleurs proposés PI classique, RNA, PI-Flou adaptatif et H_∞ sont présentés sur la figure (2.22).

On remarque que les échelons de puissance suivis bien les références correspondantes par la génératrice que ce soit pour la puissance active ou réactive.

La puissance active du côté statorique est négative, ce qui signifie que le réseau dans ce cas est un récepteur de l'énergie fournie par la MADA. La puissance réactive est réglable selon les besoins du réseau.

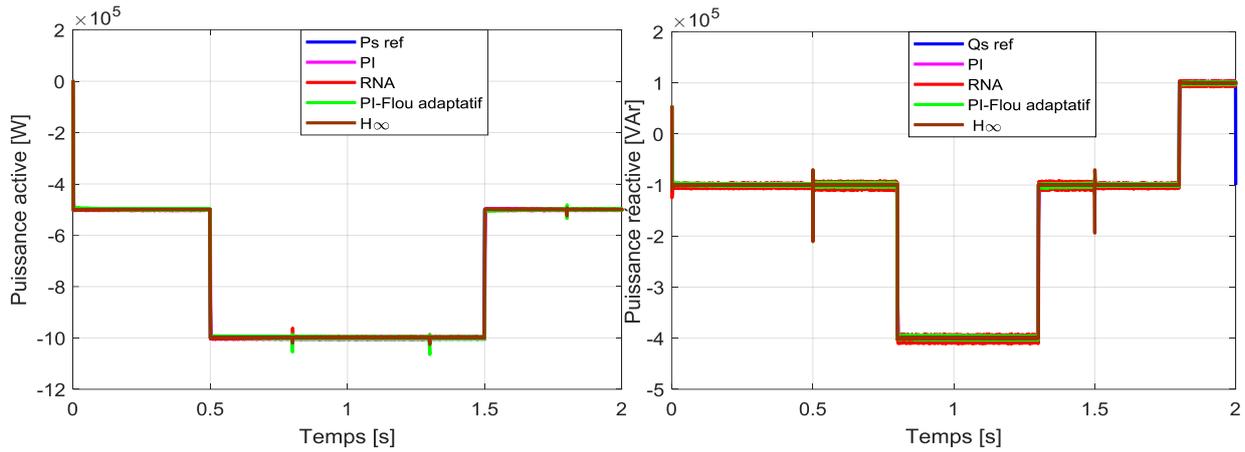


Figure 2.22. Résultats de test de suivi de consigne du contrôle direct de la MADA.

D’après les zooms de la figure (2.23), nous constatons que les contrôleurs RNA et H_∞ ont un temps de réponse plus rapide. Dans le même contexte, on remarque que le système commandé par le contrôleur PI a évolué vers un état stationnaire avec un temps de réponse important par rapport aux autres contrôleurs.

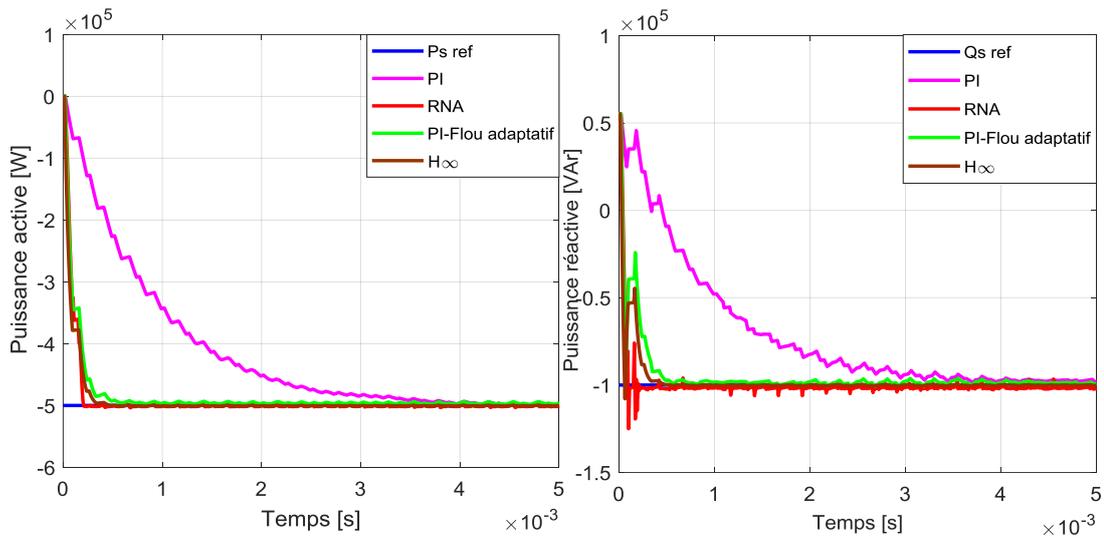


Figure 2.23. Zoom de la puissance active et réactive.

Afin de montrer quel contrôleur a la meilleure précision en régime permanent, nous représentons l’évolution des fonctions d’erreur de suivi cumulatives suivantes:

$$CTE_P = \int_0^t |P_s - P_{sref}| dt, \quad t \in [0 \quad 2s] \tag{2.85}$$

$$CTE_Q = \int_0^t |Q_s - Q_{sref}| dt, \quad t \in [0 \quad 2s] \tag{2.86}$$

Les résultats de la figure (2.24) montrent que l’erreur sur la puissance active et réactive est considérablement réduite par rapport aux autres contrôleurs qu’avec le contrôleur H_∞ .

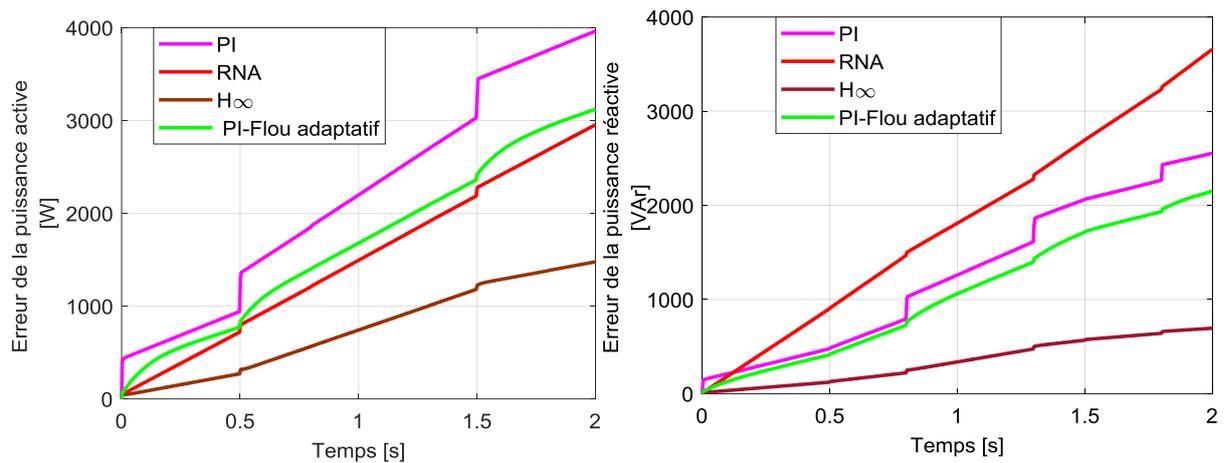


Figure 2.24. Erreur sur les puissances active et réactive pour les différents contrôleurs.

2.7.2. Tests de robustesse

La robustesse d'une commande est sa capacité à surmonter l'incertitude sur le modèle à contrôler. On teste le comportement de la régulation par rapport aux variations des paramètres de la MADA tel que l'inductance mutuelle L_m , les inductances L_s , L_r et la résistance R_r . Ainsi, les résultats de cette étude sont comparés en fonction du temps de montée, du temps réponse et du dépassement de chaque contrôleur.

2.7.2.1. Variation au niveau de l'inductance mutuelle

Cette partie est consacrée au test de la robustesse des contrôleurs proposés face aux variations d'inductance mutuelle. La figure (2.25) présente les résultats de la simulation pour une variation paramétrique de l'ordre de -10%. Contrairement au contrôleur PI flou adaptatif et au contrôleur H_∞ , on remarque que les contrôleurs RNA et le contrôleur PI perdent leurs performances en termes de dépassement maximal.

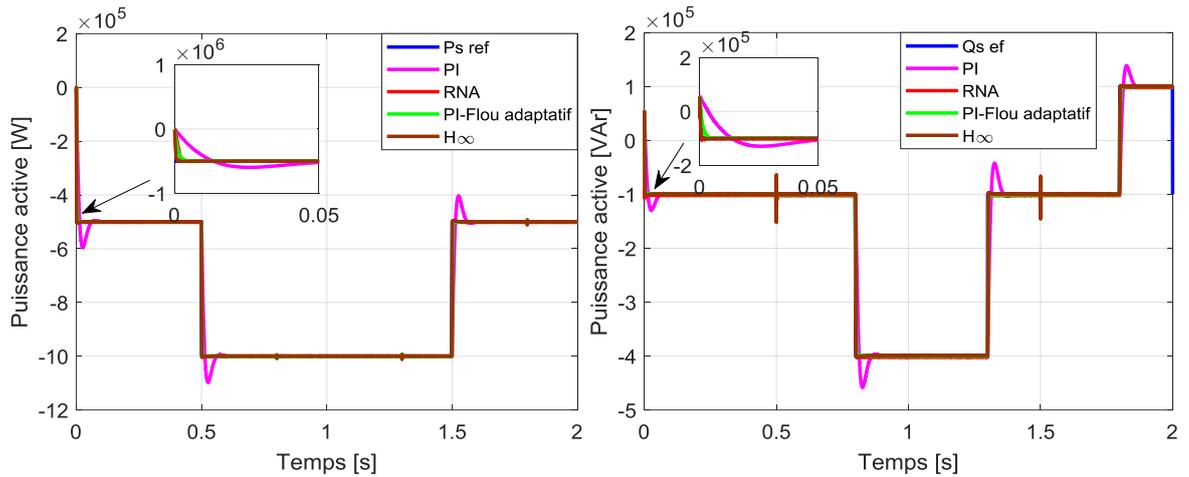


Figure 2.25. Les puissances active et réactive lors de la variation de l'inductance mutuelle de -10% .

Le tableau (2.3) montre une supériorité de régulateur H_∞ , où le système répond et se stabilise rapidement.

Tableau 2.3. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de -10% de M .

Puissance active			
Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
PI	0.0102	29.43	0.0541
RNA	0.0018	0.72	0.0023
PI-Flou adaptatif	0.0023	0.77	0.001
H_∞	0.0024	0.01	0.0042
Puissance réactive			
PI	0.102	19.20	0.0252
RNA	0.0005	7.62	0.0021
PI-Flou adaptatif	0.0005	1.20	0.0010
H_∞	0.0024	0.14	0.0042

Nous avons testé la robustesse du contrôleur proposés pour une variation d'inductance mutuelle de l'ordre de -25% . Les résultats de la simulation sont présentés dans figure (2.26). Notons que les contrôleurs PI et RNA perdent leurs performances en temps de réponse avec dépassements maximaux indésirables. Par contre, les contrôleurs PI flou adaptatif et H_∞ résistent à cette variation paramétrique.

Comme indiqué dans le tableau (2.4), le contrôleur H_∞ présente la réponse plus rapide avec moins de pourcentage de dépassement et le temps de monté meilleur avec une variation de -25% d'inductance

mutuelle.

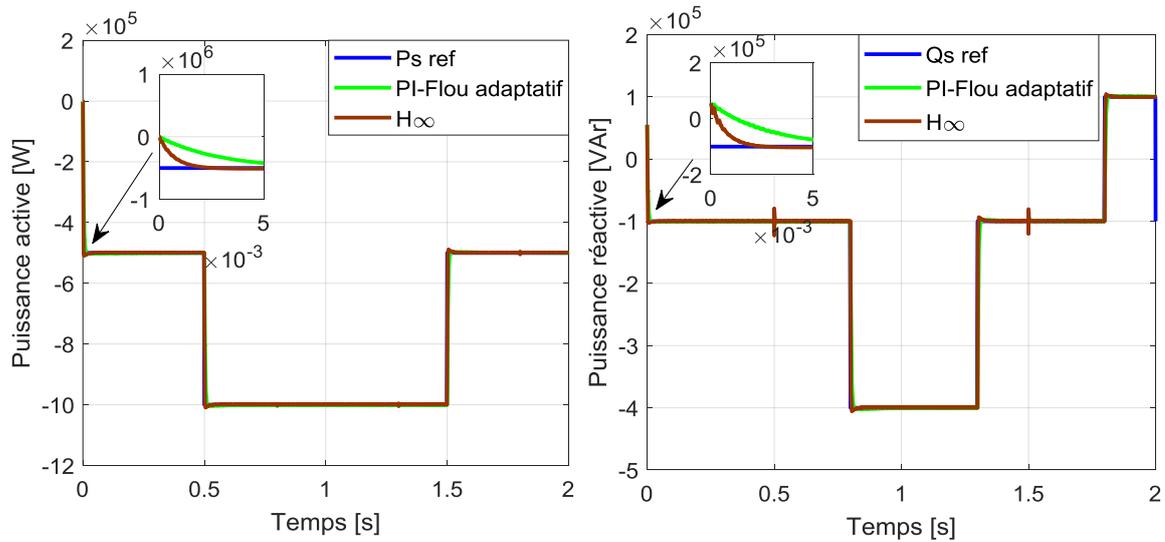


Figure 2.26. Les puissances active et réactive en utilisant le contrôleur H_∞ et PI-Flou adaptatif avec une variation de -25% d'inductance mutuelle.

Tableau 2.4. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de -25% de M .

Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
Puissance active			
H_∞	0.0014	1.95	0.0057
PI-Flou adaptatif	0.0060	0.61	0.0104
Puissance réactive			
H_∞	0.0015	2.96	0.0058
PI-Flou adaptatif	0.0060	0.70	0.0106

2.7.2.2. Variation au niveau de l'inductance rotorique

Afin de tester la robustesse de la commande vectorielle vis-à-vis d'une variation de la résistance statorique, on a simulé le comportement dynamique de la MADA à flux rotorique orienté pour une variation de $+10\%$ de la résistance. Les résultats obtenus sont représentés sur la figure (2.27). Selon ces résultats, on note que la variation de la résistance rotorique entraîne des perturbations au niveau des réponses illustrées pour le régulateur PI et RNA.

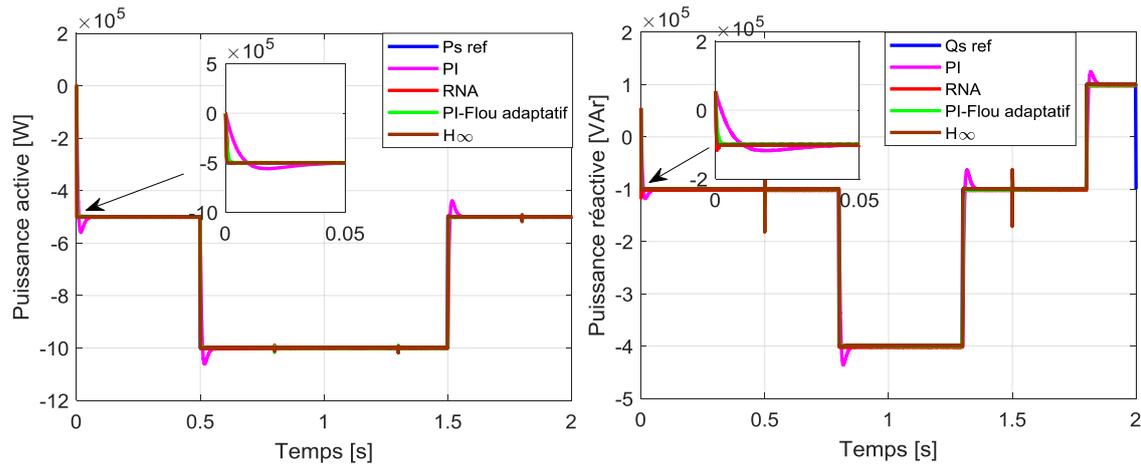


Figure 2.27. Les puissances active et réactive lors de la variation de l'inductance rotorique de +10%.

Le tableau (2.5) montre que le contrôleur des puissances basé sur H_{∞} est considéré comme un régulateur efficace par rapport aux autres contrôleurs:

- ✓ Temps de temps de montée plus faible ;
- ✓ Temps de réponse plus faible temps ;
- ✓ Dépassement réduite.

Tableau 2.5. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de -10% de L_r .

Puissance active			
Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
PI	0.0066	11.94	0.0414
RNA	0.0011	0.37	0.0012
PI-Flou adaptatif	0.0003	0.4	0.0005
H_{∞}	0.0013	/	0.0023
Puissance réactive			
PI	0.0060	17.76	0.0427
RNA	0.0003	17.16	0.0013
PI-Flou adaptatif	0.0003	0.78	0.0005
H_{∞}	0.0013	0.25	0.0024

Concernant le deuxième test de simulation, on a varié la résistance rotorique de 25% de sa valeur nominale (Figure 2.28). Nous constatons que les deux puissances statoriques active et réactive, illustrées sur cette figure, suivent parfaitement leurs références, malgré la variation de la résistance rotorique.

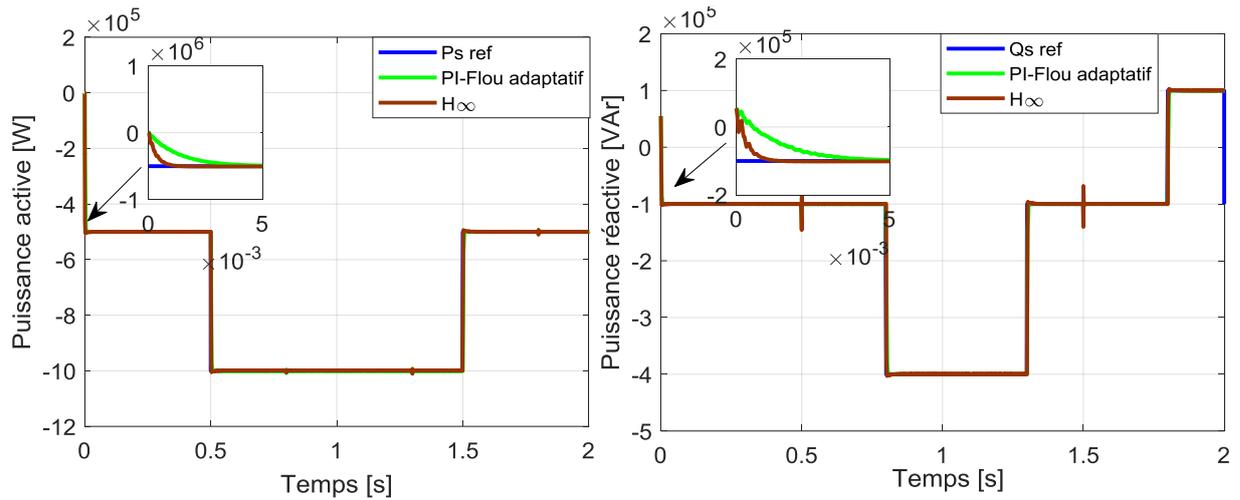


Figure 2.28. Les puissances active et réactive en utilisant le contrôleur H_∞ et PI-Floou adaptatif avec une variation de +25% d'inductance rotorique.

Les variations du temps de montée, de dépassement et du temps de réponse sont reportées dans le tableau (2.6).

Tableau 2.6. Comparaison des paramètres de Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de +25% de L_r .

Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
Puissance active			
H_∞	0.0007	0.93	0.0011
PI-Floou adaptatif	0.0028	0.31	0.0106
Puissance réactive			
H_∞	0.0007	1.54	0.0038
PI-Floou adaptatif	0.0028	0.18	0.0011

2.7.2.3. Variation au niveau de l'inductance statorique

L'effet de la variation d'inductance du stator L_s de 10% de sa valeur nominale sur la réponse des puissances active et réactive du stator est représenté sur la figure (2.29). Nous constatons que cette variation détériore les performances du régulateur PI, contrairement au régulateur RNA, PI-Floou Adaptatif et H_∞ .

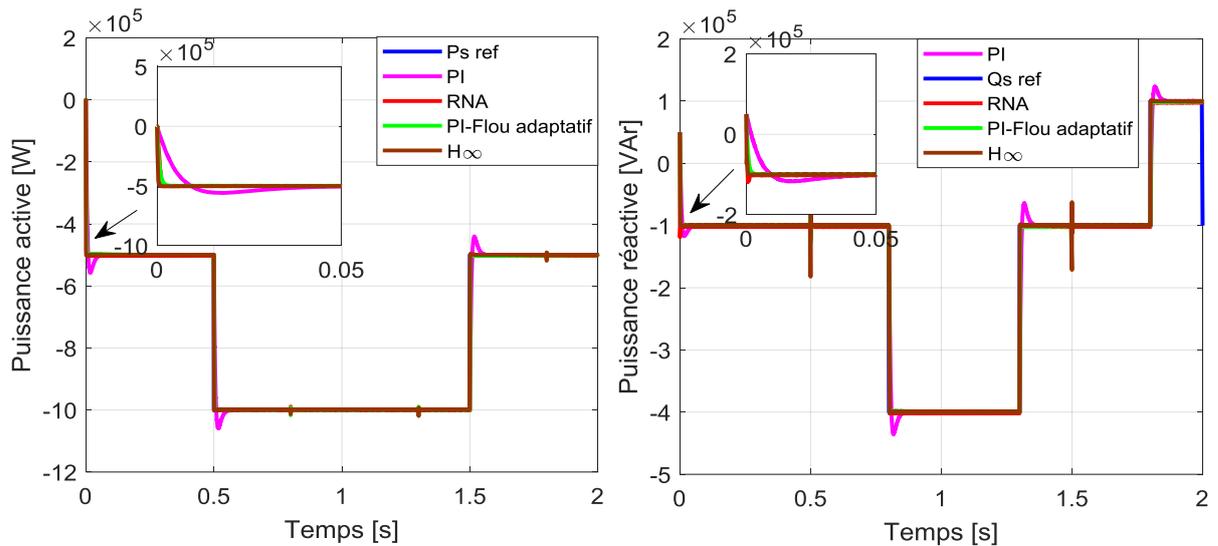


Figure 2.29. Les puissances active et réactive lors de la variation de l'inductance statorique de +10%.

Le tableau (2.7) représente la comparaison des paramètres de fonctionnement pour une variation de +10% l'inductance statorique en utilisant différents contrôleurs (PI, RNA, PI-Flou adaptatif et H_∞).

Tableau 2.7. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de +10% de L_s .

Puissance active			
Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
PI	0.0066	11.51	0.0411
RNA	0.0010	0.36	0.0012
PI-Flou adaptatif	0.0003	0.39	0.0005
H_∞	0.0024	0.01	0.0024
Puissance réactive			
PI	0.0068	17.11	0.0424
RNA	0.0003	18.86	0.0012
PI-Flou adaptatif	0.0003	0.74	0.0005
H_∞	0.0013	/	0.0023

D'après les résultats obtenus, on constate que la variation de la résistance statorique ne provoque aucun effet indésirable au niveau des réponses dynamiques des puissances active et réactive (Figure 2.30) en utilisant le contrôleur H_∞ et PI-Flou adaptatif avec une variation de +25% d'inductance statorique.

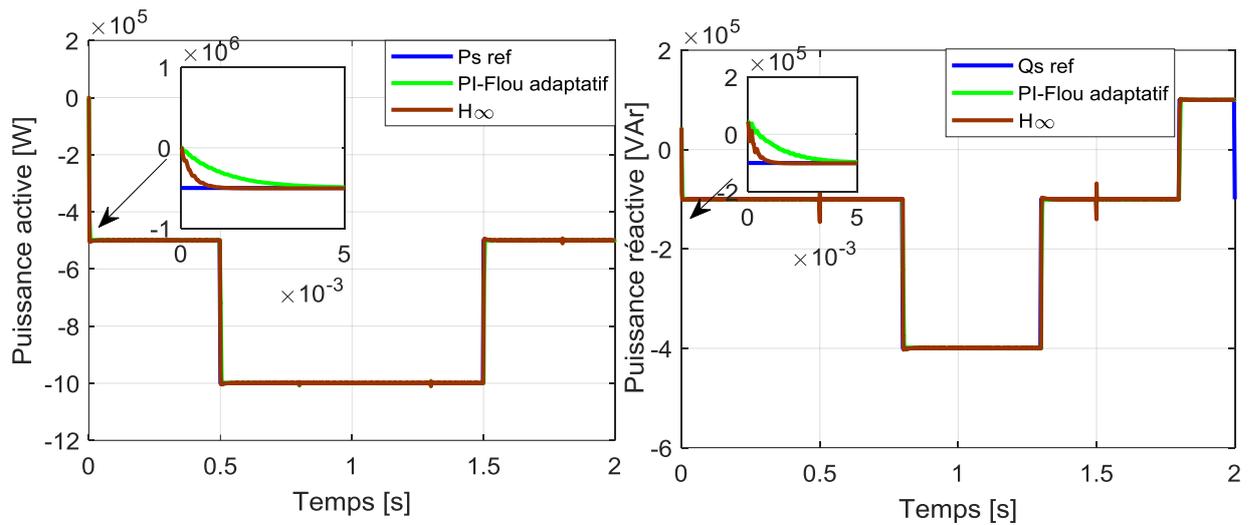


Figure 2.30. Les puissances active et réactive en utilisant le contrôleur H_∞ et PI-Flou adaptatif avec une variation de +25% d'inductance statorique.

En comparant les paramètres correspondant dans le tableau (2.8), on observe que la réponse des puissances active et réactive avec le contrôleur H_∞ à une amélioration en termes de dépassement, de temps de montée et de temps de réponse par rapport au système avec le contrôleur PI-Flou adaptatif.

Tableau 2.8. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de +25% de L_S .

Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
Puissance active			
H_∞	0.0007	0.90	0.0011
PI-Flou adaptatif	0.0028	0.01	0.0049
Puissance réactive			
H_∞	0.0007	1.30	0.0011
PI-Flou adaptatif	0.0003	1.80	0.0052

2.7.2.4. Variation au niveau de la résistance rotorique

Dans ce test, on augmente la valeur de la résistance rotorique de +100% de sa valeur nominale. Les résultats de simulation sont présentés sur la figure (2.30). On remarque de façon claire qu'aucune influence n'apparaît pendant la variation de la résistance rotorique pour tous les régulateurs.

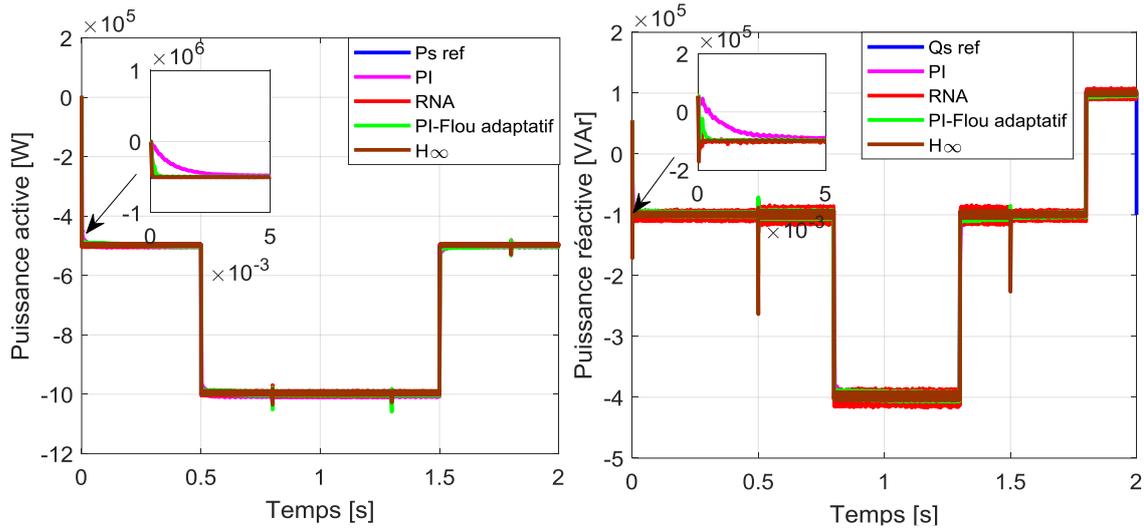


Figure 2.31. Les puissances active et réactive lors de la variation de résistance rotorique de +100 %.

Le tableau (2.9) donne une comparaison des paramètres de réponse pour une variation de +100% de R_r .

Tableau 2.9. Comparaison des paramètres de réponse pour une variation de +100% de R_r .

Puissance active			
Contrôleur	Temps de montée (s)	Dépassement (%)	Temps de réponse (s)
PI	0.00220	1.17	0.02330
RNA	0.00020	0.10	0.00020
PI-Flou adaptatif	0.00003	0.39	0.00007
H_∞	0.0002	/	0.00050
Puissance réactive			
PI	0.00240	5.15	0.1500
RNA	0.00005	24.37	0.1498
PI-Flou adaptatif	0.00001	71.37	0.1499
H_∞	0.00004	3.01	0.1500

Pour la puissance, on constate qu'il n'y a aucun dépassement pour le contrôleur H_∞ , tandis que pour le RNA, il est de 0,10 %, et il est le plus élevé avec les contrôleurs PI-Flou adaptatif et PI avec un dépassement de 0.39% et de 1.17% respectivement. Ainsi pour H_∞ , le temps de réponse est de 0.0005s et le temps de montée est de 0.0002s.

Par contre, pour la puissance réactive, on remarque bien que le temps de montée et le dépassement

sont meilleurs pour H_∞ . D'autre part, le temps de réponse pour le RNA est meilleur par rapport aux autres régulateurs.

2.8. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la modélisation de système aérodynamique, turbine et à la commande vectorielle par orientation du flux statorique qui permet de traiter la machine asynchrone à double alimentation de façon semblable à celle de la machine à courant continu.

Nous avons étudié la synthèse de quatre contrôleurs PI, RNA, PI-Flou adaptatif et H_∞ pour la commande de la MADA. Le but est de contrôler l'échange des puissances active et réactive entre le stator de la génératrice et le réseau. Le régulateur Proportionnel- Intégral a été étudié. Ensuite, on a fait une synthèse sur les contrôles à base de réseau de neurone et PI-Flou adaptatif pour le contrôle des puissances active et réactive.

Les résultats obtenus ont révélé que le contrôleur H_∞ est le meilleur pour piloter le stator du MADA. Il a des très bonnes performances de suivi, à savoir un temps de montée faible, un temps de réponse faible et une précision élevée en régime permanent. De même, le contrôleur H_∞ semble plus robuste que tous les autres contrôleurs étudiés face aux variations des paramètres de la machine.

Chapitre 03

SYSTEME FLEXIBLE DE TRANSPORT

A COURANT CONTINUE

3.1. Introduction

Dans les années récentes, les systèmes de production électrique subissent des changements continus et se restructurent en raison de l'augmentation de la demande de puissance, la croissance démographique et économique, opérant dans des scénarios qui peuvent différer sensiblement de ceux envisagés depuis des années, lorsque leurs principales infrastructures étaient initialement planifiées et conçues. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, la tension et la fréquence doivent être maintenues dans les limites appropriées pour fournir une énergie de qualité aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau.

Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique après quelques oscillations, retrouve sa stabilité. Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger, c'est pour ça que plusieurs études sont nécessaires pour le but de garantir la stabilité du réseau électrique. Le concept de stabilité devient comme l'élément primordial pour étudier le réseau électrique.

Afin de mieux résoudre le problème de la stabilité de réseau électrique, il est indispensable de classer les différents types de stabilité. Habituellement, trois types de stabilités sont distingués, la stabilité de l'angle de rotor, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension.

Nous rappelons par la suite dans cette section, la nouvelle technologie pour l'amélioration de stabilité de réseau électrique, notamment, les systèmes de transmission flexible en courant alternatif.

Un système de transmission flexible en courant alternatif, plus connu sous l'acronyme anglais de FACTS (pour Flexible Alternating Current Transmission System) est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour contrôler la répartition des charges dans le réseau en améliorant ainsi la capacité de transit et en réduisant les pertes, pour contrôler la tension en un point ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de productions qui y sont connectés. Il peut également filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité.

Dans ce chapitre, nous donnerons un aperçu général sur les dispositifs FACTS et l'intérêt d'incorporation de ces derniers avec les systèmes éoliens.

3.2. Architecture des réseaux électriques

Le réseau électrique est l'infrastructure qui assure le transfert de l'énergie électrique de son lieu de production vers le consommateur. Il est exploité à différents niveaux de tension et organisé en fonction de ces derniers. Celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution [100].

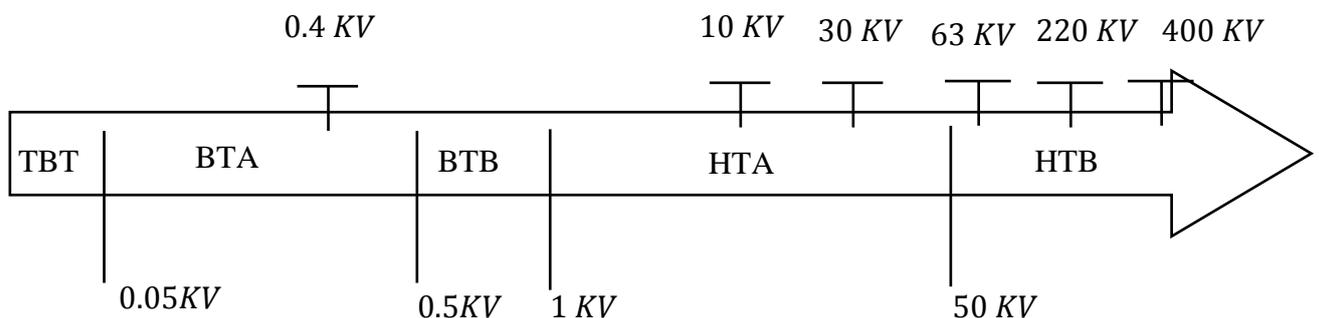


Figure 3.1. Appellations normalisées des différents niveaux de tension.

Le réseau électrique est exploité de manière à garantir les principaux objectifs suivant [101] :

- ✚ Assurer la distribution de l'énergie électrique malgré les fluctuations du réseau et l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces risques et d'éviter les dommages potentiels et la perturbation ;
- ✚ L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité. C'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale;
- ✚ L'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité.

Avec l'apparition des nouvelles énergies de nature diverse et le développement des systèmes d'électronique de puissance qui servent d'interface de connexion pour améliorer la qualité de l'énergie électrique, le réseau électrique devient plus en plus complexe. Le problème de la stabilité d'un réseau d'énergie électrique est un facteur essentiel pour préserver le matériel et assurer la continuité du service.

3.3. La stabilité des réseaux électriques

3.3.1. Définition de la stabilité de réseau électrique

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail conjoint IEEE/CIGRE (IEEE/CIGRE, 2004) [102-103].

La stabilité d'un système de puissance est définie comme étant l'aptitude du système, pour des conditions de fonctionnement initiales données, de retrouver un point ou à maintenir un état du fonctionnement d'équilibre pendant et suite à une perturbation, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement exploitable.

Les deux grandeurs principales qui permettent aux chercheurs de mesurer le degré de stabilité du réseau de façon à pouvoir prendre les précautions nécessaires afin d'éviter un effondrement partiel ou total sont la tension et la fréquence. Ces dernières doivent être maintenues dans les limites appropriées pour fournir une énergie de qualité aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau [21]. Le problème de la stabilité des réseaux électriques peut être classé en trois grands groupes : la stabilité de l'angle de rotation, la stabilité de fréquence et la stabilité de la tension [104].

3.3.2. Classification de la stabilité du réseau électrique

La bonne performance d'un système de puissance dépend de sa capacité de fournir à tout moment la puissance demandée dans des conditions de qualités satisfaisantes, en maintenant les niveaux de tension et de fréquence dans des limites acceptables et correspondantes au besoin de consommateur. La stabilité du système d'alimentation est définie comme la capacité de retrouver un état d'équilibre après avoir été soumis à une perturbation [105].

Les trois grandeurs sont importantes pour le fonctionnement du réseau électrique:

- (i) Angles nodaux tensions δ également appelées angles de puissance ou de charge;
- (ii) Fréquence;
- (iii) Les amplitudes de tension nodale. Ces quantités sont particulièrement importantes du point de vue de la définition et de la classification de la stabilité du système électrique.

Habituellement, la stabilité du système peut être divisée en [106] :

- (i) Stabilité de l'angle du rotor (ou de la puissance);
- (ii) Stabilité de fréquence;

(iii) Stabilité de la tension.

La figure (3.2) montre les principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories [104].

La classification de la stabilité du système de puissance proposée ici est basée sur les considérations suivantes [102] :

- ✚ La nature physique de l'instabilité ;
- ✚ L'amplitude de perturbations ;
- ✚ Le délai qui doit être pris en compte pour évaluer la stabilité ;
- ✚ Les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

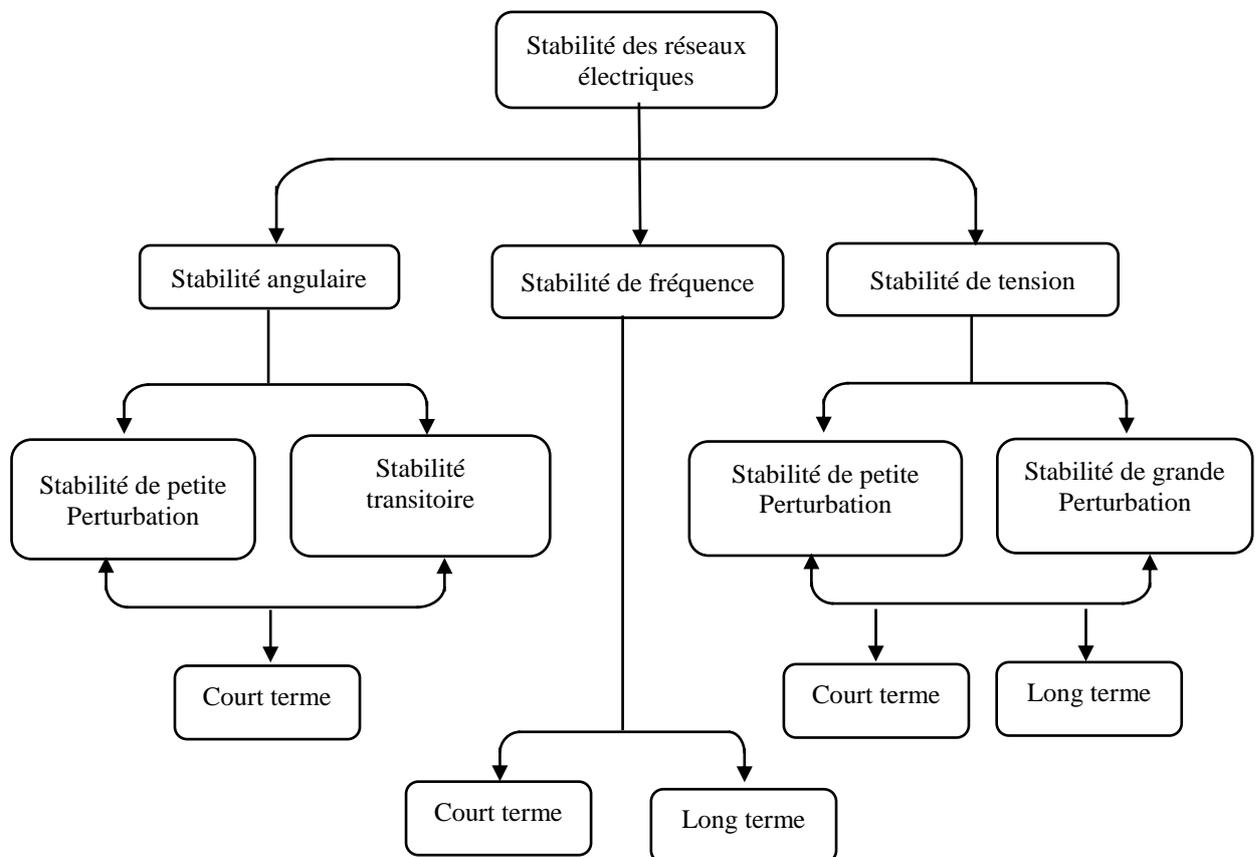


Figure 3.2. Classification de la Stabilité de réseau électrique [104].

3.3.2.1. La stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique à maintenir en permanence les tensions acceptables et stables pour tous les nœuds dans un système en régimes de fonctionnement normal et à la suite d'un incident ou d'une perturbation.

Le cœur du problème réside dans l'instabilité de tension du réseau électrique due à la non-contrôlabilité et à la chute progressive de tension après des perturbations comme l'augmentation de

charge ou le changement du régime de l'état de fonctionnement du système.

Le principal facteur d'instabilité de tension est l'incapacité du système électrique pour répondre à la demande de la puissance réactive. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau [107].

Un réseau est stable en tension si l'amplitude de tension augmente avec l'augmentation de puissance réactive injectée dans le même nœud. Il est instable en tension si l'amplitude de tension d'un nœud au moins diminue avec l'augmentation de la puissance réactive injectée.

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple [102] :

- ✚ Une augmentation de la charge ;
- ✚ Des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive ;
- ✚ Une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation ;
- ✚ Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne ;
- ✚ Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

Les stabilités en tension sont réparties en deux groupes selon le niveau de perturbation:

- ❖ **Stabilité de tension en grandes perturbations:** Le souci dans ce cas est maintenir des tensions acceptables aux nœuds de réseau électrique suite à de grandes perturbations comme la perte de groupes de productions ou de lignes. La stabilité dans ce cas est déterminée par les caractéristiques de charge du réseau et les dispositifs de régulation et de protection. L'analyse de la stabilité pour la grande perturbation nécessite de prendre en compte la non linéarité des équations dynamiques des dispositifs du réseau comme le transformateur réglable en charge et les limiteurs de courant d'excitation du générateur. La durée d'étude de cette stabilité est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.
- ❖ **Stabilité de tension en petites perturbations :** La stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à de petites perturbations comme l'augmentation progressive de charge du réseau ou de petits changements du réseau.

3.3.2.2. La stabilité de l'angle du rotor (angulaire)

La stabilité angulaire, ou la stabilité d'angle rotorique, se rapporte aux capacités des machines synchrones interconnectées d'un réseau électrique à rester dans le synchronisme après avoir été soumis à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre le couple

mécanique et le couple électromagnétique de la machine synchrone. L'instabilité est représentée par une augmentation d'oscillations angulaires de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs. Pareillement dit, La stabilité angulaire se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [108-109].

La stabilité de l'angle du rotor se compose en générale de deux grandes classes :

- ✚ **Stabilité angulaire aux petites perturbations** : dans les réseaux modernes, l'instabilité angulaire aux petites perturbations prend la forme d'oscillations rotoriques faiblement amorties voire instables. En effet, ces oscillations du rotor
- ✚ **Stabilité angulaire transitoire** : l'instabilité angulaire aux grandes perturbations concerne la perte de synchronisme des générateurs sous l'effet d'un court-circuit éliminé trop tardivement (raté de protection) ou de la perte de plusieurs équipements de transport. La perte de synchronisme se solde par le déclenchement des unités concernées.

3.4. Causes de l'instabilité de la tension

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à ;

- ✓ L'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale ;
- ✓ L'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive ou la perte d'une ligne fortement chargée.

Parfois une petite perturbation initiale peut conduire à des événements successifs qui entraînent l'effondrement du réseau. L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario favorable à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau [110-21] :

- Ⓢ Les génératrices et les comportements de leurs dispositifs de réglage et de protection ;
- Ⓢ Le réseau de transport de par sa nature inductive et capacitive ;
- Ⓢ Les dispositifs de compensation shunt réglable et fixe ;
- Ⓢ Les changeurs de prises en charge (ULTC) et les transformateurs fixes ;
- Ⓢ Les relais de protection ;
- Ⓢ Les caractéristiques de la charge.

3.5. Ecrroulement de tension

L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements qui accompagnent l'instabilité de tension conduit à une baisse de tension inacceptable dans une partie importante du système électrique (la tension peut se dégrader du fait de l'instabilité des angles, et parfois une analyse approfondie après un incident permet d'en découvrir la cause principale) [111-112].

3.6. Blackouts dans le monde

Un blackout désigne une coupure d'électricité des clients raccordés au réseau à large échelle. Le mécanisme ou l'enchaînement d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement lié aux processus de perte de stabilité.

D'une manière générale, les causes directes d'un blackout sont celles engendrant une rupture d'équilibre entre la consommation et la production d'électricité par manque de production (perte/insuffisance) ou manque de capacité de transport (surcharge), avec des problèmes de synchronisme (production), d'écroulements de fréquence ou de tension. Leurs conséquences peuvent être énormes du point de vue économique et du point de vue de la sécurité énergétique. Les exemples des blackouts survenus sur les grands réseaux sont nombreux, nous pouvons citer [21-113] :

- **Nord-Est des États-Unis, 1965 (14 heures)** : la mise hors tension du réseau électrique unissant la côte entre les États-Unis et le Canada, suivie d'une défaillance des protections, entraîne un blackout qui touche 30 millions de personnes.
- **New York, 1977 (25 heures)** : un orage détruit un transformateur. 10 millions de personnes touchées. Une étude du Congrès a estimé que les dommages se sont élevés à 300 millions de dollars.
- **Canada, 1989 (9 heures)**: un vent solaire provoque une coupure qui touche six millions de personnes.
- **États-Unis, 2003 (jusqu'à 24 heures)**: une surcharge du système entraîne la fermeture de 100 stations d'énergie électrique. 50 millions de personnes touchées.
- **Italie, 2003** : presque tout le pays, soit 57 millions de personnes sont touchées par des dommages occasionnés par de fortes tempêtes qui font disjoncter les lignes de transit d'énergie de Suisse et de France.
- **Indonésie, 2005**: 100 millions de personnes sont privées d'électricité en raison de la panne d'une ligne de transit à Java.
- **Europe occidentale, 2006 (30 minutes)** : en France, en Belgique, aux Pays-Bas, en Italie, en Espagne, au Portugal, en Allemagne et en Autriche dix millions de personnes subissent

pendant une demi-heure les conséquences d'une erreur commise par une entreprise d'énergie électrique allemande.

- **Colombie, 2007 (quelques heures):** 25 millions de personnes sont privées de courant pendant plusieurs heures à cause d'une défaillance dans une sous-station.
- **Barcelone (Espagne), en 2007 (presque 3 jours) :** l'incendie d'une sous-station prive 283 000 personnes d'électricité.
- **Brésil et Paraguay, 2009 (7 heures):** cette panne touche 87 millions de personnes. Elle est due aux dommages produits par un orage dans la centrale Represa d'Itaipú.
- **Chine, 2008 (10 jours):** quatre millions de personnes subissent les conséquences d'une coupure de courant provoquée par de forts orages.
- **Chili, 2010 (jusqu'à 2 semaines):** le 27 février 2010 un fort séisme prive 80 % de la population (environ 13 millions de personnes) d'électricité.
- **Inde, 2012 (2 jours):** le 31 juillet, l'Inde connaît l'un des pires blackouts de l'histoire : 760 millions de personnes sont touchées.
- **Argentine, 2013-2014 (plusieurs jours) :** une forte vague de chaleur entraîne l'utilisation massive de l'air conditionné, qui entraîne à son tour de longues coupures de courant pendant les fêtes de Noël et du nouvel An.
- **Blackout du 03 Février 2003 en Algérie :** qui s'est produit au moment où la demande de charge de pointe est maximale au niveau de la centrale électrique du Hamma soir du lundi 03 Février 2003 à 19h 04'05''. La perte d'une production de 350 MW a engendré un manque général de tension sur le réseau interconnecté Nord. Cette perte est due essentiellement au dysfonctionnement des lignes de détente gaz. Un déclenchement en cascade de la majorité des groupes du réseau Nord. Ce qui n'a pas permis d'arrêter la baisse importante de la fréquence en vue de la stabilisation du réseau. Plus de 28 wilayas dans le noir en raison d'une coupure générale d'électricité.

3.7. Les systèmes FACTS

Le développement rapide de la technologie d'électronique de puissance offre des opportunités intéressantes de développer de nouveaux équipements de système électrique pour une meilleure utilisation des systèmes existants. Au cours de la dernière décennie, un certain nombre de dispositifs de contrôle sous le terme "Flexible AC - technologie des systèmes de transmission (FACTS) a été proposée et mise en œuvre [114]. Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de transmission en courant alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques

utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau [115].

3.7.1. Intérêt des FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'inductance et condensateur enclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite [116].

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ✚ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- ✚ Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire ou supprimer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

Les dispositifs FACTS peuvent aussi être utilisés pour la segmentation de lignes de transport afin d'accroître leur capacité.

De part, leurs temps de réponse trop faibles, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régimes dynamiques. Ils permettent en particulier:

- D'accroître la réserve de stabilité transitoire ;
- D'amortir les oscillations de puissance ;
- De supporter de manière dynamique la tension.

Les dispositifs FACTS ont également une action bénéfique sur les niveaux des courants de court-circuit ainsi qu'en cas de résonance hypo-synchrone.

3.7.2. Principe de fonctionnement des FACTS

Un FACTS agit généralement en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau. Ceci a pour effet d'augmenter ou de diminuer l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximale transmissible. Les FACTS sont utilisés aussi pour le filtrage des courants harmoniques.

Les condensateurs shunts fournissent de la puissance réactive, et augmentent localement la tension du réseau (utilisé en période de forte consommation ou dans les zones éloignées des centres de production).

Les réactances shunts consomment de la puissance réactive, et diminuent la tension du réseau (utilisé en période de faible consommation, la nuit notamment).

Les condensateurs série permettent de diminuer l'impédance des liaisons électriques et d'augmenter la puissance transmissible par ces liaisons (une liaison électrique haute tension est essentiellement inductive).

Les réactances série augmentent l'impédance d'une liaison électrique, afin de mieux répartir les courants sur les différentes liaisons.

L'ordre de grandeur de la puissance d'un FACTS va de quelques MVA à quelques centaines de MVA.

3.8. Classification des dispositifs FACTS

Selon leurs styles de connexion au système d'alimentation, Les systèmes FACTS peuvent être regroupés en trois types comme suit :

- ❖ Les FACTS peuvent être classés, selon leur mode de connexion au réseau, en trois types [117-118] :
 - ✓ Compensateurs séries : connectés en série avec le système d'alimentation ;
 - ✓ Compensateurs parallèles (shunts) : connectés en parallèle avec le système d'alimentation ;
 - ✓ Compensateurs hybrides qui recourent simultanément aux deux couplages (série et parallèle).
- ❖ Ces catégories peuvent aussi être décomposées en deux types selon la technologie d'électronique de puissance utilisée :
 - ✓ Compensateurs à base de thyristors (SVC, TCSC) ;
 - ✓ Compensateurs à base de thyristors GTO (STATCOM, SSSC, UPFC).

3.8.1. FACTS série

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peut être utilisé comme source de tension variable ou impédance (inductive, capacitive). En générale, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celle-ci [119] :

3.8.1.1. Condensateur Série contrôlé par thyristor (TCSC)

Le compensateur série contrôlé par thyristors (TCSC) permet la gestion et la promotion des capacités de transfert de puissance de la ligne de transmission en faisant varier l'impédance de la ligne de transmission lorsqu'il effectue une compensation inductive ou capacitive.

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{jL\omega}{[(2/\pi).(\pi-\alpha+\sin \alpha)-Lc\omega^2]} \quad (3.1)$$

Le TCSC se compose d'un condensateur commandé en série, qui est shunté par un réacteur contrôlé par l'angle d'allumage de thyristor, comme illustré à la Figure (3.3) [120-121] .

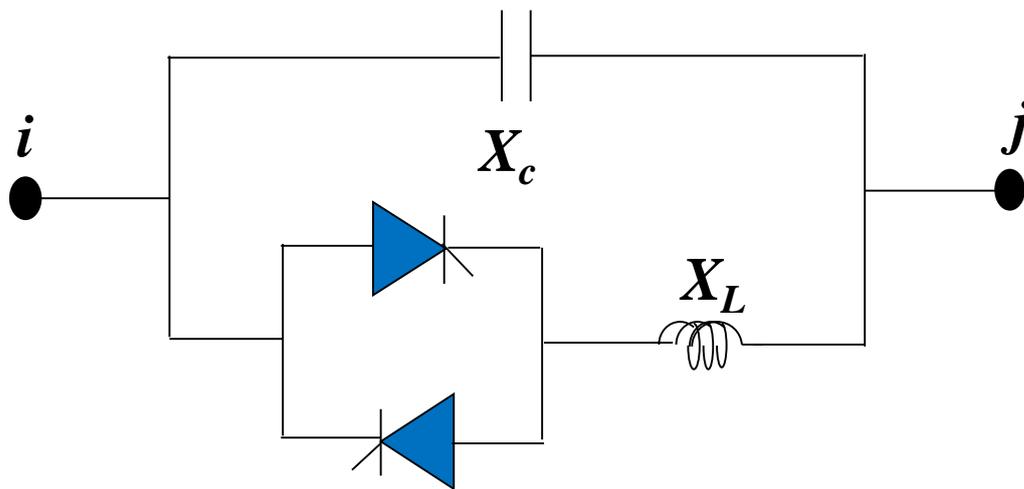


Figure 3.3. Schéma électrique unifilaire simplifié d'un TCSC.

En supposant qu'un TCSC est installé sur la ligne de transmission entre les bus i et j , la réactance totale est la somme algébrique de la réactance du TCSC et la réactance réelle de la ligne. Voir l'équation suivante [122] :

$$X_{LTCSC} = X_{ij} + X_{TCSC} \quad (3.2)$$

Où :

X_{LTCSC} : La réactance de la ligne de transmission après l'installation de dispositif TCSC.

X_{ij} : La réactance de la ligne de transmission avant l'installation de dispositif TCSC.

3.8.2. Compensateurs parallèles (shunt)

Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

3.8.2.1. Réactances commandées par thyristors

Le circuit est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Figure 3.4). La valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [123-124].

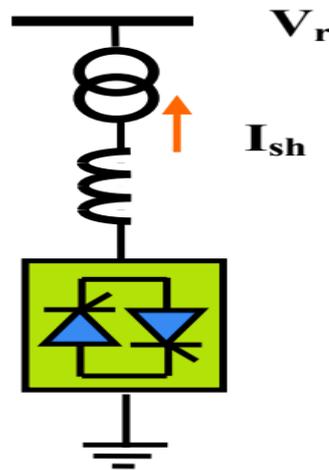


Figure 3.4. Schéma réactances commandées par thyristors (TSR) [115].

Le thyristor est allumé lorsqu'un signal de gâchette lui est envoyé, le courant circulera à travers l'inductance et la tension devient plus importante. Un réacteur contrôlé par un thyristor ne peut absorber que la puissance réactive du système. La quantité de réactance peut être contrôlée en continu et la quantité de flux de courant de l'inducteur peut changer entre zéro et une valeur maximale par l'amorçage des thyristors.

3.8.2.2. Capacité Commandée par thyristors

Le circuit de capacité commandée par thyristors (TSC : Thyristor Switched Capacitor) est composé d'une capacité placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Figure 3.5).

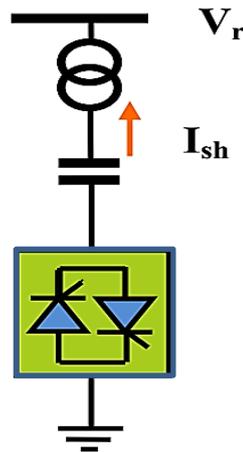


Figure 3.5. Schéma de capacité commandée par thyristors (TSC) [115].

Pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction durant cet intervalle de temps et il est bloqué si la demande en énergie réactive est nulle. Cela signifie que les thyristors sont complètement connectés ou déconnectés au réseau. Donc le courant réactif injecté sera une fonction de tension du réseau [115].

3.8.2.3. Compensateur statique de puissance réactive

Le compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif qui sert à améliorer la stabilité du système et aussi le profil de tension [125]. Le premier type de SVC a été mis en service dans les années 1960 [126]. Le SVC fonctionne selon deux modes: où il génère de la puissance réactive lorsque la tension du système est faible (SVC capacitif), alors qu'elle absorbe la puissance réactive lorsque la tension du système est élevée (SVC inductif) [127].

La figure (3.6) présente une des configurations possibles de SVC. Il se compose également [128-129] de :

- Bancs de condensateurs fixes FC (Fixed Capacitor);
- Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor Controlled Reactor);
- Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor Switched Capacitor);

En régime permanent, les SVC sont utilisés pour accroître la puissance transmissible des longues lignes de transport. Par contre, en régime transitoire, les SVC permettent un contrôle dynamique de la tension afin d'améliorer la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance.

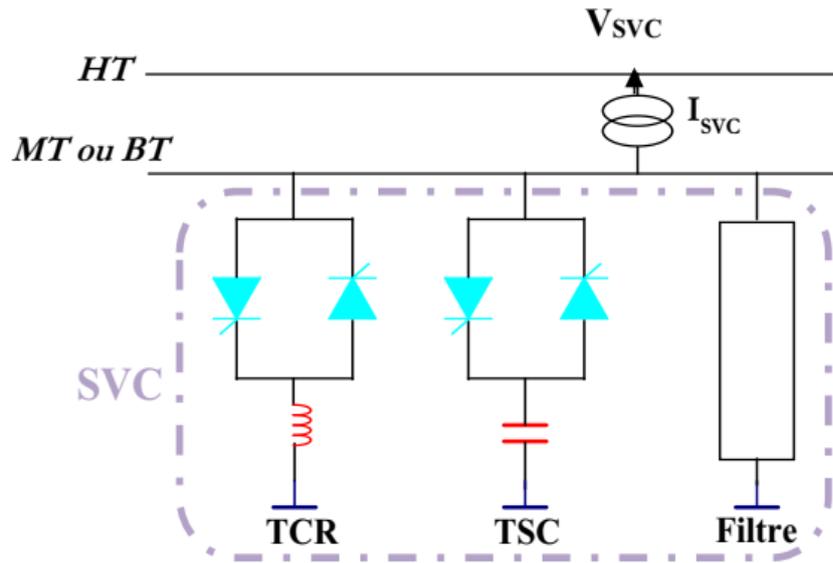


Figure 3.6. Schéma électrique unifilaire simplifié d'un SVC [130].

D'après la Figure (3.7) on peut résumer le principe de fonctionnement du SVC comme suit [131]:

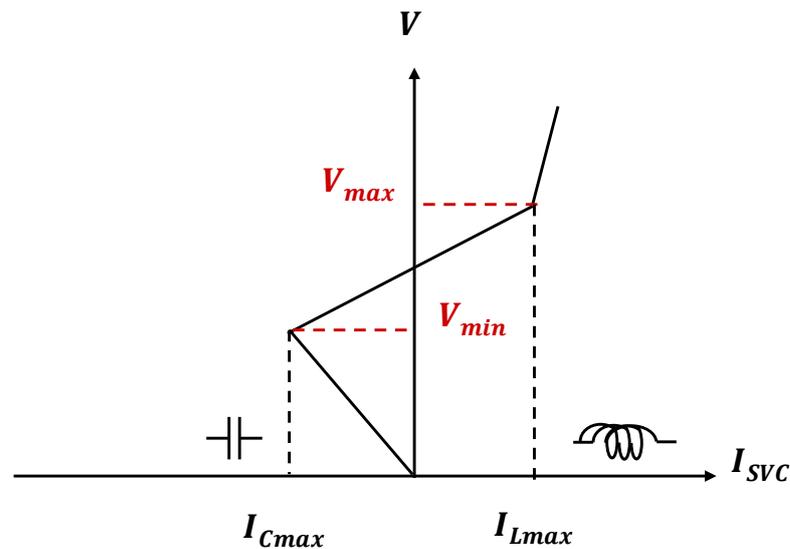


Figure 3.7. Fonctionnement du compensateur statique [131].

- Zone capacitive ($V < V_{min}$): Le TSC donne une énergie maximale. Le courant circule du SVC vers le réseau. Dans ce cas le SVC produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
- Zone mixte ($V_{min} \leq V \leq V_{max}$): L'énergie réactive est une combinaison des TSC et TCR. Le courant circule du réseau vers le SVC. Donc, le SVC consomme de la puissance réactive et a alors un comportement inductif.

• Zone Inductif ($V > V_{max}$): le TCR donne son énergie maximale. Aucun courant ne circule entre le réseau et le SVC et il n'y a pas d'échange d'énergie réactive.

D'après la Figure (3.7), le courant consommé par le SVC est donné par l'équation (3.3):

$$X_{SVC} = X_{TCR} // X_{TSC} = \frac{L\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2} \tag{3.3}$$

Où : α est un angle de commande du TCR, L est l'inductance du TCR et C est la capacité du TSC.

3.8.2.4. Compensateur statique synchrone

Le compensateur statique synchrone (STATCOM) est un générateur synchrone connecté en parallèle qui peut être contrôlé le courant de sortie indépendamment capacitif ou inductif et peut être contrôlé indépendamment de la tension AC du réseau [132]. Il fournit une réponse rapide et injection / absorption de puissance réactive [133]. Il est constitué d'un convertisseur continu-alternatif à commutation forcée raccordé côté continu à un élément de stockage d'énergie (condensateur). La Figure 3.8 montre la structure du dispositif. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de thyristors GTO et de diodes antiparallèles.

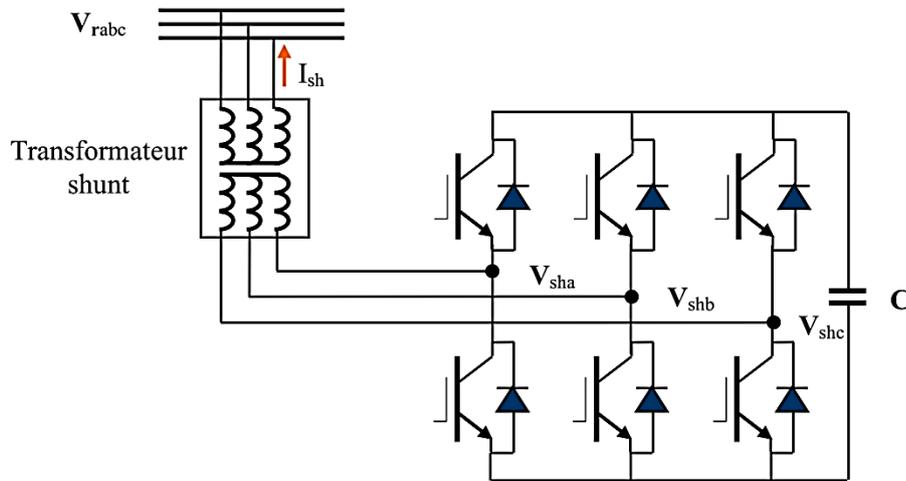


Figure 3.8. Structure de base d'un STATCOM couplé au réseau [134].

L'échange de la puissance active et réactive entre le STATCOM et le réseau électrique est donné par [135] :

$$P_{st} = \frac{V_{sh}V_r}{X_{sh}} \sin \delta \tag{3.4}$$

$$Q_{st} = \frac{V_r}{X_{sh}} (V_s - V_{sh} \cos \delta) \tag{3.5}$$

Si la tension $V_r > V_{sh}$: le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V_s ce qui donne un courant inductif (Figure 3.9.a). Le STATCOM absorbe de la puissance

réactive du nœud de connexion, par conséquent, la tension du nœud V_r diminue.

Si $V_r < V_{sh}$: le courant capacitif I_{sh} qui circule à travers la réactance est en avance de 90 degrés par rapport à la tension du nœud (Figure 3.9.b), le STATCOM génère de la puissance réactive au nœud de connexion, c'est-à-dire la tension de ce dernier augmente.

Si $V_r = V_{sh}$: pas de génération ni d'absorption de puissance réactive par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie [115].

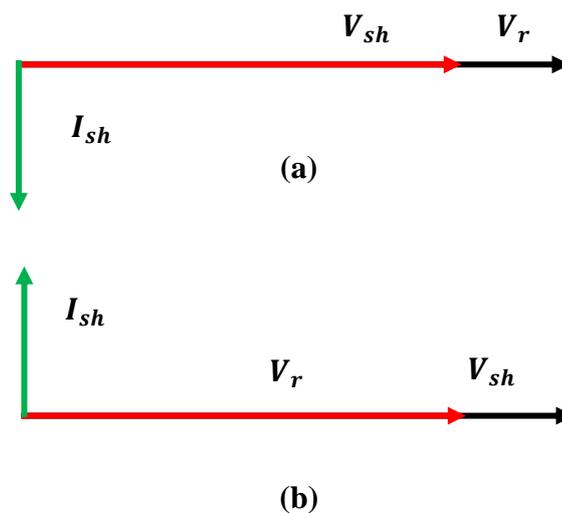


Figure 3.9. Le mode d'un STATCOM : (a) inductif, (b) capacitif [136].

3.8.3. Compensateurs hybrides (série-parallèle)

Ce type de compensateur assemblé entre les dispositifs séries et les dispositifs shunts commandé d'une manière coordonnée afin de créer des dispositifs FACTS dits hybrides. Ils permettent un contrôle multi variables du niveau de la tension, l'angle de transport de l'énergie et le flux des puissances active et réactive.

Les compensateurs hybrides les plus utilisés sont :

- ✚ *Compensateurs hybrides à base de thyristors:*
 - TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).
- ✚ *Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors :*
 - IPFC (Interline Power Flow Controller).
 - UPFC (Unified power flow controller).

3.8.3.1. Contrôleur universel de flux de puissance

La Figure (3.10) montre la structure fondamentale d'un contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) introduite entre les jeux de barres i et j . Il est constitué de deux onduleurs de tension à base de thyristors GTO, l'un est monté en parallèle avec la ligne de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, l'autre onduleur est relié au réseau avec une connexion série [137-138].

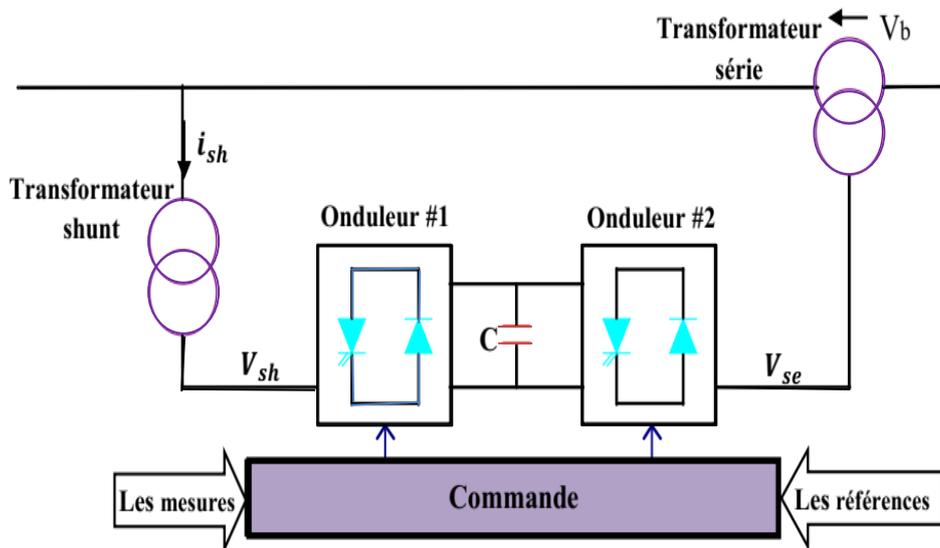


Figure 3.10. Schéma de principe d'UPFC [131].

3.9. Modélisation d'un compensateur SVC

En pratique, le SVC est représenté par une admittance shunt variable (Figure 3.11). Où les équations suivantes décrivent le modèle SVC [139] :

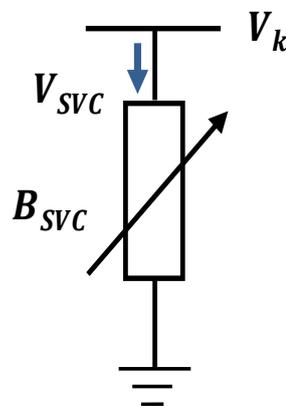


Figure 3.11. Modèle équivalent de SVC [131].

D'après la Figure (3.11), le courant consommé par le SVC est donné par l'équation (3.6) [140] :

$$I_{SVC} = jB_{SVC}V_k \quad (3.6)$$

Où I_{SVC} courant du SVC, B_{SVC} est la susceptance du SVC et V_k est la tension au jeu de barres k .

La puissance réactive Q_{SVC} fournie ou absorbée par le SVC est exprimé comme suit [141] :

$$Q_{SVC} = Q_k = -V_k^2 B_{SVC} \quad (3.7)$$

Avec:

$$B_{SVC}^{min} \leq B_{SVC} \leq B_{SVC}^{max} \quad (3.8)$$

Où B_{SVC}^{min} et B_{SVC}^{max} sont les limites maximale et minimale de la susceptance B_{SVC} .

L'équation linéarisée est donnée par l'équation (3.9), où la susceptance équivalente B_{SVC} est considérée comme la variable d'état [142] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC}/B_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Finalemnt, à la fin de l'itération (i), la mise à jour de la variable d'état de la susceptance de shunt B_{SVC} est effectuée par l'équation suivante :

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^{(i)} B_{SVC}^{(i-1)} \quad (3.10)$$

3.10. L'intérêt des FACTS à la présence de système éolienne

De nos jours, l'importance de l'énergie éolienne est apparue avec une meilleure réputation parmi toutes les inventions à venir dans le domaine des énergies renouvelables [143]. La production d'électricité à partir des ressources éoliennes crée des fluctuations de tension dans les réseaux dues à l'injection de la puissance active et l'absorption de la puissance réactive, exposant le réseau à des écarts de tension. Sur le marché concurrentiel actuel de l'énergie, il est très difficile de maintenir la qualité de la puissance fournie aux clients et de maximiser le profit de la puissance fournie après intégration de ce type de sources d'énergie renouvelables intermittentes [144]. La compensation de puissance réactive avec les contrôleurs FACTS peut potentiellement stabiliser la tension et les fluctuations associées aux parcs éoliens et assurent une interconnexion transparente du réseau. De plus, la sensibilité des éoliennes aux déclenchements de tension peut être améliorée. La technologie des systèmes FACTS offre une option intéressante lorsque l'on considère les effets d'une source variable de l'énergie, comme l'énergie éolienne.

3.11. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fourni une définition claire de la stabilité du réseau électrique, ainsi ses différentes catégories de la stabilité. Un bref historique des dispositifs FACTS, une description de

quelques dispositifs, et l'intérêt de l'incorporation de ces derniers avec l'énergie éolienne pour améliorer la stabilité de réseau électrique sont donnés. Avec l'avance de la technologie des systèmes d'électronique de puissance, le développement des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). De ce fait, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux améliorées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité, la flexibilité et aussi la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques.

Chapitre 04

COMMUTATION DES UNITES DE PRODUCTION ET FACTS EN PRESENCE DE L'EOLIEN

4.1. Introduction

Le problème de ‘*commutation des unités de production de l’énergie électrique*’ appelé ‘unit commitment (*UC*)’ consiste à trouver: quelle est l’unité productrice qu’on doit démarrer, et à quel moment, pour garantir l’équilibre entre la demande et la production ? Il s’agit, donc, d’un problème d’optimisation complexe mixte, combinatoire et non linéaire.

UC consiste à déterminer l’état optimal de fonctionnement « *on* » ou d’arrêt « *off* » de chaque unité de production interconnectée au réseau pour répondre aux charges nécessaires en gardant une réserve tournante suffisante pour vaincre certaine augmentation de demande non programmée de manière à minimiser le coût de production total soumis aux pertes du réseau [145-146].

La solution trouvée pour le problème *PUC* doit satisfaire les contraintes du générateur comme le temps minimal de fonctionnement (minimum up time) et de l’arrêt de chaque unité (minimum down time) [147-148].

Durant la dernière décennie, la source d’énergie renouvelable à grande échelle a été intégrée dans les systèmes électriques pour atténuer la détérioration de l’environnement et réduire la dépendance sur les combustibles fossiles [149-150]. L’énergie éolienne a été considérée comme l’une des sources d’énergie renouvelables les plus importantes récemment qui présente des énormes avantages vus que non épuisables et non polluantes. En effet, l’exploitation de ces ressources pose de nombreux problèmes techniques en raison de leurs caractéristiques intrinsèques de production intermittentes et fluctuantes qui peuvent mettre en danger la sécurité et la fiabilité de réseau électrique [151].

Dans la première partie de ce chapitre, Nous donnons un aperçu sur l’évolution de l’intégration de l’énergie éolienne, pour assurer la stabilité et la sécurité de système électrique.

La deuxième partie expose les résultats du problème en présence et absence de système éolien pour le réseau test IEEE 30 JB. Puis, Nous nous intéressons au dispositif FACTS shunt (compensateur statique de puissance réactive SVC).

4.2. Le progrès de la recherche dans le domaine éolien

L'intégration des centrales éoliennes dans les systèmes électriques apporte de nouveaux défis au problème d'engagement de l'unité et la répartition qui doivent changer afin de prendre en compte l'intermittence et l'incertitude de la vitesse du vent [152].

L'incertitude de prévision de l'énergie éolienne a été manipulée dans la pratique au moyen de modèles d'optimisation stochastiques basés sur des scénarios ou via des paramètres supplémentaires de réserve de fonctionnement [153-154]. Un inattendu de la diminution de la production d'énergie éolienne peut provoquer des délestages (c.-à-d. énergie non servie), en raison de restrictions techniques des unités qui peuvent ne pas être en mesure de sauvegarder l'écart. En revanche, un grand écart pour la production d'énergie éolienne peut conduire à un gaspillage indésirable d'énergie renouvelable lorsque les unités thermiques engagées fonctionnent à leur niveau de production minimum.

Plusieurs approches importantes pour relever les défis et le problème de la sécurité de réseau électrique en présence de l'intégration de l'énergie éolienne sont présentées dans littérature récente. De manière générale, les formulations peuvent être classées comme déterministe ou stochastique.

Dans la référence [155], les auteurs ont utilisés la programmation linéaire en nombres entiers mixtes (*MILP*) où le problème de calcul est difficile avec un grand nombre de variables entières et de contraintes. La solution obtenue donne non seulement les états marche / arrêt de l'unité et les horaires, mais fournit également des informations sur les prix marginaux associés aux contraintes du système telles que l'exigence de demande de charge pour aider les appels d'offres stratégiques sur le marché de l'électricité.

Les effets du vent et de la charge stochastique sur l'engagement de l'unité et la distribution d'énergie éolienne dans le système électrique sont examinés dans [156], ce qui montre que l'optimisation stochastique se traduit par moins coûteux, de l'ordre de 0,25%, et plus performante que l'optimisation déterministe.

Les auteurs de la référence [157], comparent les deux méthodes stochastiques pour évaluer les avantages d'une approche combinée pour la gestion efficace du problème de l'incertitude dans l'engagement de l'unité. Des études numériques montrent que les solutions d'engagement d'unité obtenue pour l'approche combinée sont robustes.

Deux stratégies sont proposées dans [158] pour minimiser les coûts et gérer les risques engendrés par les *WEG*. Ces formulations se posent comme des modèles d'optimisation floue et sont résolues à l'aide de la technique de programmation linéaire en nombres entiers mixtes (*MILP*).

Les auteurs de la références [159] propose une approche efficace pour dériver des solutions robustes au problème (*SCUC*). Ils considèrent les incertitudes de charge et la variabilité du vent via des nombres d'intervalle.

L'exigence de réserve de rotation déterministe est complétée par une fraction ajustable du déficit attendu de la fourniture de générateurs électriques éoliens qui est calculée à l'aide de la caractéristique stochastique du vent et représentée de manière pratique dans la contrainte de sécurité avec des scénarios. L'outil d'optimisation engage et expédie les unités de production tout en déterminant simultanément l'approvisionnement géographique de la réserve tournante requise ainsi que la réserve de rampe de suivi de charge, par programmation quadratique en nombres entiers mixtes (*MIQP*) [160].

Les systèmes de stockage par air comprimé (*CAES*), peut s'adapter correctement à l'incertitude du vent, si elle est planifiée de manière optimale. une proposition de sécurité AC stochastique de l'engagement d'unité contrainte (*AC – SCUC*) est effectué en tenant compte des *CAES*, de la production d'énergie éolienne et des unités thermiques. Une évaluation technico-économique est effectuée dans le méthodologie stochastique [161].

[162] Propose une stratégie stochastique contrainte de (*SCUC*) intégrant les *ESS* en vrac dans le système électrique avec une forte pénétration du vent. Un critère pratique de la stabilité statique est considéré comme une contrainte opérationnelle pour garantir que la décision *SCUC* stochastique est économiquement et techniquement optimale. L'incertitude de l'énergie éolienne est gérée à l'aide d'une méthode d'estimation ponctuelle adaptative (*APEM*) en raison de son temps de calcul réduit et sa précision acceptable par rapport aux autres méthodes. Aussi, pour atteindre plus les résultats pratiques, la capacité de puissance réactive flexible du parc éolien basé sur *DFIG* est modélisée de manière probabiliste.

Dans [163], une combinaison entre le système l'éolienne, le système de stockage d'énergie (*SSE*) et la gestion de la demande d'énergie pour une nouvelle formulation du problème (*SUC*). Premièrement, le latin l'échantillonnage hyper cube est combiné avec la méthode de décomposition de Cholesky pour générer différents scénarios de l'énergie éolien. Ensuite, les scénarios sont réduits à l'aide de l'algorithme de sélection d'avance rapide. Enfin, une nouvelle formulation *SUC* met en œuvre des scénarios réduits pour dimensionner le *SSE* de manière optimale.

On trouve dans la référence [164], une étude sur l'amélioration de la stabilité de réseau électrique à l'aide d'un *SVC* en présence des générateurs éoliens.

4.3. Formulation mathématique de l'écoulement de puissance optimal

Le problème de la répartition optimale des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de puissance d'un réseau électrique. Si on prend de plus, les limites minimal et maximal des puissances générées par les alternateurs, la surcharge des lignes de transports et les niveaux de tensions admissibles pour les jeux de barres de charges, on est alors devant un problème d'optimisation qui est considéré comme un problème de minimisation non linéaire sous contraintes d'égalités et d'inégalités [131-165].

4.3.1. Contraintes d'égalité

Le problème de la répartition optimale des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de puissance d'un réseau électrique. Si on prend de plus, les limites minimal et maximal, les puissances générées par les alternateurs, la surcharge des lignes de transports et les niveaux de tensions admissibles pour les jeux de barres de charges, on est alors devant un problème d'optimisation qui est considéré comme un problème de minimisation non linéaire sous contraintes d'égalités et d'inégalités [131-165].

Le problème de l'écoulement de puissance optimal est donné sous une forme standard d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités comme suit [166]:

$$\min_x f(x) \quad (4.1)$$

$$g(x) = 0 \quad (4.2)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (4.3)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (4.4)$$

Où : $f(x)$ est la fonction objectif à minimiser, $g(x)$ présente les contraintes d'égalités, $h(x)$ présente les contraintes d'inégalités.

4.3.2. Contraintes d'inégalités

Les contraintes des inégalités représentent les limites de fonctionnement des équipements électriques d'un réseau électrique. Habituellement, elles peuvent inclure des limites sur les tensions, les puissances actives, les puissances réactives, les rapports des prises des transformateurs avec régleur en charge, les puissances apparentes transitées dans les lignes et les limites sur les puissances réactives de compensation (batteries de compensation, FACTS, ...):

- Les limites exigées sur les tensions électriques au niveau de chaque jeu de barres peuvent garder la qualité de service électrique et la sécurité du système :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (4.5)$$

- Les limites minimal et maximal des puissances active et réactive générées sont présentées comme suit :

$$P_{g_i}^{min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{max} \quad \text{avec : } i = 1, \dots, n_g \quad (4.6)$$

$$Q_{g_i}^{min} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i}^{max} \quad \text{avec : } i = 1, \dots, n_g \quad (4.7)$$

- Les limites admissibles des transformateurs à prises en charge T et à angles de phase θ_i sont :

$$T^{min} \leq T_i \leq T^{max} \quad (4.8)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max} \quad (4.9)$$

- Les limites sur le transit de puissance apparente S_{li} au niveau des lignes de transport sont :

$$S_{li}^{min} \leq S_{li} \leq S_{li}^{max} \quad (4.10)$$

4.4. Contraintes de commutation de l'unité

Le problème de commutation des unités est soumis à de nombreuses contraintes en fonction de la nature du système étudié. Les contraintes prises en compte peuvent être :

Le coût global de production de l'énergie électrique à minimiser [167]:

$$\min_x f(x) \quad (4.11)$$

Dans notre étude, la fonction $f(x)$ est donné par :

$$f(x) = f_p(p, q) + f_{uc}(u, v, w) \quad (4.12)$$

Où $f_p(p, q)$ représente la fonction objective initiale, étant la fonction d'optimisation du coût attendu de la distribution d'énergie active :

$$f_p(p, q) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{n_g} f_p^i(p_g^i) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{n_g} (C_p^i * p_g^i) \quad (4.13)$$

La fonction objective $f_{uc}(u, v, w)$ est une combinaison de plusieurs paramètres. Elle comprend principalement :

- Le réchauffage et coûts de maintenance ;
- Les coûts démarrage et d'arrêt pour les générateurs installés.

La fonction objective est optimisée en utilisant l'équation (4.14) :

$$f_{uc}(u, v, w) = \sum_{t \in T} \sum_{i=1}^{n_g} C_p^{t,i}(0) u^{t,i} + C_v^{t,i} v^{t,i} + C_w^{t,i} w^{t,i} \quad (4.14)$$

Avec :

C_v^{ti} : Coût de démarrage.

C_w^{ti} : Coût d'arrêt.

v^{ti}/w^{ti} : États binaires de démarrage et d'arrêt de l'unité i dans la période t : 1 si l'unité a un événement de démarrage / arrêt à la période t sinon 0.

4.4.1. Contraintes de demande de charge

La contrainte de demande de charge, est la contrainte la plus importante du problème d'engagement d'unité (*PUC*). Cela signifie fondamentalement que la puissance générée par toutes les unités engagées doit répondre à la demande de charge du système. Ceci est formulé dans l'équation dite de bilan de puissance active [167] :

$$\sum_{i=1}^N P_i(t)U_i(t) + P_w^t = P_D(t) + P_L(t) \quad (4.15)$$

Avec P_w^t : La puissance de l'éolien dans la période t .

$P_D(t)$: La puissance demandée dans la période t .

$P_L(t)$: La puissance dissipée dans la période t .

4.4.2. Limites de génération

Les limites de génération représentent :

- La limite de charge minimale en dessous de laquelle la charge de l'unité n'est pas économique.
- La limite de charge maximale au-delà de laquelle l'unité ne doit pas être chargée [167].

$$u^{ti}P_{min}^{ti} \leq p^{ti} \leq u^{ti}P_{max}^{ti} \quad (4.16)$$

$$u^{ti}Q_{min}^{ti} \leq q^{ti} \leq u^{ti}Q_{max}^{ti} \quad (4.17)$$

$P_{min}^{ti}, P_{max}^{ti}$: les puissances active minimale et maximale de l'unité i .

$Q_{min}^{ti}, Q_{max}^{ti}$: les puissances réactive minimale et maximale de l'unité i .

4.4.3. Temps minimaux d'allumage et d'extinction

Si l'unité est en marche, on ne peut l'arrêter spontanément. Si l'unité est également hors service, on ne peut la réactiver spontanément [168].

$$MUT_i \leq T_i^{on} \quad (4.18)$$

$$MDT_i \leq T_i^{off} \quad (4.19)$$

T_i^{on} : La période de fonctionnement du générateur i .

T_i^{off} : La période d'arrêt du générateur i .

MUT_i : Le minimum temps du fonctionnement du générateur i .

MDT_i : Le minimum temps du d'extinction du générateur i .

4.4.4. Réserve à garantir

La réserve tournante est la capacité de réserve de toutes les unités synchronisées sur le réseau et prêtes à prendre en charge. A chaque heure t , la contrainte de réserve tournante est décrite comme:

$$\sum_{i=1}^N P^{ti} u^{ti} + P_w^t \geq P_D^t + SR^t \quad (4.20)$$

SR^t : Réserve de rotation du système à l'instant t .

4.4.5. Coût de démarrage et de l'arrêt

Le problème de l'engagement des turbines s'intéresse au coût spécifique de démarrage et de l'arrêt qui se diffèrent d'une machine à l'autre. Pour le coût de démarrage qui correspond au temps d'arrêt de l'unité, il prend une valeur maximale lorsque l'unité est démarrée à froid et inversement une valeur minimale quand l'unité est démarrée à chaud (récemment mise en arrêt).

$$f_{uc}(v, w) = \sum_t \sum_i (C_v^{ti} v^{ti} + C_w^{ti} w^{ti}) \quad (4.21)$$

4.5. Le modèle d'implantation

MATPOWER est un Open-source basé sur le logiciel MATLAB. Il a été initialement développé par Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez et Dequiang Gan du Centre de recherche en génie des systèmes d'alimentation à l'université de Cornell [169].

MATPOWER dispose de divers outils et fonctions pour l'étude des systèmes électriques en général et l'écoulement de puissance dans un certain réseau électrique en particulier. Dans ce travail, il est utilisé principalement pour calculer les OPF AC du système pour chaque heure.

Plus de détails sur MATPOWER et toutes ses fonctionnalités peuvent être trouvés sur le MATPOWER manuel de l'utilisateur [171].

L'outil de planification optimale MATPOWER –MOST, est un cadre pour résoudre les problèmes généralisés de planification de l'alimentation électrique en régime permanent. MOST peut être utilisé pour résoudre les problèmes de répartition économique déterministe à une seule période et sans contraintes de transmission. Il est compliqué qu'un problème de flux de puissance optimal stochastique, contraint de sécurité, combiné à la commutation des unités et à plusieurs périodes, ressources de stockage avec perte et production d'énergie renouvelable incertaine.

4.6. Méthodologie

Les différentes étapes de la méthodologie sont :

Etape 1 : Définir le dossier MATPOWER qui contient tous les données du réseau électrique utilisé,

qu'il s'agisse de jeu de barre, ou de générateurs, ayant les mêmes de données sur les coûts de production.

Etape 2 : Chargement du profil de charge du système dans MOST.

Etape 3 : La première exécution MOST pour les données introduites initialement. Le but de l'exécution initiale de MOST est de définir la répartition du système éolien pour les 24 heures afin de satisfaire la puissance demandée et leur participation lors de commutation des unités de production.

Etapes 4 : Les données obtenues de MOST, à savoir les paramètres d'énergie éolienne pour chaque heure, est le point de départ de l'écoulement de puissance (PF).

4.7. Application: Réseau test IEEE 30 JB

Le réseau électrique IEEE à 30 jeux de barres est constitué par six générateurs aux niveaux de jeux de barres 1, 2, 5, 8, 11 et 13, de 41 lignes de transport, de 4 transformateurs de puissance fixés entre les jeux de barres (4-12, 6-9, 6-10 et 27-28), et deux batteries de condensateurs fixes sont installées aux jeux de barres 10 et 24. De plus, 20 charges sont présentées pour une consommation totale de 283.4 MW et de 126.2 MVAR. Les limites des niveaux de tensions sont entre les valeurs minimale ($=0.9$ pu) et maximale ($= 1.1$ pu). La tension de base est de valeur 135 kV. La puissance de base vaut 100 MVA. Le schéma unifilaire de réseau standard IEEE 30 JB est représenté sur la figure (4.1). Dans lequel, les détails de données de ce système test sont reportés en annexe C (Tableau C1, C2) [21-131].

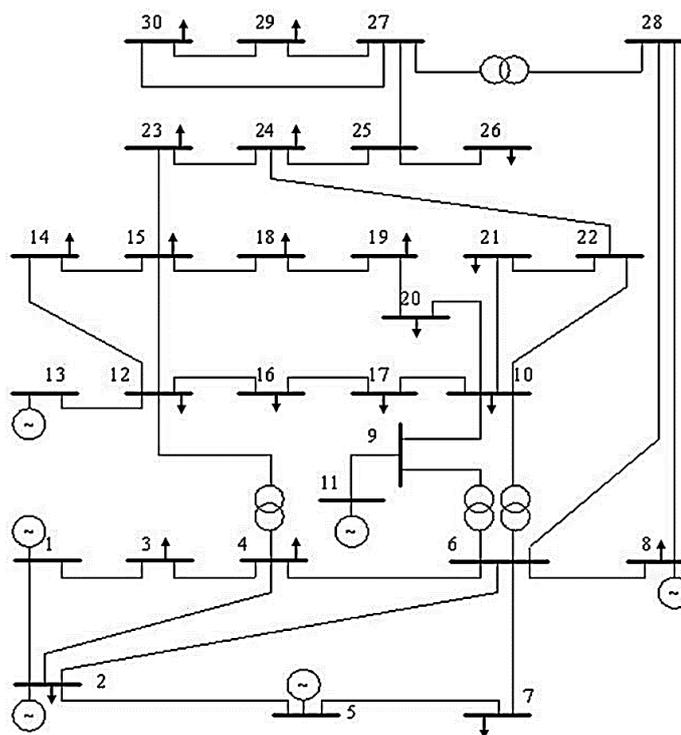


Figure 4.1. Schéma unifilaire de réseau électrique IEEE 30 JB.

Les données d'origine fournies pour ce réseau comprennent uniquement les données de la charge d'état stable pour l'analyse du problème. Notons que cette étude consiste à l'optimisation multi-temporelle de 24 heures. Un profil de charge doit être pris en compte afin de simuler les variations de la charge le long de la journée. L'idée est d'essayer de reproduire précisément que possible les fluctuations de charge qui se produisent dans un réseau électrique pendant une journée, avec des pics de consommation (heures pointes) et les périodes de moindre demande correspondant aux heures creuses. Le tableau (4.1) donne la puissance demandée durant 24 heures [172-173].

Tableau 4.1 Puissance demandée durant 24 heures [172-173].

Heure	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Charge	166	196	229	267	283.4	272	246	213	192	161	147	160
Heure	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Charge	170	185	208	232	246	241	236	225	204	182	161	131

Dans notre travail, le taux d'augmentation de la charge est de 25% par rapport à la charge nominale. La figure (4.2) qui illustre le profil de charge avec une augmentation de 25% qui varie d'un maximum de 354.25 MW de période 5 à un minimum de 163.75 MW au cours de 24 heures.

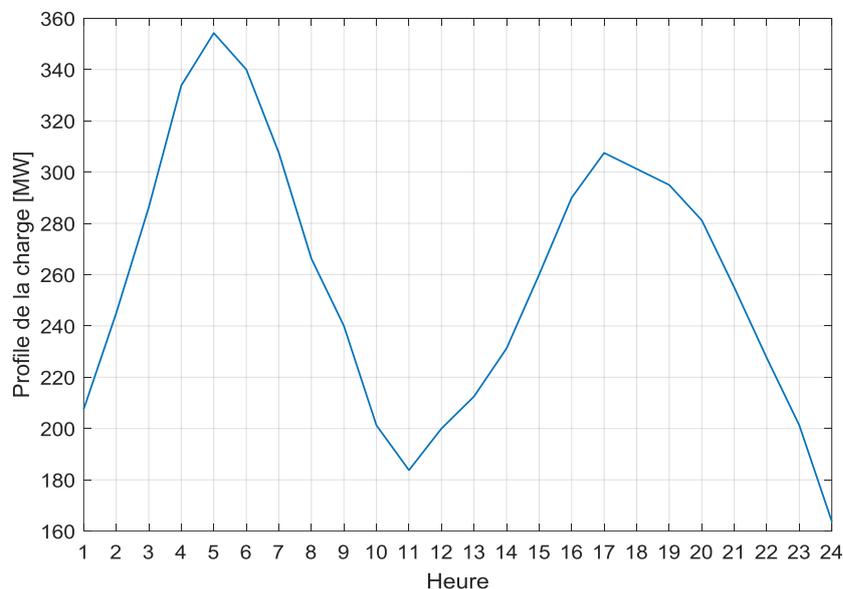


Figure 4.2. Profil de la charge durant 24 heures.

Les données de sortie de la production éolienne ont été sélectionnées à partir des valeurs de production éolienne quotidienne. Le niveau initial de la sortie de l'éolienne a été fixé à 65 MW comme illustré dans la figure (4.3).

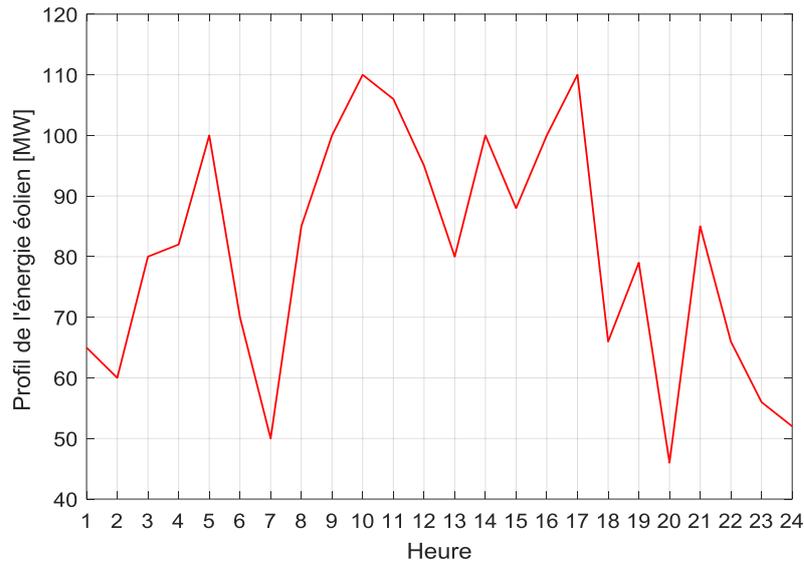


Figure 4.3. Profil de l'énergie éolien durant 24 heures.

4.7.1. Scénario 1 : Commutation des unités de production sans éolien

La commutation des unités de production varie en fonction de la variation horaire de la demande de la charge. Les résultats obtenus par la simulation sans l'intégration d'éolien sont donnés dans le tableau (4.2). La sortie attendue de chaque unité de génération est évaluée de sorte que les exigences de charge sont respectées. Le zéro représente l'état d'arrêt et 1 sur l'état de marche.

Tableau 4.2. Commutation des unités de production pour une période de temps de 24 heures sans intégration du système éolien.

Heure	Charge	État des générateurs					
		G1	G2	G5	G8	G11	G13
1	207.50	1	0	1	1	1	1
2	245.00	1	0	1	1	1	1
3	286.25	1	1	1	1	1	1
4	333.75	1	1	1	1	1	1
5	354.25	1	1	1	1	1	1
6	340.00	1	1	1	1	1	1
7	307.50	1	1	1	1	1	1
8	266.25	1	1	1	1	1	1
9	240.00	1	0	1	1	1	1
10	201.25	1	0	1	1	1	1
11	183.75	1	0	1	1	1	1

12	200.00	1	0	1	1	1	1
13	212.50	1	0	1	1	1	1
14	231.25	1	0	1	1	1	1
15	260.00	1	1	1	1	1	1
16	290.00	1	1	1	1	1	1
17	307.50	1	1	1	1	1	1
18	301.25	1	1	1	1	1	1
19	295.00	1	1	1	1	1	1
20	281.25	1	1	1	1	1	1
21	255.00	1	1	1	1	1	1
22	227.50	1	0	1	1	1	1
23	201.25	1	0	1	1	1	1
24	163.75	1	0	1	1	1	1

D’après la figure (4.4), on remarque que les unités de production des jeux de barres 5, 8, 11 et 13 sont toujours allumées toute la journée en raison de leur valeur de coût minimum voir Annexe. C (Tableau C3).

Le coût total de chaque heure est indiqué dans le tableau (4.3). Il peut voir que le coût total de l'heure 1 à 24 a tendance à augmenter et à diminuer en raison de la puissance de sortie de chaque générateur et nous pouvons également voir à partir du résultat que la demande de charge donne un coût de carburant minimum à 163,75 MW et un coût de carburant maximum à 354,25 MW. Par conséquent, le coût d'exploitation est directement proportionnel à la demande de puissance. Le coût total dans ce cas est donné par **221960 \$**.

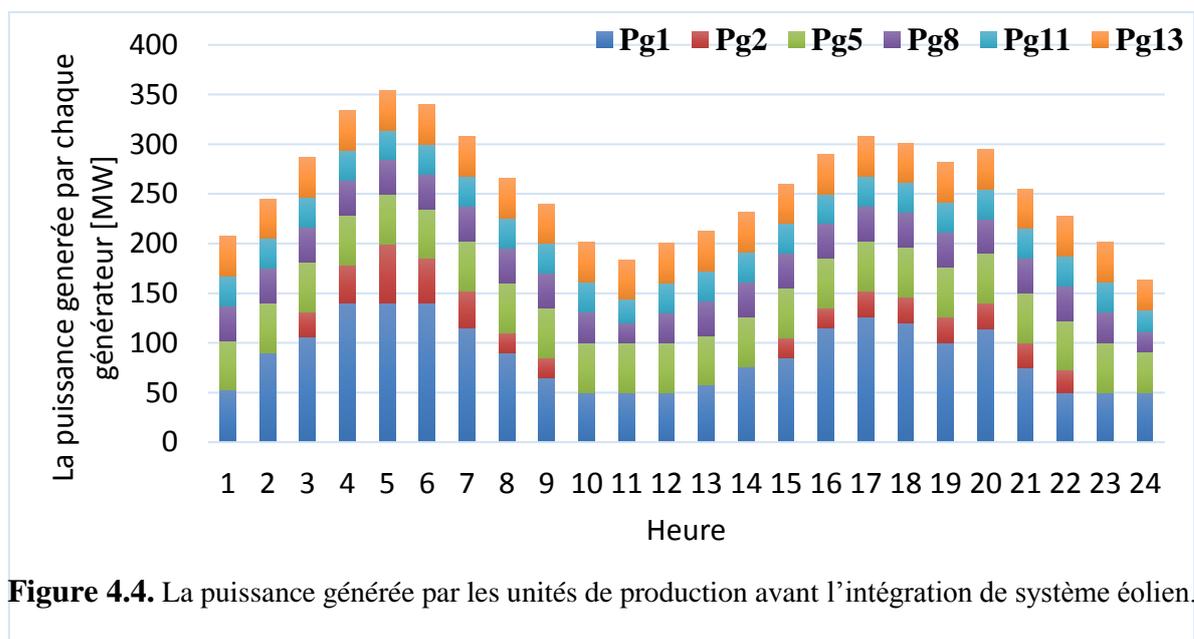


Figure 4.4. La puissance générée par les unités de production avant l’intégration de système éolien.

Tableau 4.3. Le coût total des générateurs avant l'intégration de l'éolien.

Heure/Gén	G1	G2	G5	G8	G11	G13	Total
1	4200	0	250	170	150	200	4970
2	7200	0	250	180	150	200	7980
3	8900	1600	250	170	150	200	11270
4	12340	1960	250	180	150	200	15080
5	12340	3600	250	180	150	200	16720
6	11200	3600	250	170	150	200	15570
7	9200	3000	250	180	150	200	12980
8	7200	1700	250	180	150	200	9680
9	5200	1600	250	170	150	200	7570
10	4000	0	250	160	150	200	4760
11	4000	0	250	100	120	200	4670
12	4000	0	250	150	150	200	4750
13	4600	0	250	170	150	200	5370
14	6100	0	250	170	150	200	6870
15	6400	2000	250	180	150	200	9180
16	8800	2000	250	180	150	200	11580
17	9500	2700	250	170	150	200	12970
18	9500	2200	250	180	150	200	12480
19	9500	1700	250	170	150	200	11970
20	8400	1700	250	170	150	200	10870
21	6400	1600	250	180	150	200	8780
22	5800	0	250	170	150	200	6570
23	4000	0	250	160	150	200	4760
24	4000	0	200	100	110	150	4560
Total	172780	30960	5950	3990	3530	4750	221960

4.7.2. Scénario 2 : Commutation des unités de production avec éolien

Ce deuxième test a pour objectif d'évaluer la contribution de l'intégration des sources éolienne sur l'état des générateurs et leur production pour chaque heure. Notons que, les générateurs éoliens connectés dans le jeu de barre 10 avec un taux de pénétration de 30 % de l'énergie éolien (Tableau 4.4).

Tableau 4.4. La puissance générée par le système éolien pour une période de temps de 24 heures

Heure	P_w	Heure	P_w
1	21.45	13	26.40
2	19.80	14	33.00
3	26.40	15	29.04
4	27.06	16	33.00
5	33.00	17	35.20
6	23.10	18	20.68
7	16.50	19	26.07
8	28.05	20	15.18
9	33.00	21	28.05
10	36.30	22	21.78
11	34.98	23	18.48
12	31.35	24	17.16

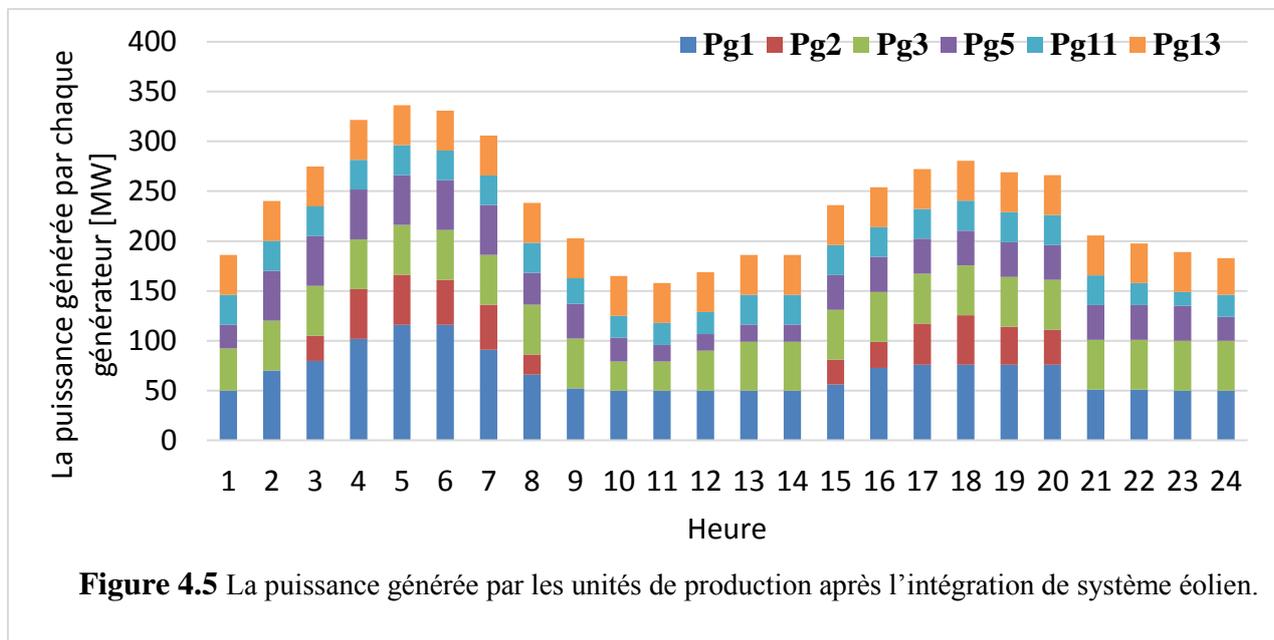
Tableau 4.5. Commutation des unités de production pour une période de temps de 24 heures avec l'intégration de système éolien au niveau du JB.10.

Heure	Charge	État des générateurs					
		$G1$	$G2$	$G5$	$G8$	$G11$	$G13$
1	207.50	1	0	1	1	1	1
2	245.00	1	0	1	1	1	1
3	286.25	1	1	1	1	1	1
4	333.75	1	1	1	1	1	1
5	354.25	1	1	1	1	1	1
6	340.00	1	1	1	1	1	1
7	307.50	1	1	1	1	1	1
8	266.25	1	1	1	1	1	1
9	240.00	1	0	1	1	1	1
10	201.25	1	0	1	1	1	1
11	183.75	1	0	1	1	1	1
12	200.00	1	0	1	1	1	1
13	212.50	1	0	1	1	1	1
14	231.25	1	0	1	1	1	1
15	260.00	1	1	1	1	1	1
16	290.00	1	1	1	1	1	1
17	307.50	1	1	1	1	1	1
18	301.25	1	1	1	1	1	1

19	295.00	1	1	1	1	1	1
20	281.25	1	1	1	1	1	1
21	255.00	1	1	1	1	1	1
22	227.50	1	0	1	1	1	1
23	201.25	1	0	1	1	1	1
24	163.75	1	0	1	1	1	1

D'après la figure (4.5), on constate que l'inclusion du système éolien permet de :

- ⓐ Changer la puissance générée par les unités de production ;
- ⓑ Réduire la production de chaque générateur pour chaque heure ;
- ⓒ Réduire la production totale des générateurs durant les 24 heures.



La valeur optimale du coût total de production obtenues pour ce scénario est 184740 \$ (Tableau 4.6) dans laquelle le coût des unités de production est économisée durant chaque heure.

Tableau 4.6. Le coût total des générateurs après l'intégration de l'éolien.

Heure/Gén	G1	G2	G5	G8	G11	G13	Total
1	4000	0	210	120	150	200	4680
2	5620	0	250	170	150	200	6390
3	6390	2000	250	170	150	200	9160
4	8140	4000	250	180	150	200	12920
5	9280	4020	250	170	150	200	14070
6	9280	3670	250	180	150	200	13730
7	7280	3600	250	180	150	200	11660
8	5280	1600	250	160	150	200	7640

9	4160	0	250	170	150	200	4930
10	4000	0	140	120	110	200	4570
11	4000	0	140	80	110	150	4480
12	4000	0	200	80	110	200	4590
13	4000	0	240	90	150	200	4680
14	4000	0	250	140	150	200	4740
15	4080	2000	250	180	150	200	6860
16	6060	2100	250	180	150	200	8940
17	6060	3330	250	180	150	200	10170
18	6060	3990	250	180	150	200	10830
19	6060	3060	250	170	150	200	9890
20	6060	2830	250	180	150	200	9670
21	4060	1700	250	180	150	200	6540
22	4060	0	250	170	150	200	4830
23	4000	0	250	120	110	180	4660
24	4000	0	210	60	70	140	4480
Total	129930	37900	5640	3610	3360	4670	185110

Dans cette section, nous avons traité le problème de l'écoulement de puissance (PF) à l'aide de MATPOWER qui se base sur la méthode de NEWTON-RAPHSON.

Les heures auxquelles, les jeux de barres les plus critiques, dont le module est inférieur à la tension nominale obtenus pour le réseau test IEEE-30 jeux de barres sont présentés dans le tableau (4.7). Il faut noter qu'il y a quelques dépassements dans les limites minimales sur les amplitudes de tensions aux jeux de barres 26, 29 et 30.

Tableau 4.7. Les heures où les jeux de barres les plus critiques avant l'insertion de système SVC.

Heure	Jeu de barre		
	Tension(Jb.26)	Tension(Jb.29)	Tension(Jb.30)
3	/	/	0.889
4	0.882	0.888	0.864
5	0.871	0.877	0.851
6	0.873	0.879	0.854
7	0.894	/	0.878
8	/	/	0.893
16	/	/	0.886
17	0.892	0.898	0.877
18	0.884	/	0.881

19	0.898	/	0.878
20	/	/	0.891

4.8. Optimisation multi-objectives

Après les résultats précédent, notre choix d'emplacement optimal du dispositif SVC au nœud 30, avec une valeur optimale de compensation $Q_{SVC} = -12.7 \text{ MVar}$ [131].

4.8.1. Amélioration de profil de tension

Le tableau (4.8) montre qu'il y a une amélioration remarquable après l'insertion de compensateur SVC et que chaque tension est dans sa limite.

Tableau 4.8 Les heures où les jeux de barres les plus critiques avant l'insertion de système SVC.

Heure	Jeu de barre		
	Tension(Jb.26)	Tension(Jb.29)	Tension(Jb.30)
3	/	/	1.00
4	0.926	0.984	1.00
5	0.920	0.983	1.00
6	0.925	0.984	1.00
7	0.934	/	1.00
8	/	/	1.00
16	/	/	1.00
17	0.933	0.986	1.00
18	0.935	/	1.00
19	0.936	/	1.00
20	/	/	1.00

Pour avoir l'influence du SVC sur le profil de la tension dans tous les jeux de barres, on prend l'heure dans laquelle la consommation de l'énergie électrique est maximale (heure de pointe), qui correspond à une consommation de 354.25 MW.

Les profils des tensions avec le dispositif SVC sont illustrés à la figure (4.6). L'insertion de dispositif SVC pour cette application permet une amélioration des tensions nodales.

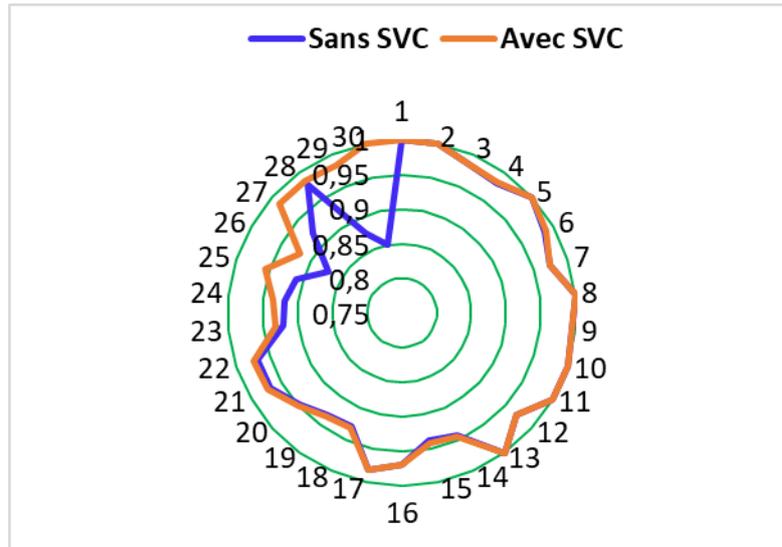


Figure 4.6 Amplitudes de tensions (pu) dans l'heure 5.

4.8.2. Minimisation du coût

La figure (4.7) montre la comparaison entre le coût durant les 24 heures dans les deux scénarios avec et sans l'intégration de système éolien.

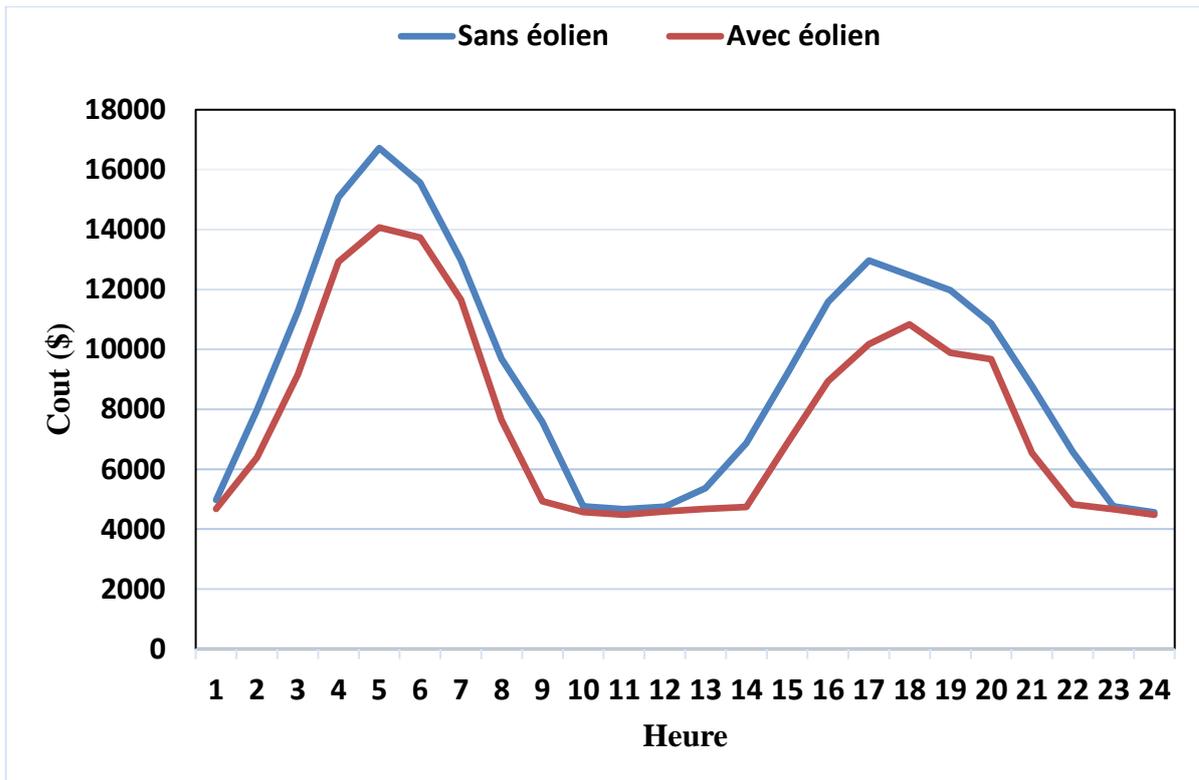


Figure 4.7 Comparaisons entre le coût durant les 24 heures.

On remarque que les valeurs du coût pour chaque heure obtenue, après l'insertion des générateurs éoliens, sont relativement faibles par rapport au système sans production éolienne dans lequel, il y a une baisse du montant de **36850 \$** par rapport au premier scénario.

4.8.3. Minimisation des pertes actives et réactives

Les résultats des pertes de la puissance active et réactive sans et avec l'insertion du compensateur SVC sont regroupés dans le tableau (4.9).

Il est clair que les valeurs des pertes actives et réactive trouvées par l'insertion de SVC en présence de l'éolien ont diminués par rapport aux valeurs sans SVC comme le montre dans le tableau (4.9).

Tableau 4.9. Les pertes de la puissance active et réactives sans et avec SVC.

Heure	Sans SVC		Avec SVC	
	Pertes P (MW)	Pertes Q (MVar)	Pertes P (MW)	Pertes Q (MVar)
3	6.621	27.86	6.308	27.027
4	10.353	42.97	10.210	41.80
5	12.158	49.17	11.953	47.67
6	11.527	48.12	11.357	46.82
7	8.638	37.18	8.549	36.31
8	5.419	22.82	5.415	22.39
16	6.530	26.96	6.499	26.35
17	7.512	30.75	7.451	29.98
18	7.702	33.02	7.633	32.25
19	7.072	29.83	7.023	29.15
20	6.769	29.769	6.728	29.07

4.8.4. Les puissances active et réactive des générateurs

Le tableau (4.10) présente une comparaison des résultats obtenus des puissances actives et réactives en présence de générateur éolien sans et avec le compensateur SVC.

On constate que la production d'énergie conserve les deux contraintes d'égalité et d'inégalité. Car, chaque générateur fonctionne dans l'intervalle de ses limites supérieures et inférieures pendant toutes les heures de génération. D'autre part, la somme des puissances générées par toutes les unités opérantes satisfait la puissance demandée sur les 24 heures de la journée avec le minimum du cout possible et l'intégration des systèmes éolien.

Tableau 4.10. Comparaison des résultats obtenus des puissances actives et réactives sans et avec le compensateur SVC.

Heure/Gen		Sans SVC		Avec SVC	
		Pg (MW)	Qg (MVar)	P g(MW)	Qg (MVar)
3	<i>G1</i>	86.50	-24.71	86.47	-21.45
	<i>G2</i>	25.00	35.83	25.00	30.04
	<i>G5</i>	50.00	1.79	50.00	-2.42
	<i>G8</i>	35.00	70.49	35.00	46.72
	<i>G11</i>	30.00	3.21	30.00	2.47
	<i>G13</i>	40.00	20.27	40.00	16.47
4	<i>G1</i>	112.03	-24.71	111.89	-25.35
	<i>G2</i>	50.00	35.83	50.00	33.80
	<i>G5</i>	50.00	1.76	50.00	0.77
	<i>G8</i>	35.00	70.49	35.00	61.96
	<i>G11</i>	30.00	3.21	30.00	2.096
	<i>G13</i>	40.00	20.27	40.00	20.02
5	<i>G1</i>	126.80	-27.48	126.59	-28.18
	<i>G2</i>	50.25	40.71	50.25	38.49
	<i>G5</i>	50.00	3.16	50.00	2.04
	<i>G8</i>	35.00	76.83	35.00	67.51
	<i>G11</i>	30.00	3.37	30.00	3.06
	<i>G13</i>	40.00	22.94	40.00	21.59
6	<i>G1</i>	127.96	-28.12	127.79	-28.78
	<i>G2</i>	45.90	40.04	45.90	45.90
	<i>G5</i>	50.00	2.43	50.00	1.38
	<i>G8</i>	35.00	73.77	35.00	65.03
	<i>G11</i>	30.00	3.53	30.00	3.09
	<i>G13</i>	40.00	20.66	40.00	19.40
7	<i>G1</i>	99.66	-22.58	99.57	-23.16
	<i>G2</i>	45.00	31.87	45.00	30.06
	<i>G5</i>	50.00	0.18	50.00	-0.73
	<i>G8</i>	35.00	63.09	35.00	55.47
	<i>G11</i>	30.00	3.05	30.00	2.79
	<i>G13</i>	40.00	17.70	40.00	16.61
	<i>G1</i>	71.45	-17.83	71.44	-18.34

8	G2	20.00	28.50	20.00	26.99
	G5	50.00	-2.91	50.00	-3.67
	G8	32.20	47.81	32.20	41.38
	G11	30.00	2.37	30.00	2.17
	G13	40.00	15.83	40.00	14.92
16	G1	82.23	-19.84	82.20	-20.40
	G2	26.82	31.26	26.28	29.59
	G5	50.00	-1.50	50.00	-2.35
	G8	35.00	53.78	35.00	46.65
	G11	30.00	2.55	30.00	2.32
	G13	40.00	17.15	40.00	16.14
17	G1	83.25	-19.14	83.19	-19.74
	G2	41.58	30.12	41.58	28.31
	G3	50.00	-0.37	50.00	-1.29
	G8	35.00	59.44	35.00	51.75
	G11	30.00	2.72	30.00	2.47
	G13	40.00	18.47	40.00	17.37
18	G1	83.41	-18.75	83.34	-19.32
	G2	49.85	27.77	49.85	26.02
	G5	50.00	-0.39	50.00	-1.28
	G8	35.00	60.09	35.00	52.65
	G11	30.00	2.89	30.00	2.64
	G13	40.00	17.59	40.00	16.53
19	G1	82.80	-19.31	82.75	-19.87
	G2	38.21	29.36	38.21	27.65
	G5	50.00	-0.98	50.00	-1.85
	G8	35.00	56.82	35.00	49.57
	G11	30.00	2.72	30.00	2.48
	G13	40.00	17.29	40.00	16.25
20	G1	85.13	-20.16	85.09	-20.68
	G2	35.35	26.43	35.35	24.82
	G5	50.00	-1.60	50.00	-2.41
	G8	35.00	54.34	35.00	47.55
	G11	30.00	2.75	30.00	2.52
	G13	40.00	15.94	40.00	14.98

4.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait une étude approfondie sur le problème de la commutation des unités de production dans le but de déterminer les puissances optimales échangées dans les 24 heures avec considération des sources éoliennes et des Systèmes flexibles pour le transport du courant alternatif (FACTS). Ces systèmes servent essentiellement à augmenter les capacités de transport et à améliorer la commande des installations dans les réseaux électriques existants. Cette technologie est très utile pour augmenter l'efficacité du transport de courant sur de grandes distances, éviter les goulets d'étranglement affectant le transport et intégrer en toute sécurité dans le réseau les sources d'énergie irrégulières telles que l'énergie éolienne.

Nous avons exploré et testé l'application sur le réseau standard IEEE 30 JB à base de l'outil MOST (MATPOWER) pour la résolution du problème d'optimisation des flux de puissance dans le réseau électrique. Les résultats obtenus confirment la robustesse des compensateurs statiques d'énergie réactive (SVC) pour résoudre les problèmes liés à la planification des puissances active et réactive en présence des sources éoliennes. Le SVC permet la génération ou l'absorption de l'énergie réactive pour maintenir le niveau de tension désiré. Ce dispositif à base d'électronique de puissance, règle en dynamique la production ou la consommation de puissance réactive. L'échange de réactif avec le réseau permet de contrôler la tension du système. Outre ce soutien dynamique de la tension, à court ou long terme, ce compensateur est capable d'amortir les oscillations de puissance en régime transitoire.

CONCLUSION GENERALE

Nous avons aujourd'hui tous conscience de l'utilité économique et écologique des énergies renouvelables. Ces dernières années, la rareté des énergies fossiles, le risque du nucléaire et leurs impacts sur notre environnement ont mis en émergence un quasi obligation de nous tourner vers les énergies renouvelables.

Si les énergies renouvelables gagnent du terrain, c'est parce qu'elles offrent la possibilité de répondre aux besoins en énergie de manière soutenable. Les gouvernements, le grand public, les organisations locales et internationales, chacun prend chaque jour davantage conscience des nuisances dues aux émissions de gaz à effet de serre créées par les énergies conventionnelles dans l'environnement. Les énergies renouvelables, c'est la promesse d'un apport énergétique ininterrompu, sans cette nocivité.

Malgré les avancées technologiques accomplies ces dernières années, notamment dans la conception, dont le prix a ainsi considérablement baissé, le renouvelable reste considéré comme cher et nécessite aujourd'hui encore l'existence de régimes de soutien public afin d'attirer les investissements.

L'objectif de cette thèse est d'étudier comment faciliter dans le future, l'interconnexion optimale des éoliennes à base de la machine asynchrone à double alimentation au réseau électrique intelligent avec l'insertion du compensateur statique de puissance réactive pour améliorer la stabilité et le système de transmission flexible en courant alternatif pour contrôler la répartition des charges dans le réseau en améliorant ainsi la capacité de transit et en réduisant les pertes, pour contrôler la tension en un point ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de productions qui y sont connectés. Il peut également filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité.

L'une des motivations de ce travail de recherche est la modélisation sous le logiciel Matlab, d'un phénomène non linéaire dynamique à plusieurs variables qui est l'aérogénérateur à vitesse variables en présence des nouvelles technologies. Nous avons orienté nos travaux tout d'abord, aux différentes sources d'énergie renouvelable, ces dernières sont très fréquent représentées par l'énergie qui est considérée comme énergie propre. Cette énergie connaît un essor important, elle est stochastique, cela dû à l'intermittence que présente la source primaire de cette énergie qui est la vitesse du vent. Après la définition et une description du principe de fonctionnement, différentes

structures de conversion éolienne utilisant les machines électriques ont été présentées et analysées en termes d'avantages qu'elles procurent.

Donc, ce travail est une contribution significative dans le domaine de modélisation énergétique de type éolienne pour avoir une prise de décision plus robuste. Les outils de modélisation énergétique sont souvent utilisés pour mieux comprendre le système énergétique, pour la planification stratégique et pour soutenir l'élaboration des politiques. Un certain nombre d'outils existent, allant des modèles opérationnels à court terme qui traitent la gestion de la grille à des échelles inférieures à la seconde, aux modèles d'évaluation intégrée à long terme qui traitent plusieurs secteurs de l'économie dans le futur.

Du point de vue conception des éoliennes, la réduction du coût peut être obtenue en diminuant la quantité de matière employée et optimiser le processus de fabrication, ou en augmentant la puissance produite par la turbine. Cette dernière est proportionnelle à la dimension du rotor, donc au carré de la longueur de la pale.

Les conclusions des travaux de thèse peuvent se résumer dans ce qui suit :

- ✓ L'utilisation de la machine asynchrone à double alimentation dans la chaîne de conversion éolienne présente le meilleur avantage en termes de production de puissance élevée, en fonctionnement à vitesse variable, tout en réduisant le dimensionnement des convertisseurs statiques ;
- ✓ La technique de la commande vectorielle appliquée à la machine asynchrone à double alimentation (MADA) permet d'assurer le découplage entre le flux et le couple électromagnétique ;
- ✓ La stabilité de réseau électrique connecté à un système éolien est fortement améliorée par les systèmes FACTS ;
- ✓ La résolution de problèmes l'écoulement de puissance optimal avec la commutation des unités et la coordination des dispositifs FACTS améliore l'efficacité et la stabilité de réseau test IEEE-30 en présence de source éolienne ;
- ✓ L'utilisation du compensateur statique de puissance réactive (SVC) minimise les pertes actives totales et les déviations des tensions aux niveaux des jeux de barres lors de l'augmentation de la charge ;

En termes de perspectives, nous souhaitons de continuer ce travail par :

- Proposition des autres coordinations des dispositifs FACTS tels que : le STATCOM, SSSC et UPFC afin de contrôler des tensions et des transits de puissance réactive par intégration d'autres dispositifs FACTS ;
- Appliquer d'autre techniques pour l'optimisation du problème de placement optimal des Multi-FACTS dans les réseaux électriques ;
- Association d'un système de stockage d'énergie, et l'étude de l'impact des autres systèmes renouvelables.

Annexe A- Publication

Engineering, Technology & Applied Science Research

Vol. 9, No. 5, 2019, 4775-4782

4775

An Efficient Active and Reactive Power Control of DFIG for a Wind Power Generator

Sabah Louarem

Department of Electrical Engineering,
Laboratory DAC HR,
Ferhat Abbas University Setif 1, Algeria
slouarem@univ-setif.dz

Tarek Bouktir

Department of Electrical Engineering,
Ferhat Abbas University Setif 1,
Algeria
tbouktir@univ-setif.dz

Djamel Eddine Chouaib Belkhat

Department of Physics,
Laboratory DAC HR,
Ferhat Abbas University Setif 1, Algeria
djamel.belkhat@univ-setif.dz

Saad Belkhat

Department of Electrical Engineering,
Laboratory DAC HR,
Ferhat Abbas University Setif 1, Algeria
sbelkhat@univ-setif.dz

Abstract—During the last decade, wind energy gained much importance as an energy source in power systems. DFIG energy is one of the most widely accepted types of renewable energy generation because of its several benefits. This paper presents a comparative study on the performance of different control strategies for DFIG wind turbines: proportional-integral (PI), Artificial Neural Networks (ANN), H_{∞} , and adaptive Fuzzy PI controller. Simulation results show that DFIG's performance, dynamic response, and robustness against machine parameter variations are improved with H_{∞} control technique.

Keywords—wind energy; DFIG; PI controller; ANN controller; H_{∞} controller; adaptive fuzzy PI controller

I. INTRODUCTION

In the last few years, severe environmental problems attracted the world's attention to renewable energy utilization [1]. Renewable energy sources, safe and reliable for the environment, are locally available energy sources [2]. Among them, wind power has received considerable attention [3]. Wind energy conversion systems (WECS) can be classified in two categories: variable and fixed-speed WECS. Among these techniques, variable speed wind generators are frequently used compared to fixed-speed systems because of their efficient energy production, improved power quality and dynamic performance during grid faults [4]. In this context, the doubly-fed induction generator (DFIG) has proved its worth as a powerful solution to improve the power rating of wind [4-5].

Several control algorithms have been proposed to improve DFIG-based wind turbine system's behavior during normal operation [6]. Most of these control laws were generally based on the vector control concept. For instance, decoupled control of active and reactive power in a DFIG-based wind energy conversion system with conventional PI controllers has been proposed in [7]. The main disadvantage of this kind of controllers is that they require accurate knowledge of

machine's parameters [8]. To address this issue, several studies focused on advanced and robust controllers have been conducted. For example, Predictive Functional Control (PFC) [9] was proposed in order to reduce the incidence of machine's parameter variations. In the same context, a predictive power controller synthesized by using a linearized state-space model of DFIG has been proposed in [10]. The design of an Adaptive Fuzzy Gain Scheduling of Proportional Integral controller (AFGPI) has been performed in [11] to address the issue of parameter changes and satisfactory power response was obtained, compared to the conventional PI controller. A neuronal controller has been designed in [12] to control the rotor currents of DFIG. The robustness of the proposed controller has been tested when the stator and the rotor self-inductances increased by 20%.

Another robust H_{∞} control design, based on a vector control strategy, has been carried out in [13] for the purpose of controlling active and reactive power flow between DFIG and the grid. The tracking control performance of the proposed controller was evaluated by modifying the machine's parameters. The obtained simulation results were satisfactory, showing the robustness of the H_{∞} compared to the conventional PI controller. Recently, a robust power command based on the Active Disturbance Rejection Control (ADRC) for DFIG used in a WECS system has been designed in [14]. Simulation results showed that the proposed ADRC controller had the best performance in terms of robustness against machine's parameter variations. In the DFIGs, the stator is directly connected to the grid and the rotor is connected to the grid via the machine's and grid's inverters.

In this paper, a comparative study of four kinds of controllers (PI, ANN, H_{∞} and adaptive fuzzy PI controllers) is performed for the purpose of driving the power flowing between the stator of the DFIG and the grid.

Corresponding author: Sabah Louarem

www.etasr.com

Louarem et al.: An Efficient Active and Reactive Power Control of DFIG for a Wind Power Generator

Annexe A- Publication

II. MODELING OF THE WIND TURBINE CONVERSION SYSTEM

The diagram of the DFIG-based wind turbine is shown in Figure 1, where RSC and GSC are respectively the rotor side converter and the grid side converter.

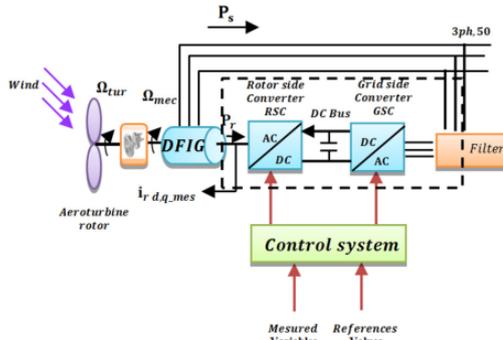


Fig. 1. Basic configuration of a DFIG wind turbine

A. Wind Turbine Model

The fraction of power extracted from the wind by a wind turbine is usually referred by the symbol C_p , which stands for the coefficient of performance or power coefficient. The actual mechanical power output P_m of a wind turbine is given as [15-16]:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 C_p(\lambda, \beta) v_{wind}^3 \quad (1)$$

where, P_m is the mechanical output power of the turbine [W], ρ is the air density [Kg/m^3], R is the rotor radius [m], and β is the blade pitch angle [deg].

The power coefficient expresses the rotor aerodynamics as a function of both tip speed ratio λ and pitch angle of the rotor blades β . The tip speed ratio is defined as the ratio between the blade tip speed and the wind speed, expressed as [17]:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_{wind}} \quad (2)$$

where ω is the rotor speed [rad] and v_{wind} is the wind speed [m/s].

In order to determine C_p , the following generic equation is used [18-19]:

$$C_p = (0.5 - 0.0167 \cdot (\beta - 2)) \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0.1)}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2) \quad (3)$$

B. Modeling of the Doubly-Fed Induction Generator

Concordia and Park's transformation will be applied to the three-phase model of the IG. Dynamic voltages equations in an arbitrary $d-q$ reference frame are following [20-21]. The stator voltage equations are:

$$\begin{aligned} V_{sd} &= R_s I_{sd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{sd}) - \omega_s \varphi_{sq} \\ V_{sq} &= R_s I_{sq} + \frac{d}{dt}(\varphi_{sq}) - \omega_s \varphi_{sd} \end{aligned} \quad (4)$$

The rotor voltage equations are

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r I_{rd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{rd}) - (\omega_s - \omega_r) \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r I_{rd} + \frac{d}{dt}(\varphi_{rq}) - (\omega_s - \omega_r) \varphi_{rd} \end{cases} \quad (5)$$

The stator current of DFIG was decomposed into active and reactive component via the coordinate transformation and the field-oriented vector transformation. In order to regulate the power of the DFIG based wind turbine system, the vector control strategy is used. It consists of using the flux orientation, such as stator flux orientation (SFO) [7-22]: $V_{sd} = 0$ and $V_{sq} = V_s = \omega_s \varphi_s$. The active and reactive powers at the stator side and rotor side of the DFIG are given as:

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{L_m}{L_s} I_{rq} \\ Q_s = \frac{V_s \psi_s}{L_s} - \frac{V_s L_m}{L_s} I_{rd} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{dI_{rd}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) I_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{dI_{rq}}{dt} + g \omega_s \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) I_{rd} + g \omega_s \frac{L_m \varphi_s}{L_s} \end{cases} \quad (7)$$

In steady state, the second derivative terms in (7) are neglected and the third term constitutes cross-coupling terms.

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} - g \omega_s \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) I_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) I_{rd} + g \omega_s \frac{L_m \varphi_s}{L_s} \end{cases} \quad (8)$$

III. CONTROLLER SYNTHESIS

A. PI Controller Synthesis

Figure 2 shows the block diagram of the system controlled with the PI controller. The terms K_p and K_i represent the proportional and integral gain respectively. The ratio B/A represents the transfer function to be controlled, where A and B are presently defined as follows:

$$A = L_s R_r + p L_s \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \text{ and } B = -L_m V_s \quad (91)$$

The response time of the controlled system will be fixed to 10ms. This value is sufficient for our application, while a lower value could involve transients with important overshoots. The calculated terms are given in [7-23].

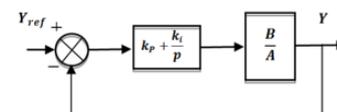


Fig. 2. System with PI controller

The transfer function of the open loop becomes:

$$G(p) = -\frac{k_p \frac{L_m V_s}{(L_r L_s - L_m^2)}}{p} \quad (10)$$

Annexe A- Publication

The transfer function of the closed loop is expressed by:

$$H(p) = \frac{1}{1+p\tau_r} \quad (11)$$

where τ_r is the response time.

Now, we express the controller gains correction based on the settings of the machines and the response time as follows:

$$\begin{cases} k_p = -\frac{1}{\tau_r} \frac{L_S(L_r - \frac{L_m^2}{L_S})}{L_m V_S} \\ k_i = -\frac{1}{\tau_r} \frac{R_r L_S}{L_m V_S} \end{cases} \quad (12)$$

B. ANN Controller Synthesis

ANN models are inspired from the basic framework of the brain [24-25]. In this study, the ANN controller was performed by using the nftool of Matlab. The DFIG-based wind turbine is simulated with the PI controller. The data, before and after the controller are computed and saved. After that, the network training was done for 10 iterations. The hidden layers contained 40 neurons.

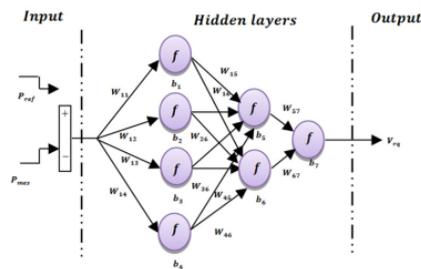


Fig. 3. Neural network structure

C. Design of the H_∞ Controller

In this section, we present the H_∞ mixed-sensitivity synthesis method for robust tracking control design. The main idea consists of synthesizing the controller by minimizing H_∞ 's performance. As mentioned above, the quotient B/A represents the transfer function to be controlled. Thus, we can define the tracking error, the input control and the output as:

$$e(s) = S(s)Y_{ref}(s) \quad (13)$$

$$u(s) = K(s)S(s)Y_{ref}(s) \quad (14)$$

$$Y(s) = T(s)Y_{ref}(s) \quad (15)$$

where $S(s) = \left(I + \frac{B(s)}{A(s)}K(s)\right)^{-1}$ is the sensitivity function and $T(s) = \frac{B(s)}{A(s)}K(s) \left(I + \frac{B(s)}{A(s)}K(s)\right)^{-1}$ is the closed-loop transfer function. We are interested in designing the controller $K(s)$. For that, we will consider the H_∞ mixed-sensitivity design problem illustrated in Figure 4, where, $W_1(s)$ and $W_2(s)$ are selected as loop-shaping weights. Hence, the tracking control design is considered as an optimization problem which consists of finding a stabilizing controller $K(s)$ to minimize the following cost function:

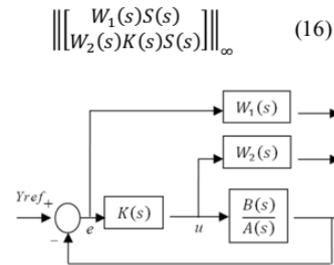


Fig. 4. S/KS mixed-sensitivity minimization

The design weights $W_1(s)$ and $W_2(s)$ were selected as:

$$W_1(s) = \frac{6000}{s+30} \quad (17)$$

$$W_2(s) = \frac{0.0025s^2}{0.0005s^2 + 5s + 100} \quad (18)$$

By using the robust control toolbox of Matlab, we obtain the following controller:

$$K(s) = \frac{-2.98 \times 10^4 s^3 - 3.00 \times 10^8 s^2 - 2.7 \times 10^{10} s - 4.20 \times 10^{11}}{s^4 + 1.25 \times 10^6 s^3 + 1.23 \times 10^{10} s^2 + 6.19 \times 10^{11} s + 7.34 \times 10^{12}} \quad (19)$$

D. Adaptive Fuzzy PI Controller Synthesis

The adaptive fuzzy PI controller scheme is given in Figure 5. The FLS inputs are the errors (e) in active, reactive, and rate of change in active and reactive power error (de). The output of the fuzzy controller is du . In contrast to the controller where controller parameters (k_p and k_i gains) are tuned in a predefined way [30], FLS is used to tune the k_p and k_i parameters of the PI so that the controller can keep up with parametric changes and reference signals can be tracked.

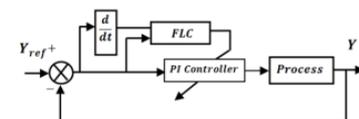


Fig. 5. PI control system with fuzzy gain adapter

The fuzzy sets are defined as: NB is Negative Big, NM is Negative Medium, NS is Negative Small, ZR is Zero, PS is Positive Small, PM is Positive Medium, PB is Positive Big, B is Big and S is small. The max-min reasoning method and the center of gravity defuzzification method are used [31]. The values of K'_p and K'_i are determined by a set of fuzzy rules of the form designed fuzzy gain scheduling controller has two inputs and two outputs.

$$K'_p = \frac{K_p - K_{pmin}}{K_{pmax} - K_{pmin}} \quad (20)$$

$$K'_i = \frac{K_i - K_{imin}}{K_{imax} - K_{imin}} \quad (21)$$

IV. SIMULATION RESULTS

Comparative simulations of the controllers were performed in Matlab. The proposed control algorithm's nominal parameters are indicated in the Appendix. It was first tested in ideal mode and driven to 1500rpm. The different controllers

Annexe A- Publication

were tested and compared by two different criteria, namely reference tracking performance, and robustness by varying the system parameters.

A. Reference Tracking in Ideal Conditions Mode

Simulation results of active and reactive power using the classical PI controller, an ANN controller, the proposed H_∞ controller and the proposed adaptive fuzzy PI controller are shown in Figure 6. As expected, both active and reactive powers have been produced with good accuracy. Moreover, they can track the desired reference after a finite time interval and the answers are without overshoots for different controllers.

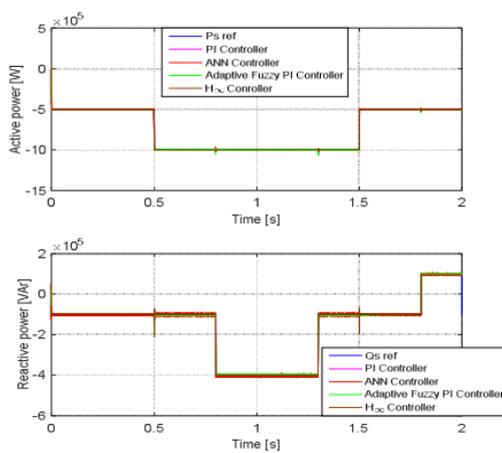


Fig. 6. Active and reactive power behavior

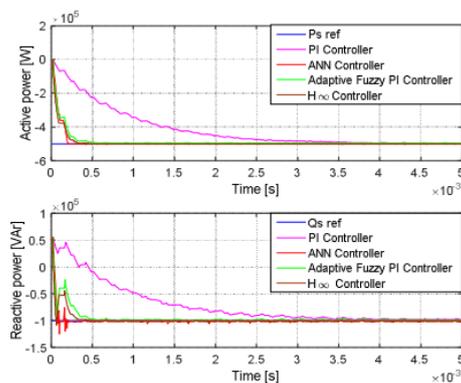


Fig. 7. Zoom in active and reactive power behavior

Figure 7 shows a zoom view of active and reactive power behavior from 0 to 0.005s to compare the response times of all controllers. We can notice a quicker response time for ANN and H_∞ controllers. In the same context, we notice that the system controlled by the PI controller evolved to a steady state with an important response time in comparison with the other controllers.

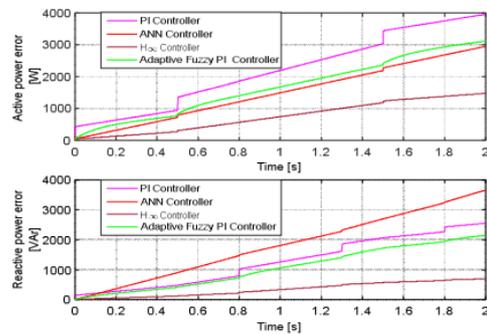


Fig. 8. Evolution of cumulative tracking error functions

In order to show which controller has the best steady state accuracy, we graph the evolution of the following cumulative tracking error functions:

$$CTE_P = \int_0^t |P_s - P_{sref}| dt, \quad t \in [0 \ 2s] \quad (22)$$

$$CTE_Q = \int_0^t |Q_s - Q_{sref}| dt, \quad t \in [0 \ 2s] \quad (23)$$

As shown in Figure 8, the H_∞ controller has the best steady state accuracy in comparison with the other controllers. In contrast to the H_∞ controller, the conventional PI controller has low steady state accuracy.

B. Robustnes

We are interested in evaluating the robustness of the different controllers against parameter variation for parameters such as the inductances L_s , L_r , the mutual inductance L_m and the resistance R_r . The controllers' performances are compared according to rise time, maximum peak overshoot and settling time. We test the robustness of the controllers against mutual inductance variations. Figure 9 and Table I present the simulation results for a parametric variation in the order of -10%. Unlike the adaptive fuzzy PI controller and the H_∞ controller, we can remark that the ANN and PI controllers lose their performance regarding maximum overshoot.

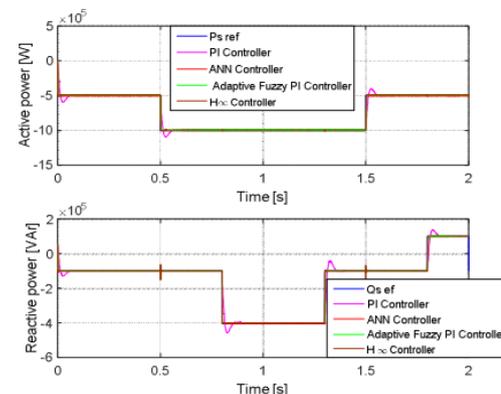


Fig. 9. Active and reactive power behavior with -10% mutual inductance variation

Annexe A- Publication

TABLE I. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($L_m - 10\%$)

Active power			
Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
PI	0.0102	29.43	0.0541
ANN	0.0018	7.62	0.0023
H_∞	0.0023	0.77	0.001
Adaptive Fuzzy PI	0.0024	0.01	0.0042
Reactive power			
PI	0.0102	19.20	0.0252
ANN	0.0005	7.62	0.0021
H_∞	0.0005	1.20	0.0010
Adaptive Fuzzy PI	0.0024	0.14	0.0042

In order to refine our study, we tested the robustness of the proposed controllers against a mutual inductance variation in the order of -25% . The simulation results are presented in Figure 10 and Table II. We can note that the PI and ANN controllers lose their performance in response time with undesirable maximum overshoots and only adaptive fuzzy PI controller and H_∞ controller can resist this parametric variation with a slight superiority for H_∞ controller in terms of response time.

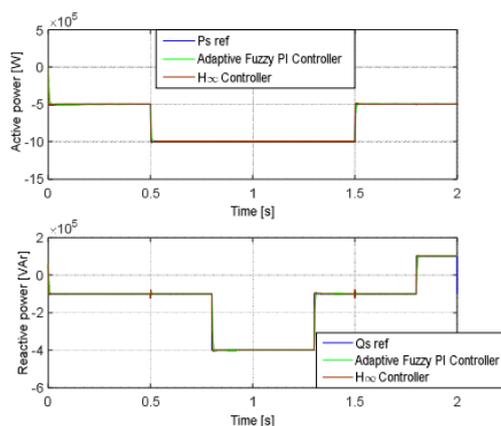


Fig. 10. Active and reactive power behavior using H_∞ and adaptive fuzzy PI controllers with -25% mutual inductance variation

TABLE II. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($L_m - 25\%$)

Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
Active power			
H_∞	0.0014	1.95	0.0057
Adaptive Fuzzy PI	0.0060	0.61	0.0104
Reactive power			
H_∞	0.0015	2.96	0.0058
Adaptive Fuzzy PI	0.0060	0.70	0.0106

In the same way, the robustness of the proposed controllers against rotor inductance variations was tested. Two deep simulations have been performed (Figures 11 and 12). The first one concerns a variation in the order of $+10\%$ and the second a variation in the order of $+25\%$. The results are shown in Tables

III and IV respectively. Note that only two controllers have resisted the second test with slight superiority regarding response time for the H_∞ controller. Regarding stator inductance variations, the simulation results are shown in Tables V and VI. As in the preceding cases, only the H_∞ and the adaptive fuzzy PI controllers can resist the high stator inductance variation.

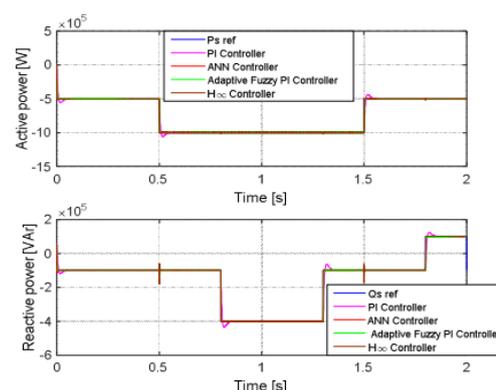


Fig. 11. Active and reactive power behavior with 10% rotor inductance variation

TABLE III. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($L_r + 10\%$)

Active power			
Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
PI	0.0066	11.94	0.0414
ANN	0.0011	0.37	0.0012
H_∞	0.0003	0.40	0.0005
Adaptive Fuzzy PI	0.0013		0.0023
Reactive power			
PI	0.0060	17.76	0.0427
ANN	0.0003	17.16	0.0013
H_∞	0.0003	0.78	0.0005
Adaptive Fuzzy PI	0.0013	0.25	0.0024

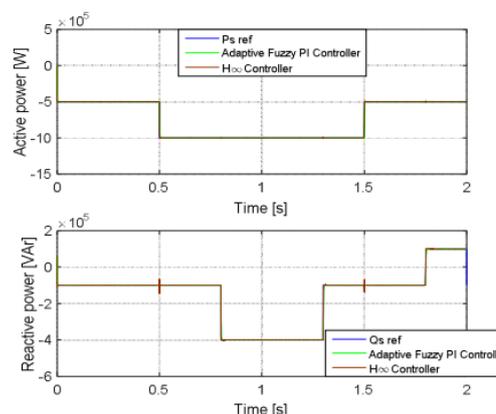
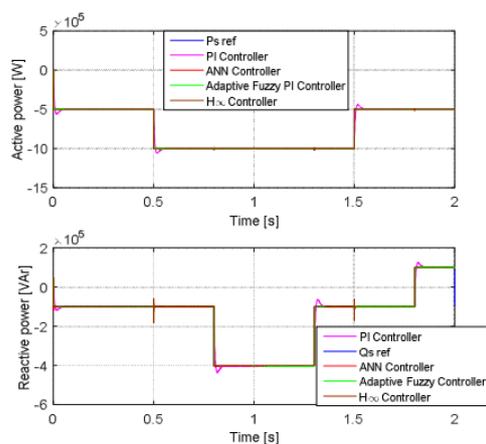


Fig. 12. Active and reactive power behavior using H_∞ and adaptive fuzzy PI controllers with $+25\%$ rotor inductance variation

Annexe A- Publication

TABLE IV. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($L_r + 25\%$)

Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
Active power			
H_∞	0.0007	0.93	0.0011
Adaptive Fuzzy PI	0.0028	0.31	0.0106
Reactive power			
H_∞	0.0007	1.54	0.0038
Adaptive Fuzzy PI	0.0028	0.18	0.0011

Fig. 13. Active and reactive power behavior using the four controllers with +10% variation of L_s TABLE V. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($L_s + 10\%$)

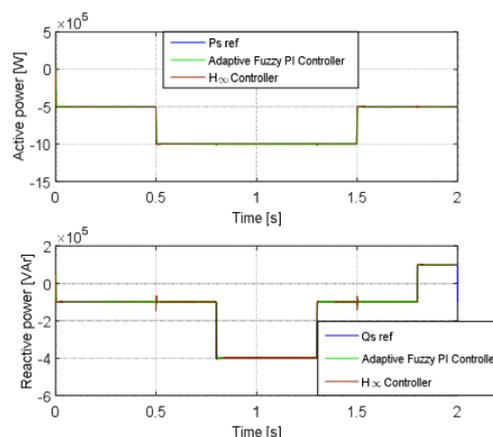
Active power			
Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
PI	0.0066	11.51	0.0411
ANN	0.0010	0.36	0.0012
H_∞	0.0003	0.39	0.0005
Adaptive Fuzzy PI	0.0024	0.01	0.0042
Reactive power			
PI	0.0068	17.11	0.0424
ANN	0.0003	18.86	0.0012
H_∞	0.0003	0.74	0.0005
Adaptive Fuzzy PI	0.0013	/	0.0023

TABLE VI. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($L_s + 25\%$)

Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
Active power			
H_∞	0.0007	0.90	0.0011
Adaptive Fuzzy PI	0.0028	0.01	0.0049
Reactive power			
H_∞	0.0007	1.30	0.0011
Adaptive Fuzzy PI	0.0003	1.80	0.0052

Finally, regarding the rotor resistance variation, which is the result of the rotor heating, a deep simulation was performed by considering a rotor resistance variation in the order of 100%. The simulation results are shown in Figure 15 and

the controllers' performances are summarized in Table VII. Thus, we can see that the different controllers can drive the system to track the reference signals. In other words, the active and reactive powers follow correctly the reference signals.

Fig. 14. Active and reactive power behavior using the H_∞ and adaptive fuzzy PI controller with +25% variation of L_s .TABLE VII. COMPARISON OF THE RESPONSE PARAMETERS ($R_r + 100\%$)

Active power			
Controller	Rise time (s)	Maximum overshoot (%)	Settling time (s)
PI	0.00220	1.17	0.02330
ANN	0.00020	0.10	0.00020
H_∞	0.00003	0.39	0.00007
Adaptive Fuzzy PI	0.0002	/	0.00050
Reactive power			
PI	0.00240	5.15	0.1500
ANN	0.00005	24.37	0.1498
H_∞	0.00001	71.37	0.1499
Adaptive Fuzzy PI	0.00004	3.01	0.1500

As far as the active power is concerned, it is clear that the H_∞ controller has the best rise time and settling time when compared with the other controllers. However, concerning reactive power, the controller performances are almost identical to those of the ANN controller with a slight superiority for H_∞ controller. In a nutshell, the simulation results presented in this work have shown that the H_∞ controller has the best steady state accuracy compared with the other controllers. Regarding the robustness against parametric variation, the H_∞ and adaptive fuzzy PI controllers have the best tracking performance and robustness with a slight superiority of the H_∞ controller.

V. CONCLUSION

In this paper, the control of doubly fed induction generator (DFIG) based wind energy conversion has been studied. The DFIG's stator was directly connected to the grid and the rotor was connected to the grid via the machine's and grid's inverters. The design of four control strategies, namely PI, ANN, adaptive fuzzy PI, and H_∞ controller, has been presented and discussed. The

Annexe A- Publication

obtained results showed that the H_∞ controller is the best to drive the DFIG's stator and to track perfectly the active and reactive power references with very good tracking performance, namely low-rise time, low settling time, and high steady-state accuracy. The H_∞ controller seems more robust than all other controllers against parameter variations.

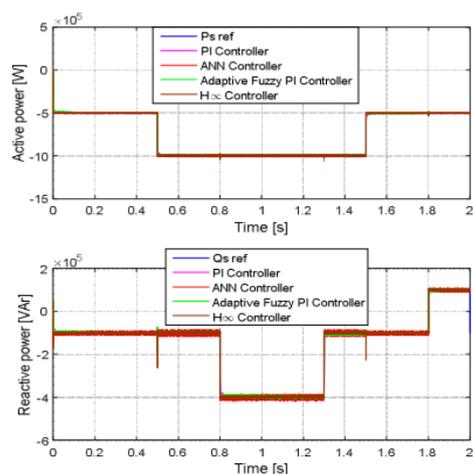


Fig. 15. Active and reactive power behavior using the four controllers with +100% variation of R_r .

APPENDIX

Rating of the wind turbine	
Power	$P=1.5\text{MW}$
Radius	$R=35.5\text{m}$
Inertia	$J=1000\text{Kg.m}^2$
Gear box ratio	90
Damping coefficient	$f=0.0024\text{Nm.rad}^{-1}$
Wound rotor induction machine	
Power	1.5MW
Stator voltage	$V_s=398/690\text{V}$
Rotor voltage	$V_r=225\text{V}$
p	2
Wind turbine parameters	
Blades radius	$R=35.25\text{m}$
Gain of gearbox	$G=90$
Air density	$\rho=1.225\text{kg/m}^3$

REFERENCES

- [1] B. Yang, X. Zhang, T. Yu, H. Shu, Z. Fang, "Grouped grey wolf optimizer for maximum power point tracking of doubly-fed induction generator based wind turbine", *Energy Conversion Management*, Vol. 133, pp. 427-443, 2017
- [2] S. V. Varzaneh, M. Abedi, G. B. Gharehpetian, "A new simplified model for assessment of power variation of DFIG-based wind farm participating in frequency control system", *Electric Power Systems Research*, Vol. 148, pp. 220-229, 2017
- [3] D. K. V. Sagiraju, Y. P. Obulesu, S. B. Choppavarapu, "Dynamic performance improvement of standalone battery integrated PMSG wind energy system using proportional resonant controller", *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 20, No. 4, pp. 1353-1365, 2017
- [4] O. P. Bharti, R. K. Saket, S. K. Nagar, "Controller Design of DFIG Based Wind Turbine by Using Evolutionary Soft Computational Techniques", *Engineering, Technology & Applied Science Research* Vol. 7, No. 3, pp. 1732-1736, 2017
- [5] H. Nian, C. Cheng, Y. Song, "Coordinated Control of DFIG System based on Repetitive Control Strategy under Generalized Harmonic Grid Voltages", *Journal of Power Electronics*, Vol. 17, No. 3, pp. 733-743, 2017
- [6] V. N. A. Duggirala, V. N. K. Gundavarapu, "Improved LVRT for grid connected DFIG using enhanced field oriented control technique with super capacitor as external energy storage system", *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 19, pp. 1742-1752, 2016
- [7] E. G. Shehata, "Sliding mode direct power control of RSC for DFIGs driven by variable speed wind turbines", *Alexandria Engineering Journal*, Vol. 54, No. 4, pp. 1067-1075, 2015
- [8] F. Poitiers, T. Bouaouiche, M. Machmoum, "Advanced control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion", *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, pp. 1085-1096, 2009
- [9] F. E. V. Taveiros, L. S. Barros, F. B. Costa, "Back-to-back converter state-feedback control of DFIG (doubly-fed induction generator)-based wind turbines", *Energy*, Vol. 89, pp. 896-906, 2015
- [10] Z. Xin-fang, X. Da-ping, L. Yi-bing, "Predictive Functional Control of a Doubly Fed Induction Generator for Variable Speed Wind Turbines", 5th World Congress on Intelligent Control and Automation, Hangzhou, China, June 15-19, 2004
- [11] A. J. Sguarezi Filho, M. E. Oliveira Filho, E. Ruppert, "A Predictive Power Control for Wind Energy", *North American Power Symposium* 2010, Arlington, USA, September 26-28, 2010
- [12] K. Bedoud, M. Ali-Rachedi, T. Bahi, R. Lakel, "Adaptive Fuzzy Gain Scheduling of PI Controller for control of the Wind Energy Conversion Systems", *Energy Procedia*, Vol. 74, pp. 211-225, 2015
- [13] K. Bedoud, M. Ali-Rachedi, T. Bahi, R. Lakel, A. Grid, "Robust Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Turbine Under Sub-Synchronous Operation Mode", *Energy Procedia*, Vol. 74, pp. 886-899, 2015
- [14] S. Abdelmalek, H. Belmili, "A New Robust H_∞ Control Power", in: *Handbook of Research on Advanced Intelligent Control Engineering and Automation*, IGI Global, 2015
- [15] A. Boualouch, T. Nasser, A. Boukhriss, A. Frigui, "Robust Power Control of a DFIG used in Wind Turbine Conversion System", *International Energy Journal*, Vol. 17, No. 1, pp. 1-10, 2017
- [16] S. Ebrahimkhani, "Robust fractional order sliding mode control of doubly-fed induction generator (DFIG)-based wind turbines", *ISA Transactions*, Vol. 63, pp. 343-354, 2016
- [17] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. Ramon Saenz, "Modeling and Control of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator", *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 18, No. 2, pp. 194-204, 2003
- [18] L. M. Fernandez, C. A. Garcia, F. Jurado, "Comparative study on the performance of control systems for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines operating with power regulation", *Energy*, Vol. 33, pp. 1438-1452, 2008
- [19] E. S. Abdin, W. Xu, "Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit", *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 15, No. 1, pp. 91-96, 2000
- [20] S. El Aïmani, *Modelisation de Différentes Technologies d'Eoliennes Intégrées Dans un Réseau de Moyenne Tension*, PhD Thesis, Ecole Centrale de Lille, Université des Sciences et Technologie de Lille, 2004 (in French)
- [21] T. Ghennam, K. Aliouane, F. Akel, B. Francois, E. M. Berkouk, "Advanced control system of DFIG based wind generators for reactive power production and integration in a wind farm dispatching", *Energy Conversion and Management*, Vol. 105, pp. 240-250, 2015
- [22] S. G. Varzaneh, M. Abedi, G. B. Gharehpetian, "A new simplified model for assessment of power variation of DFIG-based wind farm participating in frequency control system", *Electric Power Systems Research*, Vol. 148, pp. 220-229, 2017

Annexe A- Publication

- [23] S. Li, H. Wang, Y. Tian, A. Aitouch, J. Klein, "Direct power control of DFIG wind turbine systems based on an intelligent proportional-integral sliding mode control", *ISA Transactions*, Vol. 64, pp. 431-439, 2016
- [24] S. Louarem, S. Belkhiat, D. E. C. Belkhiat, "A Control Method using PI/Fuzzy Controllers Based-DFIG in Wind Energy Conversion System", 2013 IEEE PowerTech Grenoble, Grenoble, France, June 16-21, 2013
- [25] R. Ata, "Artificial neural networks applications in wind energy systems: a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 49, pp. 534-562, 2015
- [26] M. Alberdi, M. Amundarain, A. Garrido, I. Garrido, "Neural control for voltage dips ride-through of oscillating water column-based wave energy converter equipped with doubly-fed induction generator", *Renewable Energy*, Vol. 48, pp. 16-26, 2012
- [27] S. Skogestad, I. Postlethwaite, *Multivariable Feedback Control: Analysis and Design*, John Wiley & Sons, 2007
- [28] S. Khoete, Y. Manabe, M. Kurimoto, T. Funabashi, T. Kato, "Robust H-infinity Control for DFIG to Enhance Transient Stability during Grid Faults", *World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, USA, October 19-26, 2016
- [29] G. Duc, S. Font, *Commande H_∞ et μ Analyse des Outils Pour la Robustesse*, Hermes Science Publications, 1999 (in French)
- [30] M. Brahim, I. Bahri, Y. Bernard, "Real time implementation of H infinity and RST motion control of rotary traveling wave ultrasonic motor", *Mechatronics*, Vol. 44, pp. 14-23, 2017
- [31] Z. Y. Zhao, M. Tomizuka, S. Isaka, "Fuzzy Gain Scheduling of PID Controllers", *The First IEEE Conference on Control Applications*, Dayton, USA, September 13-16, 1992
- [32] A. G. Aissaoui, A. Tahour, M. Abid, N. Essounbouli, F. Nollet, "A Fuzzy-PI control technique designed for Power Control of Wind Turbine based on Induction Generator", *Advanced Materials Research*, Vol. 875-877, pp. 1676-1682, 2014

Annexe B- Paramètre du système éolien

B.1. Paramètres de la turbine éolienne [56-66]

Nom et symbole des paramètres	Valeur numérique
Nombre des pales	3
Rayon du rotor R	35.25 m
Gain du multiplicateur de vitesse G	90
Moment d'inertie total J	1000 kg.m ²
Coefficient de frottement visqueux f_v	0.0024 N.m.s ⁻¹
Vitesse du vent de démarrage v_d	4 m/s
Vitesse du vent d'arrêt v_m	25 m/s

B.2 Paramètres de la machine asynchrone à double alimentation

Paramètres	Valeur
Puissance nominale	1.5 MW
Courant nominal I_n	1900 A
Tension nominale statorique V_s	398/690
Tension nominale rotorique V_r	225/389
Résistance statorique R_s	0.012Ω
Résistance rotorique R_r	0.021Ω
Inductance statorique L_s	0.0137H
Inductance rotorique L_r	0.0136H
Inductance mutuelle M	0.0135H
Tension de bus continu	1200V
Moment d'inertie J	1000 kg.m ²
Coefficient de frottement f	0.0024 N.m.s ⁻¹
Nombre de pair de pôles p	2

Annexe C- Réseau électrique IEEE 30 JB

Tableau C.1 Données des jeux de barres du réseau électrique IEEE 30 JB [130].

<i>JB (i)</i>	<i>V_i (pu)</i>	<i>V_{angle}(deg)</i>	<i>P_d(pu)</i>	<i>Q_d(pu)</i>	<i>Q_{imax} (pu)</i>	<i>Q_{imin} (pu)</i>
1	1,0600	0	0	0	2,0000	-0,2000
2	1,0430	0	0,2170	0,1270	1,0000	-0,2000
3	1	0	0,0240	0,0120	0	0
4	1	0	0,0760	0,0160	0	0
5	1,0100	0	0,9420	0,1900	0,8000	-0,1500
6	1	0	0	0	0	0
7	1	0	0,2280	0,1090	0	0
8	1,0100	0	0,3000	0,3000	0,6000	-0,1500
9	1	0	0	0	0	0
10	1	0	0,0580	0,0200	0	0
11	1,0820	0	0	0	0,5000	-0,1000
12	1	0	0,1120	0,0750	0	0
13	1,0710	0	0	0	0,6000	-0,1500
14	1	0	0,0620	0,0160	0	0
15	1	0	0,0820	0,0250	0	0
16	1	0	0,0350	0,0180	0	0
17	1	0	0,0900	0,0580	0	0
18	1	0	0,0320	0,00900	0	0
19	1	0	0,0950	0,0340	0	0
20	1	0	0,0220	0,0070	0	0
21	1	0	0,1750	0,1120	0	0
22	1	0	0	0	0	0
23	1	0	0,0320	0,0160	0	0
24	1	0	0,0870	0,0670	0	0
25	1	0	0	0	0	0
26	1	0	0,0350	0,0230	0	0
27	1	0	0	0	0	0
28	1	0	0	0	0	0
29	1	0	0,0240	0,0090	0	0
30	1	0	0,106	0,0190	0	0

Tableau C.2 Données des branches du réseau électrique IEEE 30 JB [130].

N° JB	JB de départ	JB d'arrivé	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Tap (pu)
1	1	2	0,01920	0,0575	0,0264	1
2	1	3	0,04520	0,1852	0,0204	1
3	2	4	0,05700	0,1737	0,0184	1
4	3	4	0,01320	0,0379	0,0042	1
5	2	5	0,04720	0,1983	0,0209	1
6	2	6	0,05810	0,1763	0,0187	1
7	4	6	0,01190	0,0414	0,0045	1
8	5	7	0,04600	0,1160	0,0102	1
9	6	7	0,02670	0,0820	0,0085	1
10	6	8	0,01200	0,0420	0,0045	1
11	6	9	0	0,2080	0	0,9780
12	6	10	0	0,5560	0	0,9690
13	9	11	0	0,2080	0	1
14	9	10	0	0,1100	0	1
15	4	12	0	0,2560	0	0,9320
16	12	13	0	0,1400	0	1
17	12	14	0,1231	0,2559	0	1
18	12	15	0,0662	0,1304	0	1
19	12	16	0,0945	0,1987	0	1
20	14	15	0,2210	0,1997	0	1
21	16	17	0,0824	0,1923	0	1
22	15	18	0,1073	0,2185	0	1
23	18	19	0,0639	0,1292	0	1
24	19	20	0,0340	0,0680	0	1
25	10	20	0,0936	0,2090	0	1
26	10	17	0,0324	0,0845	0	1
27	10	21	0,0348	0,0749	0	1
28	10	22	0,0727	0,1499	0	1
29	21	22	0,0116	0,0236	0	1
30	15	23	0,1000	0,2020	0	1
31	22	24	0,1150	0,1790	0	1
32	23	24	0,1320	0,2700	0	1
33	24	25	0,1885	0,3292	0	1
34	25	26	0,2544	0,3800	0	1
35	25	27	0,1093	0,2087	0	1
36	28	27	0	0,3960	0	0,9680
37	27	29	0,2198	0,4153	0	1
38	27	30	0,3202	0,6027	0	1
39	29	30	0,2399	0,4533	0	1
40	8	28	0,0636	0,2000	0,0214	1
41	6	28	0,0169	0,0599	0,0650	1

Tableau C.3 Le Coût de combustible [174].

Gén/ Coût	Coût de combustible (\$/MW)
<i>G1</i>	80
<i>G2</i>	80
<i>G3</i>	5
<i>G5</i>	5
<i>G11</i>	5
<i>G13</i>	5

Tableau C.4 Caractéristique de réseau électrique IEEE 30 JB [173].

Gén	MUT (Heure)	MDT (Heure)	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$	Cout de démarrage(\$)
<i>G1</i>	5	3	50	200	70
<i>G2</i>	4	2	20	80	74
<i>G5</i>	3	2	15	50	50
<i>G8</i>	3	2	10	35	110
<i>G11</i>	1	1	10	30	72
<i>G13</i>	4	2	12	40	40

Références Bibliographiques

- [1] T. Tameghe, Contribution à la mise en œuvre et à la commande d'un micro-réseau de cogénération modulaire (injection de puissance et stabilisation de fréquence). Thèse de doctorat, Université Québec – Chicoutimi, Canada, 2019.
- [2] M.&Shahbaz, C. Raghutla, K. R. Chittedi, Z. Jiao, X. V. Vo, The Effect of Renewable Energy Consumption on Economic Growth: Evidence from the Renewable Energy Country Attractive Index, *Energy*, Vol.207, p. 118162, 2020.
- [3] H.K. Ringkjøb, Modelling energy systems with variable renewable energy. Thesis for the degree of Philosophies Doctor (PhD), University of Bergen, Norway, 2020.
- [4] P. Bertolini, Advanced accurate and computationally efficient numerical methods for wind turbine rotor blade design. Thesis for the degree of Philosophies Doctor (PhD), Department of wind energy, Technical University, Denmark, 2020.
- [5] J. Li , N. Wang , D. Zhou , W. Hu , Q. Huang , Z. Chen , F. Blaabjerg, Optimal reactive power dispatch of permanent magnet synchronous generator-based wind farm considering levelised production cost minimization, *Renewable Energy*, Vol. 145, pp. 1-12, 2020.
- [6] S.Puchalapalli, B.Singh, A Novel Control Scheme for Wind Turbine Driven DFIG Interfaced to Utility Grid, *IEEE Transactions On Industry Applications*, Vol. 56, No. 3, pp. 2925 – 2937, 2020.
- [7] P. Mukherjee, V.V. Rao, Effective location of SMES for power fluctuation mitigation of grid connected doubly fed induction generator, *Journal of Energy Storage*, Vol.29, p. 101369, 2020,
- [8] H. El Kadi, Fiabilité des systèmes énergétiques multi-sources, Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2019.
- [9] F. Boutlilis, Modélisation et simulation des sources de production décentralisée Application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique, Thèse de Doctorat, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, 2018.
- [10] I. Laouini, La gestion des centrales hydroélectriques en série par balancement des réservoirs, Thèse de Doctorat, Université de Montréal, Canada, 2011.
- [11] E. Amy De La Breteque, Etude du comportement thermique de modules photovoltaïques en vue de la prédiction de leur production électrique sur site. Thèse de Doctorat, Université de Provence, France, 2016.
- [12] A. Missaoui, Etude de la conversion de la biomasse en énergie par un procédé hydrothermal de carbonisation- Caractérisation des produits issus des grignons d'olive, Thèse de Doctorat, Université d'Orléans, France, 2018.
- [13] A. Mercier, Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel, Thèse de Doctorat, Université Grenoble alpes, 2015.
- [14] F. Poitiers, Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne - machine asynchrone à cage autonome - machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau, Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [15] M.m. M. Al anfaf, Contribution à la modélisation et a l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges. Thèse de Doctorat, université de Lorraine, 2017.
- [16] C. Kan, Y.Devrim, S. Eryilmaz, On the theoretical distribution of the wind farm power when there is a correlation between wind speed and wind turbine availability, *Reliability Engineering & System Safety*. Vol.203, p. 107115, 2020.
- [17] K. Ziane, Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'un Parc Éolien, Thèse de Doctorat Université

- d'Oran 2, Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, 2017.
- [18] A. Chemidi, Analyse, modélisation et commande avancée d'une éolienne utilisée dans une ferme, Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaid- Tlemcen, 2014-2015.
- [19] M. Z. Labidine, Etude dynamique et optimisation des pales d'un aérogénérateur, Thèse de Doctorat, Université de Mentouri -Constantine, 2015.
- [20] S. Massoum, Contrôle avec les techniques de l'intelligence artificielle d'une source d'énergie éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation, Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2018.
- [21] A. Bourzami, Contribution à l'étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l'électricité dérégulé en présence des sources d'énergie renouvelable par la logique floue, Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas Sétif 1, 2019.
- [22] R. Aubrée, Stratégies de commande sans capteur et de gestion de l'énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance, Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2014.
- [23] W. Shepherd, L. Zhang, Electricity Generation Using Wind Power, by World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd, 2011.
- [24] N. Zerzouri, Etude de l'effet de défaut sur le comportement dynamique de la machine asynchrone, Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar Annaba 2016.
- [25] P. Jaohindy, Modélisation des systèmes éoliens verticaux intégrés aux bâtiments : modélisation du couple production / Bâtiment, Thèse de Doctorat, Université de La Réunion, 2012.
- [26] N. Cherfia, Etude d'une Chaîne de Conversion de l'Energie Eolienne, Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri de Constantine, 2018.
- [27] D. Rekioua, Wind Power Electric Systems Modeling, Simulation and Control, Springer London Heidelberg New York Dordrecht, 2014.
- [28] R. Aubrée, Stratégies de commande sans capteur et de gestion de l'énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance, Thèse de Doctorat, Université de Nantes Angers Le Mans, 2014.
- [29] C. Khélifi, Contrôle non destructif des machines tournantes : application a une éolienne a axe vertical, Thèse de Doctorat, Université des sciences et de la technologie Mohammed Boudiaf d'Oran, 2015.
- [30] D. Mida, Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Energie Electrique Hybride Eolien – Photovoltaïque, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2019.
- [31] N. Akermi, Etude prédictive des performances aérodynamique d'une éolienne Darrieus par un modèle instationnaire à six degrés de liberté, Thèse de Doctorat, Université des sciences et de la technologie Mohammed Boudiaf d'Oran, 2019.
- [32] B. Belkacem, Contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie d'une source de production décentralisée, Thèse de Doctorat, Université des sciences et de la technologie Mohammed Boudiaf d'Oran, 2019.
- [33] Nordex N70 - 1,50 MW - Éolienne (wind-turbine-models.com).
- [34] R. Cheikh, Etude et Commande d'une Eolienne à base d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents et d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2018.
- [35] Y. Djeriri, Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle, Thèse de Doctorat Université Djilali Liabes De Sidi-Bel-Abbes, 2015.
- [36] A. Said, Amélioration de la commande d'un système éolien à base d'une machine MADA utilisant les techniques intelligentes, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf - M'Sila, 2019.

-
- [37] D. Xu, F. Blaabjerg, W. Chen, N. Zhu, Advanced control of doubly fed induction generator for wind power systems, published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2018.
- [38] M.H. Hague, Evaluation of power flow solutions with fixed speed wind turbine generating systems”, Energy Conversion and Management, Vol. 79, pp. 511-518, 2014.
- [39] G. A. J. L. Miguel, A. R. Luis Marroyo Grzegorz Iwanski, Doubly Fed Induction Machine Modeling and Control for wind energy generation, Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011.
- [40] M. Debbache, Amélioration de la performance de pale éolienne par considération des paramètres locaux et prend en compte les phénomènes des pertes, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2018.
- [41] T. Ghennam, Supervision d’une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d’un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation, Thèse de Doctorat, L’école centrale de Lille et l’école militaire polytechnique d’Alger, 2011.
- [42] B.H. Merabet, Contribution à l’étude et la commande d’une éolienne pour la production de l’énergie électrique, Thèse de Doctorat, Université des sciences et de la technologie d’Oran Mohamed Boudiaf », 2013.
- [43] D. Kairous, Contribution à la commande robuste d’une GADA utilisée dans un système de conversion d’énergie éolienne, Thèse de Doctorat, université de Québec à Chikoutimi, Canada, 2019.
- [44] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O’Malley, R. Watson and O. Anaya-Lara ,Wind Power Integration Connection and system operational aspects, IET Power And Energy series 50, Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom 2007.
- [45] A. Davincy, Participation aux services système de fermes d’éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d’énergie, Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologie de Lille, 2007.
- [46] A. Merzak, Services au système et gestion d’interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore, Thèse de Doctorat, Université du Havre, 2016.
- [47] L. M. R. Gomez, Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques, Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2013.
- [48] S. Deep, A. Sarkar, M. Ghawat, M. K. Rajak, Estimation of the wind energy potential for coastal locations in India using the Weibull model”, Renewable Energy. Vol. 161, pp. 319-339, 2020.
- [49] J.F. Manwell, J.G. Mcgowan, A .L. Rogers, Wind Energy Explained, Theory, Design and Application”, Second Edition, John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [50] A. Tir, Contribution à l’Étude d’une Machine Asynchrone à Double Alimentation sans Balais en vue de son Application dans le Domaine de l’Energie Eolienne, Thèse de Doctorat, Université Hadj Lakhdar Batna, 2014.
- [51] M. Abolvafaei, S. Ganjefar, Maximum power extraction from fractional order doubly fed induction generator based wind turbines using homotopy singular perturbation method , International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol.119,p. 105889, 2020.
- [52] N.H. Saad, A. A. El-Sattar , M. E. Metally, Artificial neural controller for torque ripple control and maximum power extraction for wind system driven by switched reluctance generator, Ain Shams Engineering Journal. Vol. 9, Issue.4, pp. 2255-2264, 2018.
- [53] H. Wang, Y. Liu, B. Zhou, N. Voropai, G. Cao, Y. Jia , E. Barakhtenko ,Advanced adaptive frequency support scheme for DFIG under cyber uncertainty, Renewable Energy, Vol. 161,pp. 98-109,2020.
- [54] X. Zhang, Yunlong, Chen, Yixian, Wang , Xiaobing, Zha , Shuai Yue , Xueting, Cheng , Lei, Gao, Deloading Power Coordinated Distribution Method for Frequency Regulation by Wind Farms Considering Wind Speed Differences, IEEE Access. Vol. 7, pp. 122573 - 122582, 2019.
-

-
- [55] F. Tartari, T. Nishino, Numerical study on the limit of power extraction by a dense cross-stream array of wind turbines”, *European Journal of Mechanics - B/Fluids*, Vol. 65, pp. 350-358, 2017.
- [56] S. El Aïmani, Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension, Thèse de Doctorat de l'école centrale de LILLE et de l'université des sciences et technologie de LILLE, 2004.
- [57] A. Lakhdari, Contribution à la Commande du Flux d'Énergie dans les Smart Grids, Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas Sétif 1, 2020.
- [58] M. Soliman, Model Predictive Control of DFIG-Based Wind Power Generation Systems, Thesis of Doctor of philosophy, Department of electrical and computer engineering Calgary, Alberta, 2013.
- [59] S. Ghosh, , Y.J. Isbeih, R. Bhattarai, M. S. El Moursi, E. El-Saadany, S. Kamalasan, A Dynamic Coordination Control Architecture for Reactive Power Capability Enhancement of the DFIG-based Wind Power Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems* , Vol.35, Issue.4, pp. 3051 – 3064 , 2020.
- [60] A. Chaïba, Commande de la machine asynchrone à double alimentation par des techniques de l'intelligence artificielle, Thèse de Doctorat, Université de Batna, 2010.
- [61] F. Kaddour, Systèmes des énergies renouvelables et leurs intégrations dans les réseaux électriques, Thèse de Doctorat en science, Université des sciences et de la Technologie Mouhamed Boudiaf d'Oran, 2017.
- [62] L. Riachy, Contribution à la commande d'un onduleur multiniveaux, destinée aux énergies renouvelables, en vue de réduire le déséquilibre dans les réseaux électriques, Thèse de Doctorat, Normandie université, 2018.
- [63] F.Z. Belaimeche, Contribution à la commande d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) dédié à l'énergie renouvelable, Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi-bel-Abbes, 2018.
- [64] A. Zemmit, Contribution à la commande de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) par les techniques intelligentes, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf –Msila, 2017.
- [65] F. Senani, La Machine Asynchrone à Double Alimentation : Stratégies de Commande et Applications, Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri de Constantine 1, 2018.
- [66] A.K. Guediri, Etude et commande d'une chaîne de conversion éolienne moyenne puissance raccordée au réseau moyenne tension, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2017.
- [67] K. Loukal, Commande Robuste des Machines Asynchrones à Double Alimentation à Base des systèmes Flous Type Deux, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf de M'Sila 2017.
- [68] H. Bekhada, Commande robuste d'un aérogénérateur à base de machine asynchrone à double alimentation pilotée par un convertisseur matriciel, Thèse de Doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, 2018.
- [69] A. M. Kassem, K. M. Hasaneen, A. M. Yousef, Dynamic modeling and robust power control of DFIG driven by wind turbine at infinite grid, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Vol. 44, Issue.1, pp. 375-382, 2013.
- [70] P. Li, L. Xiong, F. Wu, M. Ma, J. Wang, Sliding mode controller based on feedback linearization for damping of subsynchronous control interaction in DFIG-based wind power plants, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol 107, pp. 239-250, 2019.
- [71] M. Ashglaf, Développement de concepts d'hybridation pour les systèmes éoliens / hydroliens à axe horizontal utilisant des similitudes fonctionnelles et méthodes d'émulation avancées en temps réel, Thèse de Doctorat, Université du Havre, 2019.
- [72] A. Kadri, H. Marzougui, A. Aouiti, F. Bacha, Energy management and control strategy for a DFIG wind turbine/fuel cell hybrid system with super capacitor storage system, *Energy*. Vol 192,
-

- pp.116518, 2020,
- [73] I. Yaichi, Contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie électrique d'un système éolien basé sur la MADA, Thèse Doctorat, Université Djillali Liabes De Sidi-Bel-Abbes, 2019.
- [74] T. Ghennama, K. Aliouane, F. Akel. Francois, E.M. Berkouk, Advanced control system of DFIG based wind generators for reactive power production and integration in a wind farm dispatching, *Energy Conversion and Management*. Vol. 105, pp. 240-250, 2015.
- [75] Q. Wu, Y. Sun, *Modeling and Modern Control of Wind Power*, John Wiley & Sons Ltd, 2018.
- [76] A. boukhelifa, Les éléments d'optimisation du pilotage d'une machine asynchrone en vue d'un contrôle vectoriel, Thèse de Doctorat, École Nationale Polytechnique d'Alger, 2007.
- [77] A. Herizi, Amélioration des performances de la commande non linéaire robuste d'un moteur asynchrone à double alimentation "MADA", Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf - M'Sila, 2021.
- [78] B. Kelkoul, A. Boumediene, 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, pp. 118871, 2021.
- [79] L. Djilal, H.Caballero-Barragán, L.P.Osuna, E. N.Sanchez, A.G.Loukianov, Neural Sliding Mode Control of a DFIG Based Wind Turbine with Measurement Delay, *IFAC-Papers On Line*. Vol. 51, Issue. 13, pp. 456-461, 2018.
- [80] M. Loucif, Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur, Thèse de Doctorat, Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen, 2016.
- [81] S. Louarem, S.Belkhiat, D.E.C, Belkhiat, A Control Method using PI/Fuzzy Controllers Based DFIG in Wind Energy Conversion System, *IEEE Grenoble Conference*, 2013.
- [82] J. Wanga, D. Bo, Q. Miao, Z. Li, X. Wud, D. Lv, Maximum power point tracking control for a doubly fed induction generator wind energy conversion system based on multivariable adaptive supertwisting approach, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.124, pp. 106347, 2021.
- [83] Y. Bekakra, Contribution à l'Etude et à la Commande Robuste d'un Aérogénérateur Asynchrone à Double Alimentation, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2014.
- [84] S. Azzouz, Amélioration de la commande d'un système éolien à base d'une machine MADA utilisant les techniques intelligentes, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Boudiaf - M'Sila, 2019.
- [85] M. El Azzaoui, H. Mahmoudi, Fuzzy-PI control of a doubly fed induction generator-based wind power system, *International Journal of Automation and Control*, Vol.11, No.1, pp.54 – 66, 2017.
- [86] S. Louarem, D.E.C. Belkhiat, T. Bouktir, S. Belkhiat, An Efficient Active and Reactive Power Control of DFIG for a Wind Power Generator, Vol. 9, Issue. 5, pp. 4775-4782, 2019.
- [87] I.N. d.Silva, D. H. Spatti, R. A. Flauzino, L. H. B. Liboni, Silas Franco dos Reis Alves, *Artificial Neural Networks A Practical Course*, Springer International Publishing Switzerland, 2017.
- [88] A. Chamekh, Optimisation des procédés de mise en forme par les réseaux de neurones artificiels, Thèse de Doctorat, Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers, France 2007.
- [89] B. Derras, Contribution des données accélérométriques de KiKNet à la prédiction du mouvement sismique par l'approche neuronale avec la prise en compte des effets de site, Thèse de Doctorat, Université Aboubekr Belkhaïd Tlemcen, 2011.
- [90] C.M. Rocha-Osorio, J.S. Solís-Chaves, I.R.S. Casella, C.E. Capovilla, J.L. Azcue Puma, A.J. Sguarezi Filho, GPRS/EGPRS standards applied to DTC of a DFIG using fuzzy – PI controllers, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol.93, pp. 365-373, 2017.
- [91] G. Salloum, Contribution à la commande robuste de la machine asynchrone à double alimentation, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007.

-
- [92] Duc, Gïlles , Font, St phanc , Commande H_∞ et μ analyse des outils pour la robustesse, Paris, Hermès Science Publications, 1999.
- [93] S. Ozana, P. Vojcinak, M. Pies, R. Hajovsky, Control Design of Mixed Sensitivity Problem for Educational Model of Helicopter, Control Engineering, Vol.12, N 5, pp.488-500, 2014.
- [94] N. Abroug, Commande robuste multi-variable des systèmes de comanipulation, Thèse de Doctorat, Université De Strasbourg, 2018.
- [95] T. Amieur, Robustification d'un contrôleur fractionnaire par l'introduction de l'ordre non entier dans le critère de la sensibilité mixte, Thèse de Doctorat, Université 8 Mai 1945 – Guelma, 2017.
- [96] C. Gauthier, Commande multivariable de la pression d'injection dans un moteur diesel common rail, Thèse de Doctorat, INP Grenoble, 2007.
- [97] H. Benderradji, Contribution à la Commande Robuste de la Machine   Induction, Thèse de Doctorat, Université de Batna , 2013.
- [98] O. M. M. Vall, Mixed sensitivity H_∞ control for LTI systems with varying time delays, Journal of Systems Engineering and Electronics, Vol. 29, No. 3, pp.611 – 617, 2018.
- [99] H.I. Ali, H-infinity Model Reference Controller Design for Magnetic Levitation System, Engineering and Technology Journal, Vol. 36, Part A, No. 1, 2018.
- [100] M. Cosson, Stabilité du réseau électrique de distribution. Analyse du point de vue automatique d'un système complexe, Thèse Doctorat, Université Paris-Saclay, 2016.
- [101] S. Kherfane, Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisée par une liaison HVDC hybride, Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi Bel-Abbes, 2019.
- [102] H. Alkhatib, Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique, Thèse de Doctorat, Université Paul Cezanne d'Aix-Marseille, 2008.
- [103] P. Kundur, et tout, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems , Vol.19, Issue. 3, pp. 1387 – 1401, 2004.
- [104] A. Zerigui, Répartition optimale de la production électrique avec une contrainte de stabilité transitoire établie par une approche statistique, Thèse de Doctorat, Ecole de technologie supérieure, université du Québec, 2015.
- [105] A. A. Sallam ,O.P. Malik, Power System Stability, Modelling, analysis and control , Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, The Institution of Engineering and Technology 2015.
- [106] J. Machowski , Z. Lubosny , J. W. Bialek , Janusz W. Bialek ,Power System Dynamics Stability and Control, John Wiley & Sons Ltd, 2020.
- [107] C. Praing, Stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignés en période de forte croissance, Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 2000.
- [108] S. Touil, Etude de la stabilité aux petites perturbations dans grands réseaux électrique par diff rent technique avancé, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2018.
- [109] H. Suprême, Détection en temps réel de l'instabilité transitoire des réseaux électriques avec les mesures synchronisées de phaseurs, Thèse de Doctorat,  cole de technologie supérieure université du Québec, 2017.
- [110] N. Benalia, Etude de la stabilité de tension par les systemes multi_agents (SMA), Thèse de Doctorat, Universite Badji Mokhtar- Annaba, 2011.
- [111] W. Lu, Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité, Thèse de Doctorat, Institut Polytechnique de Grenoble, 2009.
-

-
- [112] A. Gacem, *Commande Robuste d'un Dispositif FACTS par les Méthodes Métaheuristiques pour la Stabilité de Tension d'un Réseau Electrique*, Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2019.
- [113] S. Messalti, *Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute tension (HVDC-FACTS)*, Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbes Sétif 1, 2011.
- [114] Y. H. Song, A.T. Johns, *Flexible Ac Transmission Systems (FACTS)*. Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2008.
- [115] K. Merini, *Contribution à l'amélioration des méthodes évolutionnaires pour la répartition optimale des puissances: application dans un réseau d'énergie électrique avec et sans FACTS*, Thèse de Doctorat, Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2017.
- [116] Y. Magnoun, *Placement optimal de dispositif FACTs dans un réseau de puissance*. Thèse de Doctorat, Conservatoire national des arts et metiers, centre du Maroc, 2014.
- [117] Y. Muhammad, R. Khan, M.A. Z. Raja, F. Ullah, N. I. Chaudhary, Y. He, *Solution of optimal reactive power dispatch with FACTS devices: A survey*, Energy reports, Vol.6, pp. 2211-2229, 2020.
- [118] S. Chirantan, S. Swain, P.C. Panda, R. Jena, *Enhancement of Power Profiles By Various FACTS Devices In Power System*, Proceedings of the 2nd International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES 2017) IEEE Xplore Compliant - Part Number:CFP17AWO-ART, ISBN:978-1-5090-5013-0.
- [119] R. Arora, V. K. Tayal, H.P. Singh, *Series FACTS Controllers for Power Oscillations Damping of Power System*, Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE) , 2017.
- [120] S. Singh, S.P. Jaiswal, *Enhancement of ATC of micro grid by optimal placement of TCSC*, Materials Today: Proceedings 2020.
- [121] A. Ghorbani, H. Mehrjerdi, H. Heydari, S. Ghanimati, *A pilot protection algorithm for TCSC compensated transmission line with accurate fault location capability*, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 122, p.106191, 2020.
- [122] V. Durković, A. S. Savić, *ATC enhancement using TCSC device regarding uncertainty of realization one of two simultaneous transactions*, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 115, pp. 105497, 2020.
- [123] G.Hug-Glanzmann, *Coordinated Power Flow Control to Enhance Steady-State Security in Power Systems* ,Thèse de Doctorat, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2008.
- [124] S. Fetissi, *Impacts de l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau de transport HTB*, Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri de Constantine, 2018.
- [125] W. Aslam, Y.XU, A. Siddique, A. Rehman, A. Azhar, A. A.Almani, *Numerical Examination of 132 / 11 KV Sub Station through SVC FACTS device for Voltage Enhancement*, International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies – iCoMET 2019.
- [126] B. Andersen, S. L. Nilsson, *Flexible AC Transmission Systems: FACTS*, Springer International Publishing, 2020.
- [127] A.M. Baraeen, Hussain N. Al-Duwaish, "Coordinated Design of a Fuzzy Logic Power System Stabilizer and an SVC-based Stabilizer for SingleMachine Infinite-Bus Power System", 5th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT'18), Thessaloniki, , 2018.
- [128] R. Jena, S.C. Swain, R. Dash, *Power flow simulation & voltage control in a SPV IEEE-5 bus system based on SVC*, Materials Today: Proceedings, 2020.
- [129] R.Jena , S. Chirantan , S.C.Swain, P.C.Panda, *Load Flow Analysis And Optimal Allocation of SVC In Nine Bus Power System*, IEEE International Conference on Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP-2018), March 28-30, 2018, Bhubaneswar, India.
-

-
- [130] A. AL Ahmad, R. Sirjani, Optimal placement and sizing of multi-type FACTS devices in power systems using metaheuristic optimisation techniques: An updated review, *Ain Shams Engineering Journal*, Vol.11, Issue .3, pp. 611-628, 2020.
- [131] O. Herbadji, Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présence des Multi-FACTS par des méthodes métaheuristiques hybrides, Thèse de Doctorat Université Ferhat Abbas Sétif 1, 2019.
- [132] U. K. Rathod, B. Modi, Simulation and Analysis of Various Configuration of MMC for New Generation STATCOM, 8th International Conference on Computing, Communication and Networking Technologies (ICCCNT), 2017.
- [133] A. Raju, E.P. Cheriyan, R. Ramchand, Nearly Constant Switching Frequency Hysteresis Current Controller for Multilevel Inverter based STATCOM, IEEE Region 10 Conference (TENCON), 2019.
- [134] M. Yahiaoui, Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS, Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'Oran, 2014.
- [135] O.O. Mengi, Comparison of MPC based advanced hybrid controllers for STATCOM in medium scale PEM fuel cell systems", *International Journal of Hydrogen Energy* ,Vol.45, Issue .43, pp. 23327-23342. 2020.
- [136] B. Larbi, Placement Des Dispositifs « D-FACTS » et Contrôle Des Tensions Dans Un Réseau de Distribution, Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'Oran, 2010.
- [137] B. .V. Kumar, V. Ramaiah, Enhancement of dynamic stability by optimal location and capacity of UPFC: A hybrid approach", *Energy*, Vol. 190, p. 116464, 2020.
- [138] B. V.Kumar, N.V. Srikanth, A hybrid approach for optimal location and capacity of UPFC to improve the dynamic stability of the power system", *Applied Soft Computing*, Vol. 52, pp. 974-986, 2017.
- [139] B. Mahdad, K. Srairi, Adaptive differential search algorithm for optimal location of distributed generation in the presence of SVC for power loss reduction in distribution system", *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol.19, Issue 3,pp.1266-1282. 2016,
- [140] B. Singh, R. Kumar, A comprehensive survey on enhancement of system performances by using different types of FACTS controllers in power systems with static and realistic load models, *Energy Reports* , Vol.6, pp. 55–79, 2020.
- [141] R. Benabid, M. Boudour b, M.A. Abido, Optimal location and setting of SVC and TCSC devices using non-dominated sorting particle swarm optimization, Vol.79, Issue.12, *Electric Power Systems Research*, pp. 1668–1677, 2009.
- [142] E.Acha, H. Ambriz-Pérez ,C. Angeles-Camacho, *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, 2004.
- [143] S.K. Mishra, A neuro-wavelet approach for the performance improvement in SVC integrated wind-fed transmission line, *Ain Shams Engineering Journal*, 599–611. Vol.10, Issue. 3,pp. 599-611,2019,
- [144] S. Dawn, P.K. Tiwari, A. K. Goswami, An approach for long term economic operations of competitive power market by optimal combined scheduling of wind turbines and FACTS controllers, *Energy* , Vol.181, pp. 709-723, 2019.
- [145] C. Rottner, Combinatorial aspects of the Unit Commitment Problem, Thèse de Doctorat, Université Sorbonne, 2018.
- [146] S. Pineda, R. Fernández-Blanco, Juan. M. Morales, Time-Adaptive Unit Commitment, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 43, Issue.5, pp. 3869 – 3878, 2019.
- [147] A. Bhadoria , S. Marwaha, V. K. Kamboj , An optimum forceful generation scheduling and unit commitment of thermal power system using sine cosine algorithm, Vol.32. pp. 2785–2814, 2020.
-

-
- [148] V.K. Kamboj, S.K. Bath, J.S. Dhillon, Implementation of hybrid harmony search/random search algorithm for single area unit commitment problem, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol.77, pp. 228-249 , 2016.
- [149] S. Maghsudlu, S.Mohammadi, Optimal Scheduled Unit Commitment Considering Wind Uncertainty Using Cuckoo Search Algorithm, , *Iranian Journal of optimization*, Vol. 8, Issue.1,pp. 17-27, 2016.
- [150] Z.Wang, J.Zhang, Y. Zhang, C.Huang, L.Wang, Short-Term Wind Speed Forecasting Based on Information of Neighboring Wind Farms, *Artificial Intelligence Technologies for Electric Power Systems*, Vol.8, pp. 16760 – 16770, 2020.
- [151] D. Ortiz-villalba; J. Vega-Herrera; J. Llanos-Proaño; C. Mayol-Cotapos ,Stochastic Unit Commitment with Transmission Constraint Using Self-Organized Maps (SOM) for Scenarios Reduction, 2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), 14-16 Nov. 2018.
- [152] C.Ning, F.You, Data-Driven Adaptive Robust Unit Commitment under Wind Power Uncertainty: A Bayesian Nonparametric Approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.34, Issue.3, pp. 2409 – 2418, 2019.
- [153] Y. Zhang , J.Wang , Tao Ding ,X.Wang, Conditional value at risk-based stochastic unit commitment considering the uncertainty of wind power generation, Vol.12, Issue.2, pp. 482 – 489 , 2018.
- [154] G. Morales-España, R. Baldick, J. García-González; A. Ramos, Power-Capacity and Ramp-Capability Reserves for Wind Integration in Power-Based UC, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* ,Vol.7, Issue. 2, pp. 614 - 624, 2016.
- [155] G.W. Chang; Y.D. Tsai; C.Y. Lai; J.S. Chung, A practical mixed integer linear programming based approach for unit commitment, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004.
- [156] A. Tuohy, P. Meibom, E.Denny, M. O'Malley, Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration, *IEEE Transactions on Power Systems* Vol.24, Issue. 2, pp. 592 – 601, 2009.
- [157] P. A. Ruiz, C. R.Philbrick, E. Zak, K.W. Cheung, P. W. Sauer, Uncertainty Management in the Unit Commitment Problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, Issue. 2, pp.642 – 651, 2009.
- [158] B. Venkatesh, Peng Yu, D. Choling; H. B. Goo, Fuzzy milp unit commitment incorporating wind generators, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [159] B.Hu, L.Wu, M. Marwali, On the Robust Solution to SCUC With Load and Wind Uncertainty Correlations , *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.29, Issue.6, pp. 2952 – 2964, 2014.
- [160] J. B.Mogo, I. Kamwa ,Improved deterministic reserve allocation method for multi-area unit scheduling and dispatch under wind uncertainty, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* , Vol. 7, pp.1142–1154,2019.
- [161] M. Ghaljehei, M. I. Golkar, Effect of optimal generation scheduling of compressed air energy storage and wind power generation on economic and technical issues, *Smart Grid Conference (SGC)*, 2017.
- [162] M. Ghaljehei, A. Ahmadian, M. A. Golkar, T.A. A. Elkamel, Stochastic SCUC considering compressed air energy storage and wind power generation: A techno-economic approach with static voltage stability analysis, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* Vol.100, p.p 489-507, 2018.
- [163] M. Hamdy, M. Elshahed, D. Khalil , E. El-d. A. El-zahab , Stochastic Unit Commitment Incorporating Demand Side Management and Optimal Storage Capacity, *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, Vol.3, pp. 559–571, 2019.
- [164] H. Rezaie, M. H. Kazemi-Rahbar, Enhancing voltage stability and LVRT capability of a wind-integrated power system using a fuzzy-based SVC, *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 22 , pp 827–839, 2019.
- [165] F. Berrouk, Répartition optimale des flux énergétiques et impact sur la performance d'un système électrique HT, Thèse de Doctorat, Université 8 Mai 1945 Guelma, 2019.
-

- [166] R. D. Zimmerman; C. E. Murillo-Sanchez; R. J. Thomas, MATPOWER's Extensible Optimal Power Flow Architecture, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009.
- [167] A. J. Lamadrid et al, Using the MATPOWER Optimal Scheduling Tool to Test Power System Operation Methodologies Under Uncertainty, IEEE Transactions on Sustainable Energy. Vol.10, Issue. 3, 2019.
- [168] S. Y. Abujarad , M.W. Mustafa, J.J. Jamian, Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol. 70, pp. 215-223, 2017.
- [169] C. E. Murillo-Sánchez et al ,Secure Planning and Operations of Systems with Stochastic Sources, Energy Storage and Active Demand, IEEE Transactions on Smart Grid ,Vol. 4, Issue. 4, pp. 2220 – 2229, 2013.
- [170] K. Buayai et al, Applied MATPOWER for Power System Optimization Research, Energy Procedia, Vol. 56, pp. 505-509, 2014.
- [171] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, Matpower Optimal Scheduling Tool MOST 1.0.2, User's Manual, 2019.
- [172] I. J. Raglend, N. P. Padhy, Solutions to practical unit commitment problems with operational, power flow and environmental constraints, IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006.
- [173] F.H.Aghdam , M. T. Hagh, Security Constrained Unit Commitment (SCUC) formulation and its solving with Modified Imperialist Competitive Algorithm (MICA), Journal of King Saud University - Engineering Sciences, Vol.31, Issue.3, pp. 253–261, 2019.
- [174] A. Lamadrid, T. D. Mount, R. J. Thomas, Integration of Stochastic Power Generation, Geographical Averaging and Load Response, 46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC),2011.

ملخص:

في هذا العمل ، يتم تحليل دمج طاقة الرياح في شبكة الطاقة ونمذجتها وتحسينها. يتناول الجزء الأول من هذه الأطروحة التحكم المطبق على نظام تحويل طاقة الرياح المجهز بمولد طاقة مزدوج غير متزامن. لقد اعتمدنا طرق تحكم كلاسيكية ومتقدمة (PI، شبكة عصبية، PI-Adaptive غامض، و Infinite H) من أجل التحكم في تبادل الطاقة النشطة والمتفاعلة الناتجة عن الجهاز غير المتزامن المتصل بالشبكة الكهربائية ولضمان عملية النظام الصحيح.

يجمع الجزء الثاني المساهمات الرئيسية لتحسين كفاءة شبكات اختبار IEEE 30 JB من خلال دمج أنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب FACTS ومصادر طاقة الرياح المتجددة، مع مراعاة تبديل وحدات الإنتاج خلال 24 ساعة. لقد سمح لنا استخدام معوض الثابت الاستاتيكية بتقليل الخسائر النشطة الكلية وتحسين ملامح الجهد عند مستويات قضيب النقل مع زيادة الحمل.

كلمات مفتاحية: طاقة الرياح، مدى التحكم، أنظمة مرنة للنقل بالتيار المتناوب، المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة (SVC) ، التزام الوحدة.

Résumé :

Dans ce travail, l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique est analysée, modélisée et optimisée. La première partie de la thèse traite la commande appliquée au système de conversion d'énergie éolienne équipée d'une génératrice asynchrone à double alimentation (MADA). Nous avons adopté des méthodes de contrôles classiques et avancées (PI, réseau neuronal, PI-Adaptatif flou, et H infini) afin de contrôler l'échange des puissances active et réactive générées par la machine asynchrone raccordée au réseau électrique et pour garantir le bon fonctionnement du système.

La deuxième partie regroupe les principales contributions pour l'amélioration de l'efficacité des réseaux électriques de test IEEE 30 JB par l'intégration des systèmes FACTS et des sources renouvelables éoliennes en tenant compte de la commutation des unités de production durant les 24 heures. L'utilisation d'un compensateur statique de la puissance nous a permis de minimiser les pertes actives totales et améliorer les profils de tension aux niveaux des jeux de barres lors de l'augmentation de la charge.

Mots Clés : Energie éolienne, Commande de la MADA, FACTS , SVC, Commutation des unités de production.

Abstract:

In this work, the integration of wind energy into the power grid is analyzed, modeled and optimized. The first part of the thesis deals with the control applied to the wind energy conversion system equipped with a doubly fed induction generator (DFIG). We have adopted classical and advanced control methods (PI, neural network, Adaptive Fuzzy PI, and H-infinity) in order to control the exchange of active and reactive power generated by the asynchronous machine connected to the electrical network and to guarantee the correct system operation. The second part brings together the main contributions for improving the efficiency of IEEE-30 bus test power grids by integrating FACTS systems and renewable wind sources taking into account the switching of production units during 24 hours. The use of a static power compensator allowed us to minimize total active losses and improve voltage profiles at bus bar levels as the load increases.

Key Words : Wind energy, DFIG control, FACTS devices ,SVC, unit commitment.