

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس 1 - سطيف

UNIVERSITE de SETIF1

UFAS (ALGERIE)

كلية التكنولوجيا

Faculté de Technologie

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux électriques

Par :

Melle. BRIK Nacira

Thème

Etude de l'importance du stabilisateur de système de puissance (PSS) en présence des fermes éoliennes à vitesse variable

Soutenu le 24 /06/2012 devant la commission d'examen composée de :

M. BAYADI	Abdelhafid	Professeur à l'Université de Sétif	Président
M. GHERBI	Ahmed	Professeur à l'Université de Sétif	Rapporteur
M. RADJELI	Hammoud	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examinateur
M. HACHEMI	Mabrouk	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examinateur

JE DÉDIE CE MODESTE TRAVAIL,

A mes chers parents

A mes très chères frères : Abd el Hafid, Ramzi et Yaakoub

A mes très chères sœurs : Nadjwa et Soumia

A ma famille et tous mes amis

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu Pr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire, pour m'avoir proposé ce sujet de magister et de m'avoir aidé par ses idées et ses conseils durant toutes les étapes de réalisation de ce travail.

Je remercie vivement tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- Pr. BAYADI Abdelhafid : pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.
- Dr. RADJELI Hammoud le chef de département d'électrotechnique, pour avoir accepté sa participation au jury de ce mémoire
- Dr. HACHEMI Mabrouk pour avoir accepté d'être examinateur de ce mémoire et pour sa participation au jury.

J'exprime aussi ma gratitude à mes collègues de l'université pour leur soutien et leur aide surtout les membres de l'équipe de recherche dirigé par mon encadreur. Je remercie spécialement mes collègues T. M. Yaakoub, A. Mohammed, M. Madiha pour leur aide et me soutenir et je remercie très spécialement Hasan Alkhatib, qui m'a bien aidé dans mon mémoire.

Je remercie également mes enseignants pour leurs efforts durant toutes mes années d'étude à l'université et pour leurs soutiens durant la réalisation de ce mémoire.

Enfin, je remercie toute personne de près ou de loin qui a participé pour rendre ce travail réalisable et présentable.

Sétif, le 24 /06/2012

N. BRIK

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	I
<i>Chapitre 01</i>	<i>4</i>
GENERALITES SUR LES SYSTEMES EOLIENS.....	4
1.1. Introduction	4
1.2. Quelques notions sur le vent	4
1.3. Définition de l'énergie éolienne	5
1.4. Principaux composants d'une éolienne.....	6
1.4.1. Tour.....	6
1.4.2. Rotor	6
1.4.3. Nacelle.....	6
1.5. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	8
1.6. Différents types d'éoliennes	8
1.6.1. Eoliennes à axe vertical	8
1.6.2. Eoliennes à axe horizontal.....	10
1.7. Tailles des éoliennes à axe horizontal	11
1.8. Puissance aérodynamique capturée par l'éolienne.....	11
1.9. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....	14
1.9.1. Système d'orientation des pales "Pitch Control"	15
1.9.2. Système à décrochage aérodynamique "Stall control "	17
1.10. Machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens.....	17
1.10.1. Générateur Synchrone.....	18
1.10.2. Générateur asynchrone.....	19
1.11. Modélisation d'une éolienne à vitesse variable.....	23
1.11.1. Modèle du vent	23
1.11.2. Modèle de la turbine.....	24
1.11.3. Description et modélisation de la MADA.....	26
1.12. Conclusion.....	33
<i>Chapitre 02</i>	<i>35</i>
STABILITE DU SYSTEME DE PUISSANCE.....	35
2.1. Introduction	35
2.2. Définition de la stabilité des systèmes de puissance	35

2.3. Classification de la stabilité des systèmes de puissance.....	35
2.3.1. Stabilité de l'angle rotorique	36
2.3.2. Stabilité de tension	43
2.3.3. Stabilité de fréquence.....	43
2.4. Amélioration de la stabilité.....	43
2.4.1. Amélioration de la stabilité par les PSS.....	44
2.4.2. Amélioration de la stabilité par les dispositifs FACTS.....	44
2.5. Conclusion	44

Chapitre 03..... 45

STABILISATEURS DE SYSTEME DE PUISSANCE45

3.1. Introduction	45
3.2. Différents types d'oscillations à faibles fréquences	45
3.2.1. Modes électromécaniques.....	46
3.2.2. Modes électriques	46
3.2.3. Modes mécaniques	46
3.3. Amortissement des oscillations de puissances	46
3.4. Stabilisateur de système de puissance	47
3.4.1. Rôle du PSS.....	47
3.4.2. Différentes configurations du PSS.....	47
3.4.3. Modèle du PSS.....	48
3.5. PSS Multi Bandes.....	50
3.5.1. Synthèse de la vitesse du rotor.....	50
3.5.2. Fonction de transfert du stabilisateur	51
3.6. PSS basé sur la logique floue (FPSS).....	52
3.7. Conclusion	53

Chapitre 04..... 54

IMPACT DES PSS SUR LA STABILITE DES RESEAUX EN PRESENCE D'UNE FERME EOLIENNE54

4.1. Introduction	54
4.2. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques.....	54
4.3. Réseau test.....	55
4.4. Conception du stabilisateur de système de puissance étudié	56
4.4.1. Fonction d'appartenance	56
4.4.2. Règles floues.....	57

4.4.3. Calcul des gains	58
4.5. Simulation	59
4.5.1. Système sans PSS.....	60
4.5.2. Système avec PSS conventionnel.....	61
4.5.3. Système avec PSS multi-bandes.....	65
4.5.4. Système avec PSS basé sur la logique floue.....	66
4.6. Conclusion	68
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	69

Liste des figures

Figure 1.1. Capacité mondiale en énergie éolienne installée [MW]	5
Figure 1.2. Principaux composants d'une éolienne	6
Figure 1.3. Eléments consécutifs de la nacelle	7
Figure 1.4. Rotor de SAVONIUS.....	8
Figure 1.5. Rotor de DARRIEUS	9
Figure 1.6. Éoliennes à axe horizontal.....	10
Figure 1.7. Evolution de la taille des éoliennes avec la puissance fournie	11
Figure 1.8. Théorie de BETZ	12
Figure 1.9. Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse du vent.....	13
Figure 1.10. Puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent	15
Figure 1.11. Variation de l'angle de calage d'une pale	16
Figure 1.12. Allure de coefficient C_P de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β	16
Figure 1.13. Système de régulation par décrochage aérodynamique.....	17
Figure 1.14. Machine synchrone connectée directement au réseau	18
Figure 1.15. Machine synchrone connectée au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.....	18
Figure 1.16. Éolienne directement connectée au réseau.....	20
Figure 1.17. MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée	21
Figure 1.18. Structure de KRAMER.....	21
Figure 1.19. Structure de SCHERBIUS avec Cycloconvertisseur.....	22
Figure 1.20. Structure de SCHERBIUS.....	23
Figure 1.21. Vent simulé : gisement EDF « canal des dunes » amplifié.....	24
Figure 1.22. Schéma de la turbine éolienne.....	24
Figure 1.23. Représentation schématique d'une machine asynchrone double alimentée	27
Figure 1.24. Moteur en mode hypo-synchrone	27
Figure 1.25. Moteur en mode hyper-synchrone.....	27
Figure 1.26. Génératrice en mode hypo-synchrone	28
Figure 1.27. Génératrice en mode hyper-synchrone	28
Figure 1.28. Passage du triphasé au biphasé	31
Figure 2.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	36
Figure 2.2. Variation d'angle rotorique	38
Figure 2.3. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini	39
Figure 2.4. Relation puissance-angle rotorique.....	39

Figure 2.5. Variation d'angle rotorique.....	40
Figure 2.6. Evolution de puissance en fonction des angles rotoriques	41
Figure 3.1. PSS conventionnelle	48
Figure 3.2. PSS Multi-Bandes.....	50
Figure 3.3. Capteur de vitesse du rotor.....	51
Figure 3.4. Structure de conception de FPSS	52
Figure 4.1. Réseau test à 5 jeux de barres avec l'intégration de ferme éolienne à vitesse variable.....	55
Figure 4.2. Fonction d'appartenance d'entrée	56
Figure 4.3. Fonction d'appartenance de sortie	57
Figure 4.4. Première étape du travail avec la boîte à outils « Simulink Design Optimisation ».....	58
Figure 4.5. Deuxième étape du travail avec la boîte à outils « Simulink Design Optimisation ».....	59
Figure 4.6. Réponses temporelles des générateurs (sans PSS)	60
Figure 4.7. Puissance en (MW) et tension en (p.u) de l'éolienne (sans PSS)	61
Figure 4.8. Réponses temporelles des générateurs (avec CPSS).....	62
Figure 4.9. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec CPSS)	62
Figure 4.10. Réponses temporelles des générateurs (avec CPSS).....	63
Figure 4.11. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec CPSS)	63
Figure 4.12. Réponses temporelles des générateurs (avec CPSS).....	64
Figure 4.13. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec CPSS)	65
Figure 4.14. Réponses temporelles des générateurs (avec MB-PSS).....	66
Figure 4.15. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec MB-PSS).....	66
Figure 4.16. Trajectoires des paramètres estimés.....	67
Figure 4.17. Réponses temporelles des générateurs (avec FPSS)	67
Figure 4.18. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec FPSS).....	68

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Échelle Beaufort	5
Tableau 1.2. Classification des turbines éoliennes.	11
Tableau 3.1. Choix de type du PSS.....	48
Tableau 4.1. Règles floues.....	57

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

MAS	Machine Asynchrone
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (transistor bipolaire à grille isolée)
GTO	Gate Turn Off thyristor (le thyristor commandé à l'ouverture)
FACTS	Flexible AC Transmission System
CPSS	Stabilisateur de système de puissance conventionnel
MB-PSS	Stabilisateur de système de puissance multi-bandes
FPSS	Stabilisateur de système de puissance basé sur la logique floue

Symboles

ρ	Densité volumique de l'air. (kg/m^3)
m	Masse de l'air. (kg)
V, V_m, V_2	Vitesses du vent en amont, au niveau et en aval de la turbine éolienne (m/s)
β	Angle d'orientation des pales (deg).
P_t	Puissance captée par la turbine (W)
P_v	Puissance portée par le vent (W)
C_p	Coefficient de puissance. (sans unité)
V_d	Vitesse du vent démarrant la turbine (m/s)
V_n	Vitesse nominale du vent (m/s)
V_{max}	Vitesse maximale du vent (m/s)
Ω_t	Vitesse angulaire de rotation (rad/s)
V	Vitesse du vent (m/s).
λ	Ratio de vitesse. (sans unité)
G	Gain de multiplicateur
C_{mec}	Couple mécanique sur l'axe du générateur (N.m)
Ω_{mec}	Vitesse de rotation du rotor de la génératrice (rad/s)
C_{aer}	Couple aérodynamique (N.m)
C_g	Couple d'entraînant du générateur (N.m)
$J_{turbine}$	Inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice ($Kg.m^2$)
J	Inertie totale ($Kg.m^2$)
C_{vis}	Couple des frottements visqueux (N.m)
f	Coefficient de frottements visqueux
C_{em}	Couple électromagnétique produit par la génératrice (N.m)
R	Résistance électrique (Ω)
v	Tension électrique (V)
i	Courant électrique (A)

Φ	Flux total à travers l'enroulement (web)
θ	Angle entre le repère statorique et le repère rotorique (rad)
V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}	Tensions simples triphasées au stator de la machine (V)
I_{sa}, I_{sb}, I_{sc}	Courants au stator de la machine (A)
$\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$	Flux propres circulants au stator de la machine (web)
V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}	Tensions simples triphasées au rotor de la machine (V)
I_{ra}, I_{rb}, I_{rc}	Courants au rotor de la machine (A)
$\Phi_{ra}, \Phi_{rb}, \Phi_{rc}$	Flux propres circulants au rotor de la machine (web)
R_s	Résistance des enroulements statorique (Ω)
R_r	Résistance des enroulements rotorique (Ω)
l_s	Coefficient d'inductance propre d'un enroulement statorique (H)
M_s	Coefficient d'inductance mutuelle entre deux bobinages statorique (H)
l_r	Coefficient d'inductance propre des enroulements rotoriques (H)
M_r	Coefficient d'inductance mutuelle entre deux enroulements rotoriques (H)
$\mathbf{P}(\psi)$	Matrice de transformation de PARK
θ_s	Angle électrique de stator (rad)
θ_r	Angle électrique de rotor (rad)
\mathbf{V}_{dq0}	Vecteur tension dans le repère de PARK (V)
p	Nombre de paire de pôle
C_r	Couple résistant
f_r	Coefficient de frottement
L_s	Inductance statorique
L_r	Inductance rotorique
M	Inductance mutuelle entre le stator et le rotor
P_s	Puissance active statorique (W)
Q_s	Puissance réactive statorique (VAR)
P_r	Puissance active rotorique (W)
Q_r	Puissance réactive rotorique (VAR)
H	Constante d'inertie
ω_0	Vitesse de synchronisme
P_m	Puissance mécanique fournie au générateur
P_e	Puissance électrique du générateur
V_{PSS}	Signal de sortie du correcteur
K_{PSS}	Gain du correcteur
T_w	Constante de temps du washout
T_1, T_2, T_3, T_4	Constantes de temps avance-retard

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés humaines que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie que sur le développement des activités industrielles [1]. Le problème de tous les jours et dans le monde entier est de répondre à la demande énergétique qui augmente de plus en plus. L'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays qui assurent un coût de production moins élevé a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie. Cette augmentation se traduit, en réalité, par une augmentation des prix du pétrole qui représente la source la plus importante de l'énergie. La réserve mondiale du pétrole diminue de plus en plus, et dans les années qui suivent, il n'y aura pas assez du pétrole pour couvrir la demande. Le climat de la Terre évolue vers le mauvais et les sources naturelles d'eau se raréfient. L'énergie nucléaire n'est pas disponible pour tout le monde pour des raisons politiques ou financières. Son installation coûte chère et peut être dangereuse sur le plan écologique. L'utilisation de ces sources conventionnelles est alors limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement. Pour toutes ces raisons, le monde se dirige vers les sources renouvelables telles que : le soleil, le vent, les courants sous-marins et d'autres pour produire de l'électricité. Actuellement, l'énergie renouvelable ne constitue qu'une petite portion de l'énergie produite mais cette portion va augmenter de plus en plus. Les sources d'énergies renouvelables sont appelées aussi la production décentralisée ou la génération d'énergie dispersée [2].

Depuis des siècles, l'Homme utilise l'énergie éolienne pour faire avancer des bateaux, moulin des grains ou pomper de l'eau. Cette technologie nous sert maintenant à produire de l'électricité. L'énergie éolienne a montré une croissance de 23,6%, la plus basse depuis 2004 et la seconde plus basse de la décennie passée. L'ensemble des éoliennes installées à la fin de 2011 peut produire 240000 MW. La Chine est devenue le premier pays producteur d'énergie éolienne avec 23.23% de la capacité totale installée devant les Etats-Unis et l'Allemagne.

L'ensemble des machines installées en Afrique fin 2010 représente un total de 906 MW (0.5 % du total mondial), dont 155 MW ajoutés en 2010 (169 MW en 2009) dans trois pays : Egypte, Maroc et Afrique du Sud. Bien que l'Afrique soit déjà peu équipée, le taux de croissance de 2010 (20%) reste en dessous de la moyenne mondiale (23.6%) [3]. Dans certains pays, l'éolien est devenu l'une des plus importantes sources d'électricité, donc une partie très importante des systèmes de puissance.

Généralement, un système de puissance peut être soumis à des perturbations de faibles ou de grandes amplitudes. De petites perturbations, sous forme de variations de charges, se produisent continuellement. Le système doit être capable de "répondre" de façon satisfaisante à ces variations. Le système doit également être capable de résister à de nombreuses perturbations d'une nature sévère comme la foudre, la perte d'une unité de génération, un court-circuit sur une ligne de transmission, ...etc. Dans ce cas, si le système est stable, il atteindra un nouvel état d'équilibre. Si le système est instable, cela se traduira, par une augmentation progressive de l'écart entre les angles rotoriques des générateurs ou par une diminution progressive des tensions des jeux de barre du réseau. Un état instable du système pourra conduire à des pannes en cascade et une déconnexion d'une grande partie du réseau électrique.

Les oscillations des systèmes de puissance peuvent être prédites dès la première installation d'un système de puissance. Un système ayant plusieurs générateurs interconnectés, via un réseau de transport, se comporte comme un ensemble de masses interconnectées via un réseau de ressorts et présente des modes d'oscillation multiples. Ces oscillations limitent la capacité de transmission de puissance dans les réseaux électriques. Elles peuvent parfois entraîner une perte de synchronisme ou même un black-out dans le système entier [4].

Le stabilisateur de système de puissance (PSS) est considéré comme une solution peu coûteuse et efficace pour surmonter le problème des oscillations de puissance et améliorer l'amortissement du système. Pour amortir les oscillations de puissance et assurer la stabilité globale du système, il faut choisir l'emplacement du PSS, qui représente un facteur critique pour assurer une performance optimale de stabilisation.

Dans ce mémoire, on s'intéresse précisément à l'étude de l'impact du PSS en présence d'une ferme éolienne pour vérifier la performance de ce moyen dans l'amortissement des oscillations, qui peuvent apparaître dans le réseau suite à une perturbation. Pour cela, trois types de PSS sont considérés: conventionnel, multi bandes et celui basé sur la logique floue. Une étude comparative entre eux dans l'amortissement des oscillations sera faite.

Le premier chapitre de ce mémoire couvre des notions sur le vent et les éoliennes ainsi que la description des différents types d'éoliennes, leur puissance aérodynamique capturée, les systèmes de régulation utilisés pour avoir un meilleur rendement, ensuite une modélisation d'un système éolienne à vitesse variable est abordée.

Dans le deuxième chapitre, on exposera un rappel sur le problème de la stabilité des systèmes électro énergétiques. Ensuite une étude descriptive des moyens classique d'amélioration de la stabilité sera présentée.

Dans le troisième chapitre, on va présenter les modes rotoriques du générateur synchrone, PSS conventionnel (CPSS) et leurs différentes configurations, ensuite le PSS multi-bandes (MB-PSS), puis le PSS basé sur la logique floue (FPSS).

Le dernier chapitre présente le réseau test étudié. L'objectif est l'étude de l'importance de PSS en présence des fermes éoliennes à vitesse variable. Pour ce faire, une étude comparative entre trois types de PSS (CPSS, MB-PSS et FPSS) est présentée afin de connaître le PSS le plus performant dans l'amortissement des oscillations de puissance. Dans cette étude, le meilleur emplacement du PSS au niveau des générateurs a été pris en considération.

Et finalement, une conclusion générale sur le travail effectué ainsi que des commentaires sur les résultats obtenus seront fournis pour conclure le mémoire. Des perspectives pour des travaux futurs sont fournies dans la dernière section.

Pour une bonne lecture du présent mémoire, quelques annexes sont insérées à la fin.

Chapitre 01

GENERALITES SUR LES SYSTEMES EOLIENS

1.1. Introduction

L'énergie éolienne est utilisée par l'Homme depuis très longtemps déjà. Elle remplaça les rames pour faire avancer les navires, ou actionner les meules des moulins, ou encore le pompage d'eau. Mais de nos jours, l'objectif principal des systèmes éoliens est la transformation d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [5]. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal). Les structures des capteurs éoliens sont de plus en plus performantes. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, et d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

Dans ce chapitre, on décrit la constitution et le principe de fonctionnement des systèmes éoliens. Ensuite, on présentera la puissance aérodynamique captée par l'éolienne, le coefficient de puissance et leurs systèmes de régulation mécanique utilisés pour avoir un meilleur rendement, ainsi que les différents types de machines utilisées dans l'éolienne (génératrices synchrone, asynchrone à cage et asynchrone à bagues à double alimentation (MADA)). Après cela, on abordera la modélisation des différents éléments constitutifs du système éolien.

1.2. Quelques notions sur le vent

La vitesse du vent varie selon les zones géographiques et les saisons. Elle est surtout élevée pendant la période d'hiver et au niveau des mers (offshore). Le vent est défini par sa direction et sa vitesse. Il souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre.

La vitesse du vent est mesurée au moyen d'un anémomètre. Une graduation est établie, selon l'échelle Beaufort qui divise les vents en fonction de leurs vitesses en 17 catégories, dont on cite à titre d'exemple quelques-unes dans le Tableau 1.1.

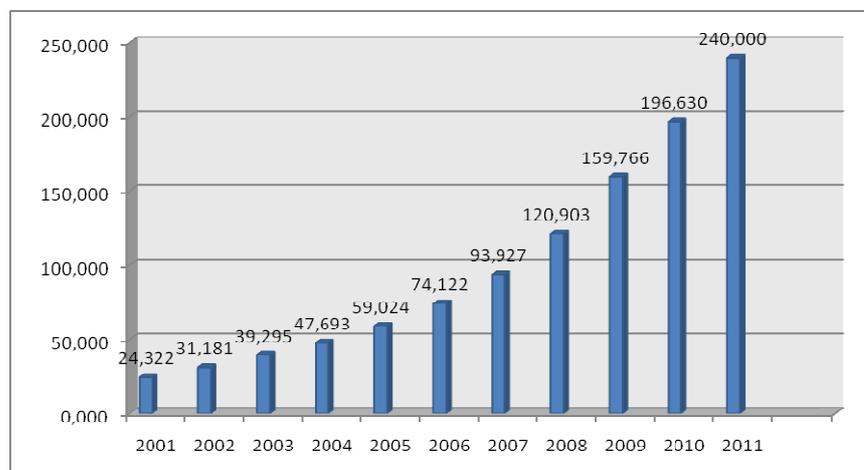
Tableau 1.1. Échelle Beaufort

Degrés Beaufort	Vitesse du vent (m/s)	Vitesse du vent (km/h)	Description générale
0	0 à 0.4	<1	Calme
3	3.5 à 5.5	12 à 19	Petite brise
4	5.5 à 8	20 à 28	Jolie brise
6	11.4 à 13.9	39 à 49	Vent frais
8	17.4 à 20.4	62 à 74	Coup de vent
11	28.4 à 32.5	103 à 117	Violente tempête
17	54.1 à 60	202 à 220	Cyclone

Les vents, qui donnent finalement le plus d'énergie annuelle, sont les vents réguliers de vitesse de 6 à 10 m/s [6].

1.3. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif et économique. Elle a suscité un très grand intérêt et a exigé aux constructeurs de réfléchir toujours à de nouvelles solutions robustes, permettant l'extraction du maximum d'énergie et l'étude des différents systèmes réalisables. La capacité mondiale installée a atteint 196 630 MW, dont 37642 ont été ajoutés en 2010, soit légèrement moins qu'en 2009 (figure 1.1) [3].

**Figure 1.1.** Capacité mondiale en énergie éolienne installée [MW]

1.4. Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux comme montre la figure 1.2 [7] [8] :

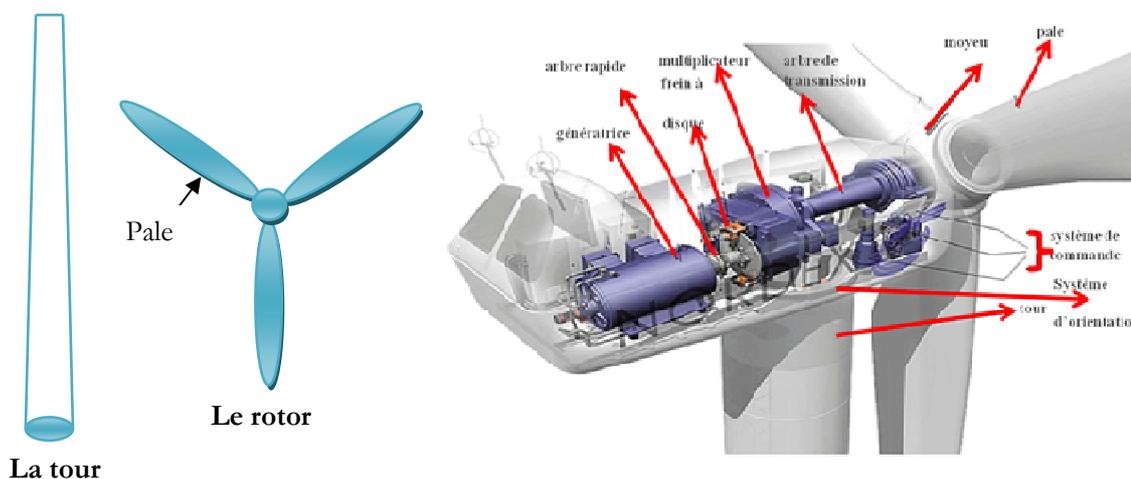


Figure 1.2. Principaux composants d'une éolienne

1.4.1. Tour

La tour (généralement, un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique), doit être placée le plus haut possible (40 à 60 m de hauteur pour une éolienne de 500 KW) pour exploiter les vents les plus forts en altitude et aussi pour éviter les perturbations près du sol. A l'intérieur de celle-ci, se trouve une échelle qui permet d'accéder à la nacelle pour l'entretien.

1.4.2. Rotor

Le rotor est formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3. Le rotor est fixé à l'arbre principal par des boulons. Le grand rotor est constitué de trois pales qui captent le vent, et aussi le rotor tripale représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

1.4.3. Nacelle

Elle rassemble tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique. La nacelle se compose des éléments suivants (Figure 1.3) :

a. Arbre principal

Le vent fait tourner la girouette, qui informe le système de commande de la direction du vent. Ensuite, le système de commande demande au moteur d'orientation d'orienter le rotor face au vent.

b. Système de commande

Le système de commande est un ordinateur qui contrôle les différents composants de l'éolienne. Il oriente, par exemple, la nacelle dans la direction du vent et démarre le rotor lorsque l'anémomètre lui avise que le vent est suffisamment fort.

c. Multiplicateur

Le multiplicateur est un convertisseur de puissance : il multiplie la vitesse d'entrée pour atteindre la vitesse de sortie exigée par la génératrice.

d. Couronne du système d'orientation

La grande couronne d'orientation est montée sur la tour. La roue dentée du moteur d'orientation entraîne la grande couronne dentée et oriente la nacelle avec le rotor par rapport à la direction du vent.

e. Génératrice

La génératrice produit de l'électricité en tournant. Le courant est conduit à travers la tour par des câbles électriques.

f. Frein mécanique

On utilise le frein mécanique quand l'éolienne doit être réparée ou maintenue. Ainsi, on assure que le rotor ne se met pas brusquement à tourner.

g. Anémomètre ou girouette

L'anémomètre mesure la vitesse du vent. Il informe continuellement le système de commande de la vitesse du vent.

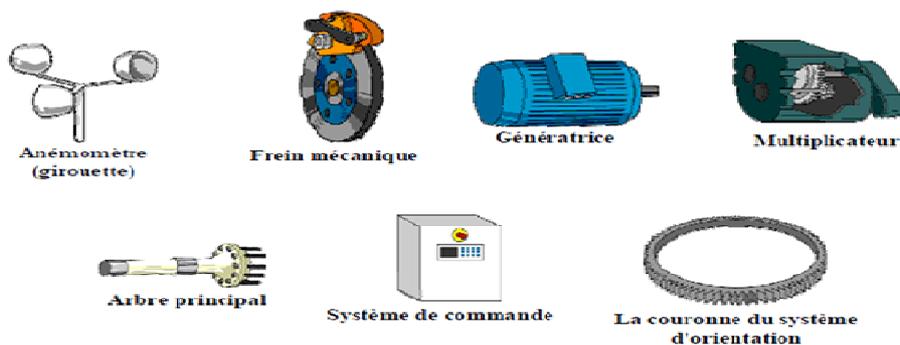


Figure 1.3. Eléments consécutifs de la nacelle

1.5. Principe de fonctionnement d'une éolienne

Un système éolien a pour rôle d'extraire une partie de l'énergie cinétique du vent et la convertir en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

- la turbine extrait une partie de l'énergie cinétique du vent pour la convertir en énergie mécanique. Cette dernière est transmise à la génératrice au moyen d'un arbre de transmission et un éventuel réducteur de vitesse.
- la génératrice reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, qui sera transmise ensuite au réseau électrique [9].

1.6. Différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : éoliennes à axe vertical et éoliennes à axe horizontal.

1.6.1. Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir des organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années 1920, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [10][11] :

- Le rotor de SAVONIUS (du nom de son inventeur, breveté en 1925), constitué schématiquement de deux ou plusieurs godets demi-cylindriques (Figure 1.4). Outre son faible encombrement, qui permet d'intégrer l'éolienne aux bâtiments sans en dénaturer l'esthétique, il est peu bruyant. Il démarre à de faibles vitesses de vent et présente un couple élevé quoique variant de façon sinusoïdale au cours de la rotation.

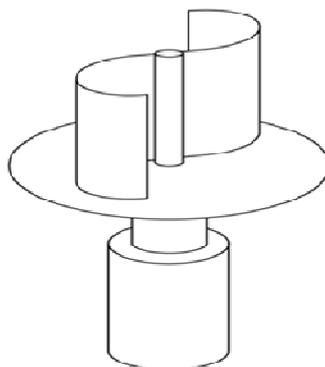


Figure 1.4. Rotor de SAVONIUS

– Les éoliennes de DARRIEUS (Figure 1.5), d'après l'ingénieur français GEORGES DARRIEUS qui en breveta la conception en 1931 [12]. Elle se caractérise avec ses deux ou trois pales en forme de C. L'éolienne DARRIEUS la plus répandue.

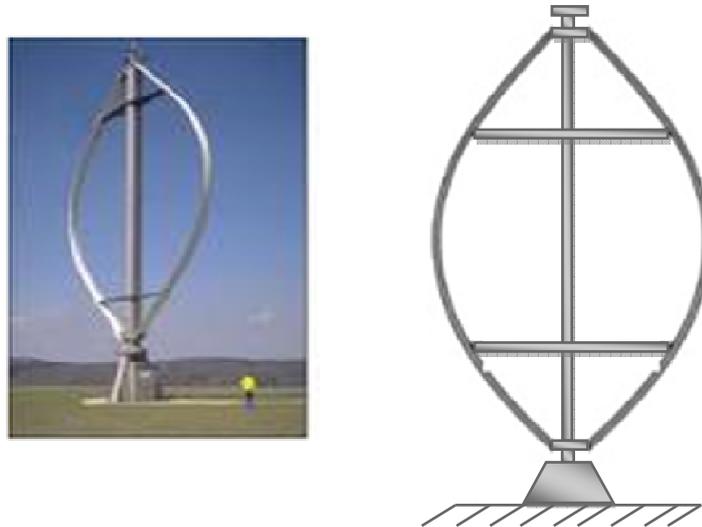


Figure 1.5. Rotor de DARRIEUS

A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins répandue. Elles présentent des avantages et des inconvénients que nous pouvons citer comme suit [13].

a. Avantages

- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quelle que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.
- Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

b. Inconvénients

- Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.
- Les vents sont assez faibles à proximité de la surface du sol.
- L'éolienne à axe vertical ne démarre pas automatiquement (Il faut par exemple pousser les éoliennes de DARRIEUS pour qu'elles démarrent).
- Les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 1980 et au début des années 1990, mais elles ont très vite disparu du marché du fait de leur faible rendement et des fluctuations importantes de puissance provoquées [14].

Dès 1988, NAQRA et DUBE [15] étudient le cas des turbines pour les éoliennes à axe vertical associés à des machines à rotor bobiné. Les simulations montrent que l'ondulation de la puissance électrique est sensiblement réduite et que le fonctionnement est stable lorsque la vitesse du vent varie.

1.6.2. Eoliennes à axe horizontal

Actuellement, ce sont les éoliennes les plus répandues sans doute grâce à leurs avantages remarquables. Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales en face du vent (éolienne à axe horizontal amont) ou sous le vent (éolienne à axe horizontal aval figure 1.6) [13] [16].

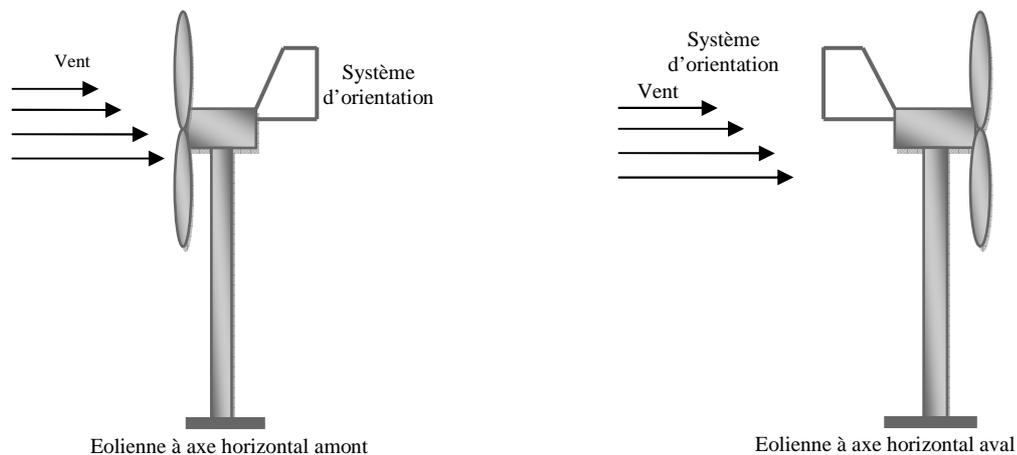


Figure 1.6. Éoliennes à axe horizontal

a. Avantages

- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage.
- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.

b. Inconvénient

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident.

Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées. Elles sont de faible puissance destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple.

1.7. Tailles des éoliennes à axe horizontal

La puissance électrique fournie par l'éolienne est liée directement à l'architecture et la taille des éoliennes. La figure 1.7 montre l'évolution de la taille des éoliennes avec la puissance fournie.

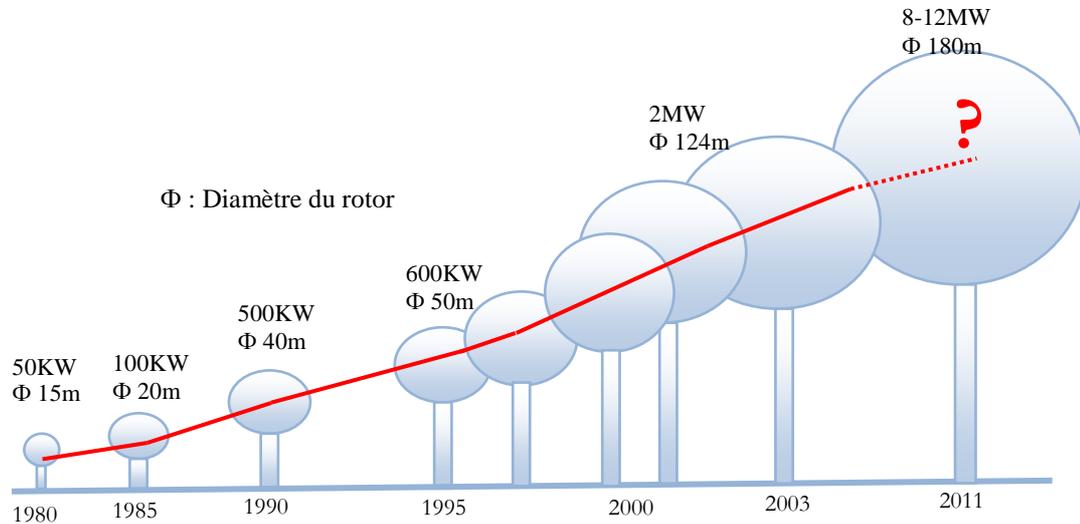


Figure 1.7. Evolution de la taille des éoliennes avec la puissance fournie

Le tableau 1.2 représente une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Tableau 1.2. Classification des turbines éoliennes.

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	<12m	<40KW
Moyenne	12 à 45m	40KW à 1MW
Grande	>46m	>1MW

En effet, les éoliennes ont différentes dimensions, et puisque l'air est une ressource diffuse, la tendance générale favorise les appareils de plus en plus gros. Les progrès en science des matériaux ont permis la fabrication de pales plus légères et plus solides ainsi que l'amélioration de la conception des tours des fondations, ce qui permet la construction d'appareils de plus en plus imposants [17].

1.8. Puissance aérodynamique capturée par l'éolienne

La théorie globale du moteur éolien à axe horizontal a été établie par ALBERT BETZ, qui suppose que le moteur éolien est placé dans un air animé à l'infini en amont d'une vitesse V et à l'infini en aval d'une vitesse V_2 comme présenté sur la figure 1.8 [18].

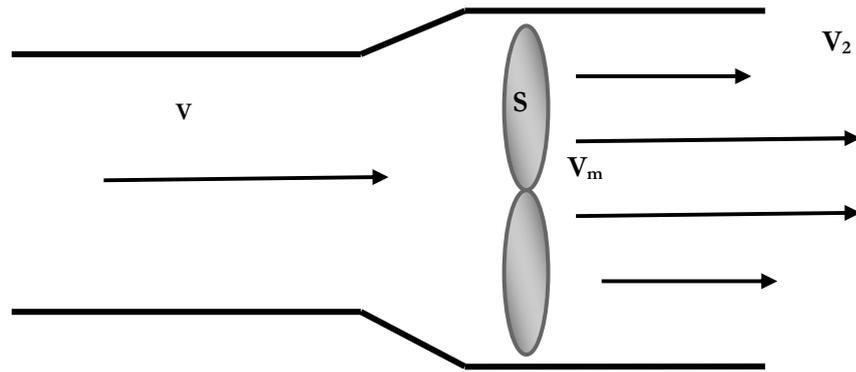


Figure 1.8. Théorie de BETZ

La production de l'énergie ne peut se faire que par la conversion de l'énergie cinétique du vent, et la vitesse V_2 nécessairement inférieure à V . Il en résulte que la veine de fluides traverse les pales en s'élargissant. La vitesse du vent V_m traversant la surface S balayée par le rotor est supposée égale à la moyenne de la vitesse moyenne du vent non perturbé en amont de l'éolienne V et de sa vitesse après le passage à travers le plan de rotor V_2 (voir figure 1.8) [5] [17] [19] :

$$V_m = \frac{V + V_2}{2} \quad (1.1)$$

Ainsi, la masse de l'air traversant la surface balayée par le rotor est donnée par :

$$m = \frac{1}{2} \rho S (V + V_2) \quad (1.2)$$

Où V, V_m, V_2 : sont les vitesses du vent en amont, au niveau et en aval de la turbine éolienne et ρ est La masse volumique de l'air.

De plus, la puissance extraite du vent par la turbine selon la seconde loi de Newton est exprimée par la relation suivante :

$$P_t = \frac{1}{2} m (V^2 - V_2^2) \quad (1.3)$$

En remplaçant la masse de l'air par son expression dans (1.2) on obtient :

$$P_t = \frac{1}{4} \rho S (V + V_2) (V^2 - V_2^2) \quad (1.4)$$

Comparons maintenant ce résultat avec la puissance totale d'un flux d'air non perturbé traversant une même surface S sans la présence du rotor qui perturbe le vent. Nous notons cette puissance P_v , elle est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (1.5)$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et celle du vent non perturbé est exprimé par :

$$\frac{P_t}{P_v} = \frac{1}{2} \rho S \left(1 + \left(\frac{V_2}{V} \right) \right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V} \right)^2 \right) \quad (1.6)$$

La figure 1.9 illustre l'allure de $\frac{P_t}{P_v}$ en fonction de $\frac{V_2}{V}$. Comme on peut le noter, cette fonction atteint son maximum pour $\frac{V_2}{V} = \frac{1}{3}$ et la valeur maximale de $\frac{P_t}{P_v} = 0,59$.

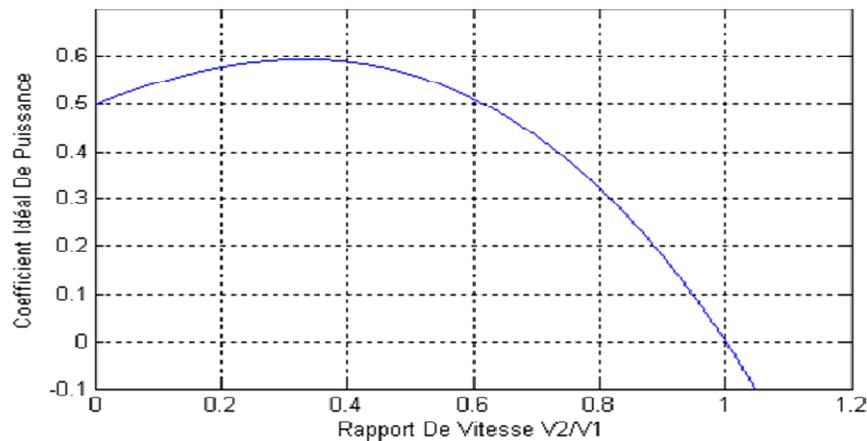


Figure 1.9. Coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse du vent

Cependant, on peut constater que pratiquement la puissance P_t inférieure à la puissance P_v . On définit alors un coefficient de puissance de l'aérogénérateur par la relation suivante :

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (1.7)$$

Avec $C_p < 1$

On peut écrire donc :

$$P_t = C_p P_v \quad (1.8)$$

En remplaçant P_v par son expression dans (1.5), on obtient :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho S V^3 \quad (1.9)$$

La valeur de ce coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ comme suit :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (1.10)$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V} \quad (1.11)$$

Où

Ω_t : La vitesse angulaire de rotation

λ : Le rapport de la vitesse (linéaire) périphérique en bout de pale sur la composante normale de la vitesse du vent.

V : La vitesse du vent.

1.9. Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

La relation (1.9) indique que la puissance éolienne captée est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Donc, il existe pour la puissance éolienne nominale P_n , une vitesse du vent nominale pour laquelle l'aérogénérateur est bien dimensionné dans ses divers éléments. C'est pour cela que la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin de maintenir la vitesse à sa valeur nominale et d'éviter toute destruction mécanique.

A côté de la vitesse nominale V_n on spécifie aussi :

- La vitesse de démarrage V_d qui représente la vitesse de début de fonctionnement ;
- La vitesse maximale du vent V_{\max} pour laquelle la turbine ne convertit plus d'énergie éolienne, pour des raisons de sécurité de fonctionnement.

Les vitesses V_n , V_d et V_{\max} définissent quatre zones de fonctionnement sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent comme le montre la figure 1.10.

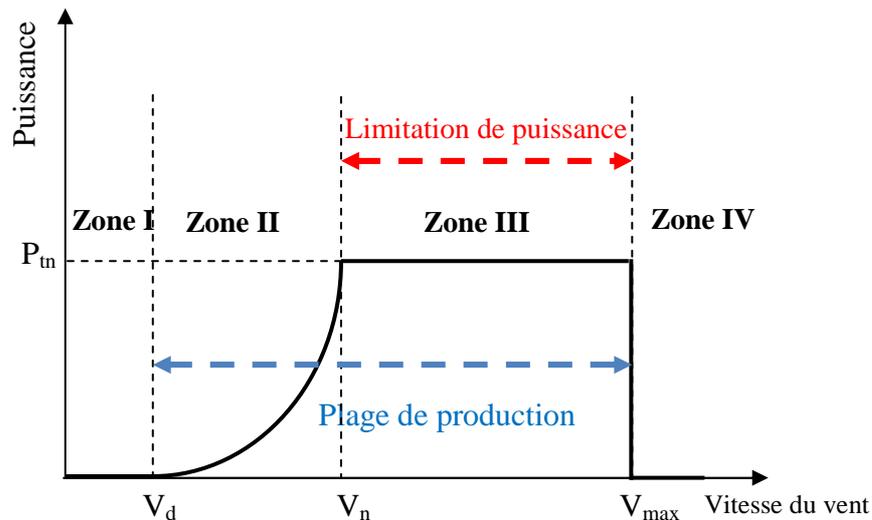


Figure 1.10. Puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

- La zone I : $V < V_d$ La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible ;
- La zone II : $V_d < V < V_n$ Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle (CP).
- La zone III : $V_n < V < V_{max}$ La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de P_{tn} . Cette zone correspond au fonctionnement à plein charge (PC) ;
- La zone IV : $V > V_{max}$ La vitesse du vent devient trop forte. La turbine est arrêtée et la puissance extraite est nulle [20].

Pour contrôler la puissance aérodynamique capturée et la limiter lorsque la vitesse du vent est très élevée, on peut utiliser l'une des deux techniques de contrôle connues surtout dans les grandes turbines sous les noms de "Stall Control" et système d'orientation des pales "Pitch Control" [19] [21].

1.9.1. Système d'orientation des pales "Pitch Control"

Pour en tirer un profit maximal des faibles vitesses du vent, il faut autoriser une légère rotation des pales sur elles-mêmes, ce qui permet ainsi de maximiser l'énergie captée par le vent. Pour les grandes vitesses du vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et donc l'influence des variations de la vitesse du vent sur le couple mécanique diminue (figure 1.11) [22].

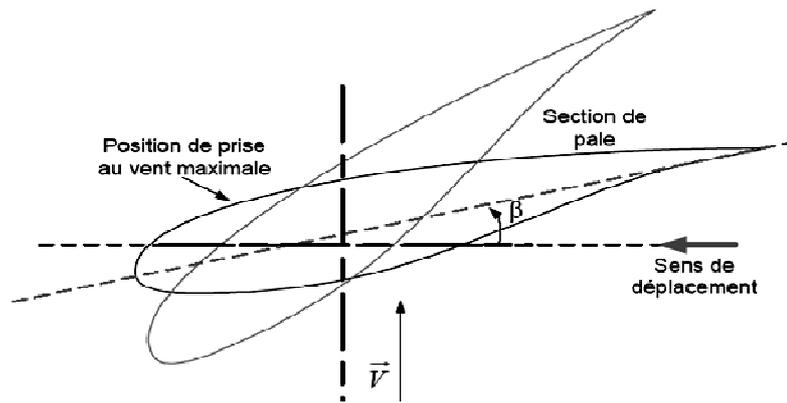


Figure 1.11. Variation de l'angle de calage d'une pale [8] [17]

Ainsi l'angle d'orientation des pales influe sur le coefficient de puissance comme le montre la figure 1.12.

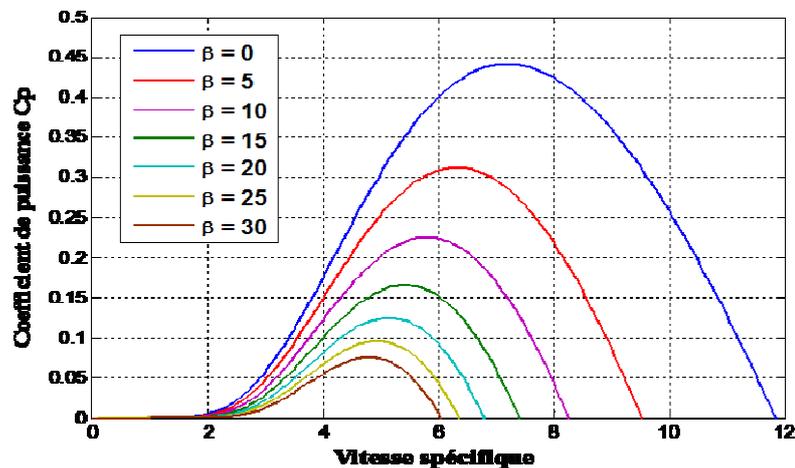


Figure 1.12. Allure de coefficient C_p de la vitesse spécifique λ et de l'angle de calage β

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède quelques avantages dont on cite [14]:

- Il offre une production d'énergie plus importante que les éoliennes à décrochage aérodynamique pour la plage de fonctionnement correspondant aux fortes vitesses du vent.
- Il facilite le freinage de l'éolienne, en réduisant la prise du vent des pales, ce qui limite l'utilisation de freins puissants.
- Ce type de régulation réduit les efforts mécaniques lors des fonctionnements sous puissance nominale et sous grandes vitesses.

Ces sont dans l'article [23], les auteurs de ont montrés les avantages du système de régulation de la puissance et ont étudié la commande d'une éolienne à vitesse variable avec régulation

d'orientation des pales. La simulation montre qu'il permet d'effectuer un contrôle actif de la puissance pour de larges variations du vent, ce type de régulation réduit les efforts mécaniques lors des fonctionnements sous puissance nominale et sous grande vitesse et permet également de freiner la turbine si nécessaire.

1.9.2. Système à décrochage aérodynamique "Stall control "

Le principe consiste à provoquer une diminution de l'angle β . Ceci entraîne une augmentation de l'angle d'incidence i , c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (Figure 1.13) ; et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Le système garantit une bonne régulation pour des vents inférieurs ou égaux à 60m/s [11] [24].

Selon [25], le système d'orientation des pales est généralement utilisé par des éoliennes à vitesse variable de grand puissance.

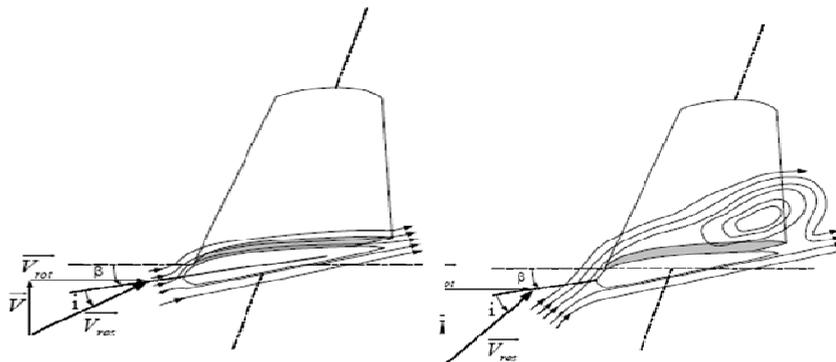


Figure 1.13. Système de régulation par décrochage aérodynamique [24]

1.10. Machines électriques utilisées dans les systèmes éoliens

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrices dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques [26]. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure [24]. Les deux types de machines électriques les plus utilisées dans l'industrie éolienne sont les machines synchrones et asynchrones.

1.10.1. Générateur Synchron

Ce type de machines est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production de l'électricité, notamment, dans ceux de très grande puissance (centrales thermique, hydraulique ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille.

De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau (Figure 1.14), sa vitesse de rotation fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion génératrice - réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéroturbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite.

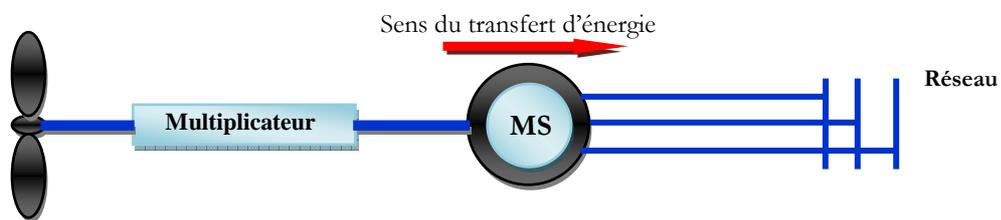


Figure 1.14. Machine synchrone connectée directement au réseau

C'est pourquoi, les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau. Elles sont, par contre, utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance (Figure 1.15).

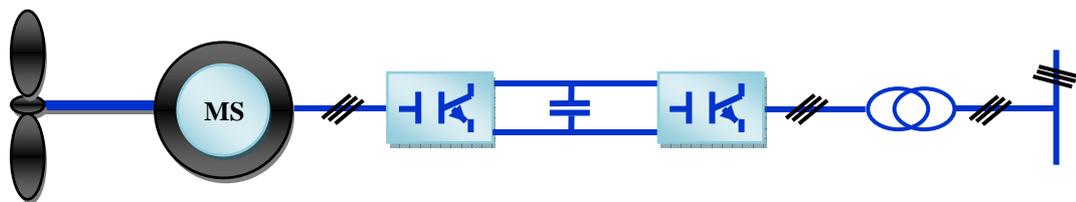


Figure 1.15. Machine synchrone connectée au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance

Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance. Certaines variantes de machines synchrones peuvent fonctionner à de faibles vitesses de rotation et donc être directement couplées à l'aéroturbine. Elles permettent ainsi de s'en passer du multiplicateur, élément présent sur la plupart des aérogénérateurs et demandant un important travail de maintenance [19] [24] [27].

1.10.2. Générateur asynchrone

La connexion directe au réseau de ce type de machine est bien plus douce grâce à la variation du glissement se produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor. Ceci explique, pourquoi pratiquement toutes les éoliennes à vitesse fixe utilisent des machines à induction.

Il existe deux catégories de machines asynchrones: les machines asynchrones à cage d'écurieul et les machines asynchrones à rotor bobiné.

1.10.2.1. Machine asynchrone à cage d'écurieul

Contrairement aux autres moyens traditionnels de production d'énergie électrique où l'alternateur synchrone est largement utilisé, c'est la génératrice asynchrone à cage d'écurieul qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde [27]. Ainsi pour les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grande puissance et rayon de pale important), la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse.

La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur (cela représente d'ailleurs un tiers de la consommation mondiale d'électricité), mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais et collecteur ou de contacts glissants sur des bagues, la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne [28].

La majorité des applications en éolien (85%) sont à vitesse de rotation constante et à connexion directe au réseau. La Figure 1.16 représente la configuration la plus simple utilisant une machine asynchrone à cage. On remarque l'insertion en parallèle des condensateurs avec les enroulements statoriques, qui ont pour objectif de magnétiser la machine durant sa production de l'énergie [29]. On note également que certains constructeurs tel que NEG, MICON, BONUS et NORDEX utilise aussi des machines asynchrone à double stators avec nombre de pôles différent, l'un étant utilisé pour les faibles vitesses de vent et l'autre pour les fortes vitesses de vent [20].

En raison de la connexion directe au réseau de la machine asynchrone, le contrôle de puissance pour ce type d'éolienne ne peut se faire qu'au niveau de la turbine, soit par décrochage aérodynamique ou par calage variable des pales. Plusieurs travaux sont effectués, ayant pour objectif, l'étude du régime transitoire de la machine asynchrone à cage. Lors d'un défaut sur les réseaux électrique, d'autres travaux ont été effectués par les auteurs [30], [31] sur la GAS, en fonctionnement autonome, visant de maintenir stable la tension et la fréquence.

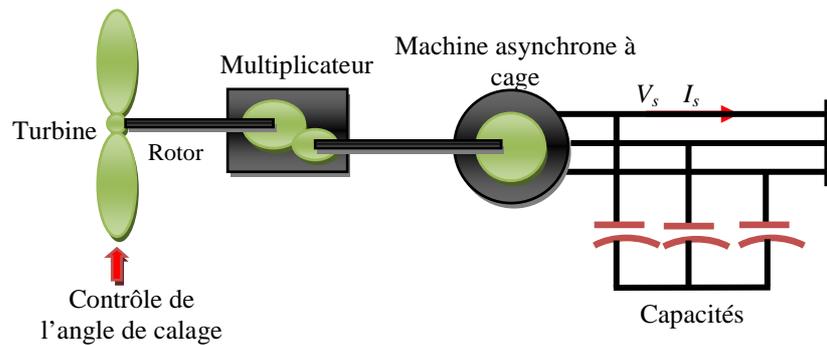


Figure 1.16. Éolienne directement connectée au réseau

Malgré sa simplicité et ses qualités de robustesse et son coût, la machine asynchrone à cage reste uniquement pour l'utilisation dans un système éolien, lorsqu'elle est directement connectée au réseau, la vitesse de rotation doit rester pratiquement constante de façon à ce que la machine reste proche de la vitesse de synchronisme. Cette restriction entraîne une efficacité réduite de l'éolienne aux vitesses de vent élevées. Partant de ce constat, nous pouvons utiliser la machine asynchrone à double alimentation (MADA) comme alternative à la machine à cage [27].

1.10.2.2. Machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Intégrée dans un système éolien, la machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes décrits ci-dessous. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinage au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur [10] [24].

Le contrôle de puissance de la MADA par la commande des deux convertisseurs de puissance permet l'optimisation de l'énergie extraite pendant les vents faibles et moyens d'une part, et le contrôle de l'angle de calage des pales de la turbine permet de limiter la puissance extraite, donc la protection du système, pour les vents forts, d'une autre part.

a. Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée

Cette structure utilise une machine asynchrone à rotor bobiné dont le stator est connecté directement au réseau électrique et le rotor connecté à un redresseur alimentant une charge (Figure 1.17). Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO. Le contrôle de l'IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage rotorique et de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la

machine asynchrone [8] [24] [32]. Le glissement est ainsi modifié en fonction de la vitesse de rotation de la machine.

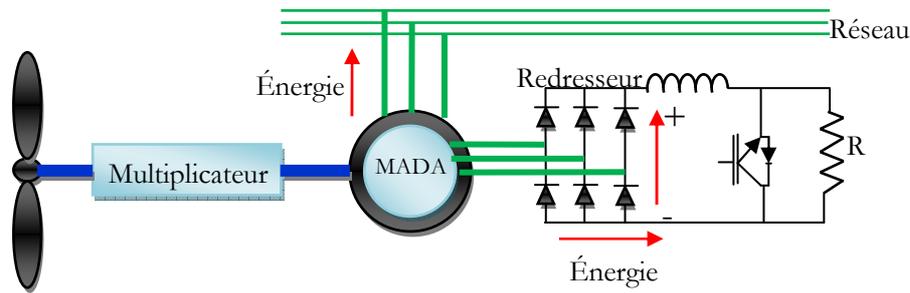


Figure 1.17. MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée

Si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et elle est entièrement dissipée dans la résistance R, ce qui nuit au rendement du système. De plus cela augmente la puissance transitant dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance. Le fabricant "VESTAS" dans son dispositif "OPTI-SLIP" a mis en œuvre ce système en utilisant des composants qui tournent avec le rotor et une transmission optique des signaux de commande. Les contacts glissants sont ainsi évités. La variation maximale du glissement obtenue dans ce procédé est de 10% [24].

b. Machine asynchrone à double alimentation- structure de Kramer

Dans le but de réduire les pertes d'énergie dues à la structure du système (Figure 1.17), le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau (structure de KRAMER), (Figure 1.18). L'ensemble redresseur-onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine [32].

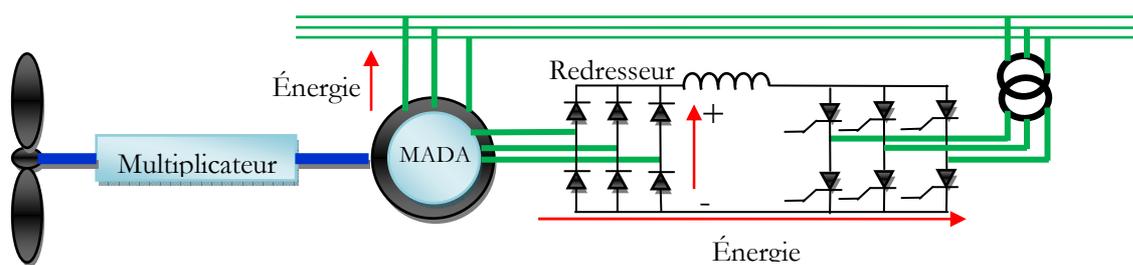


Figure 1.18. Structure de KRAMER

Ce système est avantageux s'il permet de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. Afin de respecter cette contrainte, le glissement est maintenu inférieur à 30%. L'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est unidirectionnel (transfert d'énergie uniquement du rotor de la machine vers le réseau) donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures au

synchronisme. Cette solution n'est plus utilisée au profit de la structure de SCHERBIUS avec convertisseurs à IGBT [24].

c. MADA- Structure de SCHERBIUS avec Cycloconvertisseur

Dans la configuration de la Figure 1.18, le convertisseur redresseur/onduleur est remplacé par un Cycloconvertisseur de sorte que l'écoulement de la puissance de glissement puisse être commandé dans les deux directions (Figure 1.19). L'ensemble est alors appelé structure de SCHERBIUS [1].

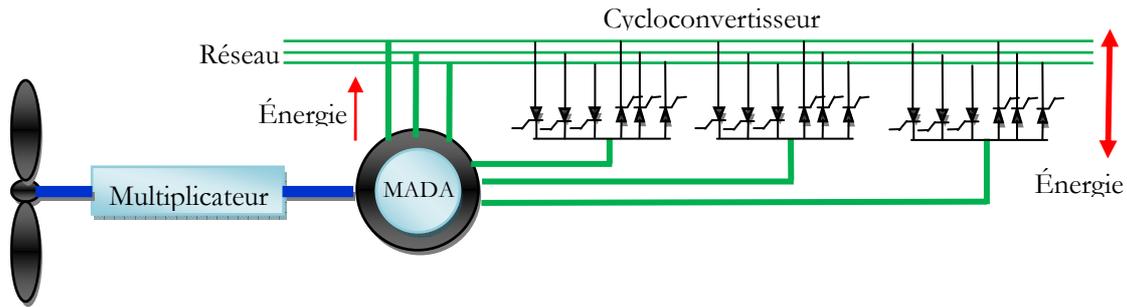


Figure 1.19. Structure de SCHERBIUS avec Cycloconvertisseur

La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la figure (structure de Kramer). En effet si la variation du glissement doit rester inférieure à 30% pour maintenir l'efficacité du système, cette variation peut être positive (fonctionnement hypo synchrone) ou négative (fonctionnement hyper synchrone).

Le principe du Cycloconvertisseur est de prendre des fractions des tensions sinusoïdales du réseau afin de reproduire une onde de fréquence inférieure. Son utilisation génère par conséquent des perturbations harmoniques importantes qui nuisent au facteur de puissance du dispositif. Les progrès de l'électronique de puissance ont conduit au remplacement du Cycloconvertisseur par une structure à deux convertisseurs à IGBT commandés en MLI [8] [24].

Le coût trop cher et la complexité de la commande constituent les principaux inconvénients pour le Cycloconvertisseur. Cependant, celui-ci offre des avantages comme celui du courant rotorique qui est proche de la forme sinusoïdale, ce qui conduit à des pertes d'harmoniques réduites, et un facteur de puissance totalement contrôlable au niveau du stator [1].

d. MADA-Structure de SCHERBIUS avec convertisseurs MLI

Cette configuration dans la Figure 1.20 aux mêmes caractéristiques que la structure de SCHERBIUS avec Cycloconvertisseur. Toutefois, les interrupteurs utilisés ici (transistors IGBT) peuvent être commandés à l'ouverture et à la fermeture et leur fréquence de commutation est plus élevée que celle des GTO.

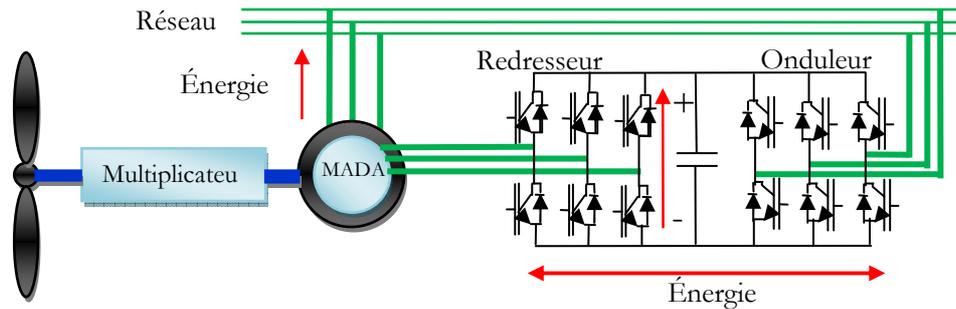


Figure 1.20. Structure de SCHERBIUS

Le convertisseur à deux niveaux à base des transistors IGBTs (figure 1.20) est généralement utilisé aujourd'hui jusqu'à 2 à 3 MW pour une tension de sortie de 960 V par ligne. Pour des puissances supérieures à 10 MW et des tensions supérieures à 10 kV, les convertisseurs multi-niveaux AC-AC avec un bus de tension continu sont adoptés pour l'alimentation de la DFIM. La présence d'un grand condensateur dans le bus de tension continu a pour objectif de générer une puissance réactive contrôlable ; la haute de fréquence de commutation (au-dessus de 1KW) permet de décaler les harmonique du courant dans le côté rotorique vers les hautes fréquences et ce qui facilite le procédé de filtrage. D'autre part, la commutation rapide des commutateurs de puissances prévoit une réponse très rapide des puissances active et réactive [8] [24][1].

Plusieurs études récentes, confirmées par des réalisations industrielles, montrent la viabilité de ce dispositif dans un système éolien à vitesse variable. La bidirectionnalité du convertisseur rotorique autorise les fonctionnements hyper et hypo synchrone et le contrôle du facteur de puissance côté réseau.

1.11. Modélisation d'une éolienne à vitesse variable

Dans cette partie, on va présenter individuellement chaque élément constituant le modèle globale d'un système éolienne à vitesse variable

1.11.1. Modèle du vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. C'est l'entrée du système qu'on étudie. L'énergie cinétique contenue dans le vent est récupérée en partie, transformée en énergie mécanique par le biais de la turbine, puis en énergie électrique grâce au générateur. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, évolue au cube de la vitesse du vent. La vitesse du vent sera modélisée sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques :

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot w_v \cdot t)) \quad (1.12)$$

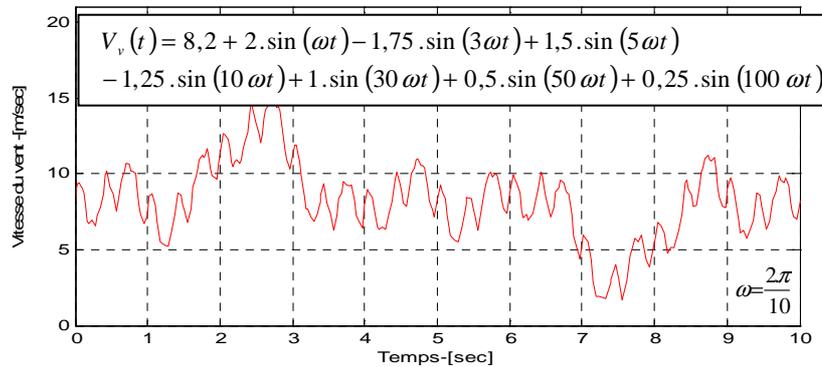


Figure 1.21. Vent simulé : gisement EDF « canal des dunes » amplifié

La Figure 1.21 montre la variation de la vitesse du vent dans un temps de 10s entre deux valeurs ($V_v = 15m/s$) comme valeur maximale et ($V_v = 2m/s$) comme valeur minimale d'une façon aléatoire ce qui reflète un vent réel. Ce profil de vent correspond à des mesures effectuées par EDF sur le site du « canal des dunes ». Ce profil temporel sera exploité pour notre étude [33].

1.11.2. Modèle de la turbine

Le modèle du système éolien est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G (Figure 1.22).

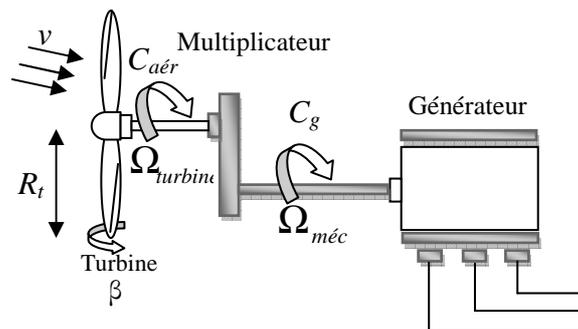


Figure 1.22. Schéma de la turbine éolienne

Précédemment, on a vu que la puissance éolienne du vent est exprimée par la relation (1.5), La puissance aérodynamique au niveau du rotor de la turbine, qui est représentée par la relation (1.9). Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine. Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent, qui est représenté par l'équation (1.11).

L'expression du coefficient de puissance pour une turbine éolienne de 1.5 MW est donnée par l'équation suivante :

$$C_p = f(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \exp\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right) + C_6 \lambda \quad (1.13)$$

Avec :

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

$$C_1 = 0.5176; C_2 = 116; C_3 = 0.4; C_4 = 5; C_5 = 21; C_6 = 0.0068.$$

La Figure 1.12 représente la variation de ce coefficient en fonction du ratio de vitesse, et de l'angle d'orientation de pale β . La valeur maximale de C_p est égale 0.48 atteinte pour $\beta = 0$ et $\lambda = 8.1$ [19] [33] [34].

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par:

$$C_{aér} = \frac{P_{aér}}{\Omega_{turbine}} \quad (1.14)$$

1.11.2.1. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain G . L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles [8] [19] [33] [2]. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par l'équation suivante:

$$C_{mec} = \frac{C_t}{G} \quad (1.15)$$

Où :

G : Gain de multiplication.

C_{mec} : Couple mécanique sur l'axe du générateur en (N.m).

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suivant

$$\Omega_{mec} = G \Omega_{turbine} \quad (1.16)$$

Où Ω_{mec} est la vitesse mécanique de la génératrice (rad/s).

1.11.2.2. Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie $J_{turbine}$, et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice [8] [17].

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (1.17)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total C_{mec} appliqué au rotor :

$$J \frac{d \Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (1.18)$$

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

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (1.19)$$

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

$$C_{vis} = f \Omega_{mec} \quad (1.20)$$

1.11.3. Description et modélisation de la MADA

1.11.3.1. Description de la MADA

La machine asynchrone à double alimentation est une machine triphasée à courant alternatif avec deux enroulements triphasés accessibles. Son stator est identique à celui de la machine asynchrone à cage d'écurieuil (MAS) ou d'une machine synchrone (MS) et son rotor se diffère radicalement puisqu'il n'est pas composé d'aimants ou d'une cage d'écurieuil mais d'enroulements triphasés disposés de la même manière que les enroulements statorique (voir la figure 1.23). Cette machine présente quatre modes de fonctionnement :

- En moteur : hypo ou hyper-synchrone ;
- En génératrice : hypo ou hyper-synchrone [19] [29].

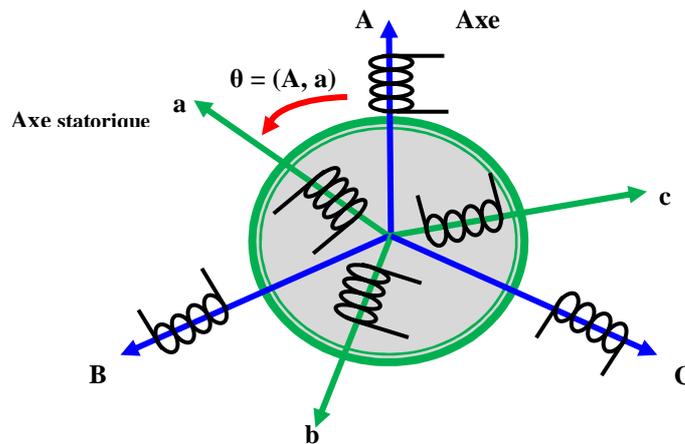


Figure 1.23. Représentation schématique d'une machine asynchrone double alimentée

a. Moteur hypo-synchrone ($g > 0$)

Dans ce cas la machine tourne en dessous de la vitesse de synchronisme. Comme montre la figure 1.24, la puissance statorique est fournie par le réseau au stator, la puissance rotorique transite par le rotor été réinjecté au réseau.

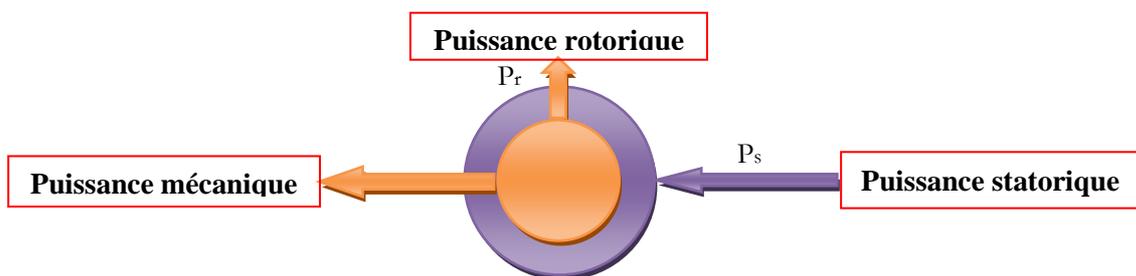


Figure 1.24. Moteur en mode hypo-synchrone

b. Moteur hyper-synchrone ($g < 0$)

Dans ce cas, la machine tourne au-dessus de la vitesse de synchronisme. Comme montre la figure 1.25, la puissance est fournie par le réseau au stator et au rotor.

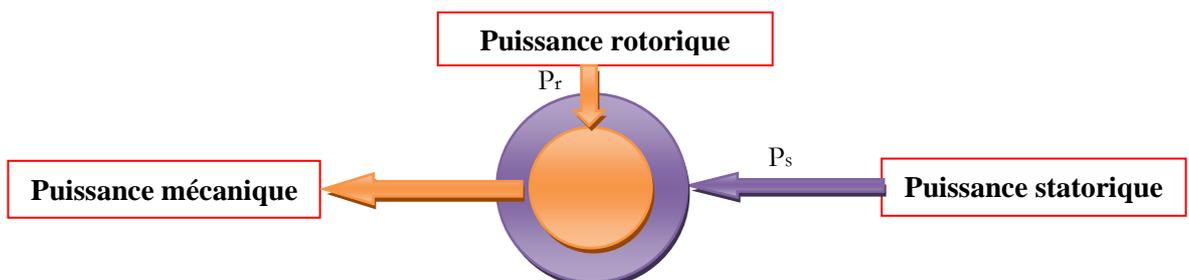


Figure 1.25. Moteur en mode hyper-synchrone

c. Génératrice hypo-synchrone ($g > 0$)

En mode de fonctionnement hypo synchrone, la vitesse mécanique est faible alors le réseau reçoit une puissance statorique et envoyé une puissance rotorique vers la machine (figure 1.26).

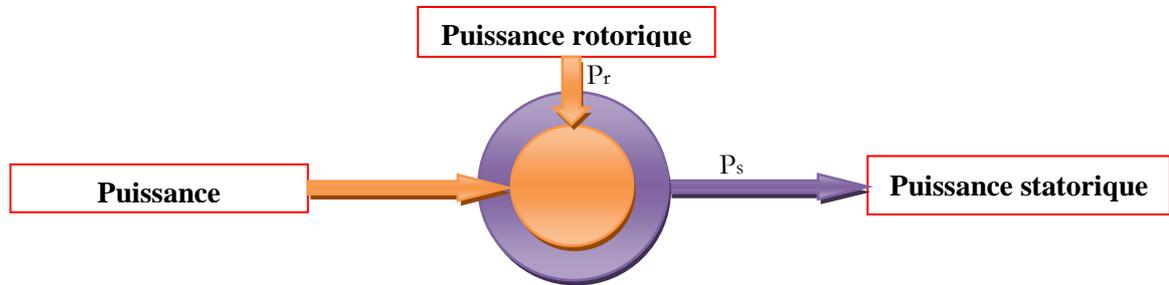


Figure 1.26. Génératrice en mode hypo-synchrone

a. Génératrice hyper-synchrone ($g < 0$)

En mode de fonctionnement hyper synchrone la vitesse mécanique augmente jusqu'à une vitesse supérieure à celle du synchronisme, dans ce cas les deux puissances sont envoyées de la machine vers le réseau (figure 1.27) [19] [24] [29].

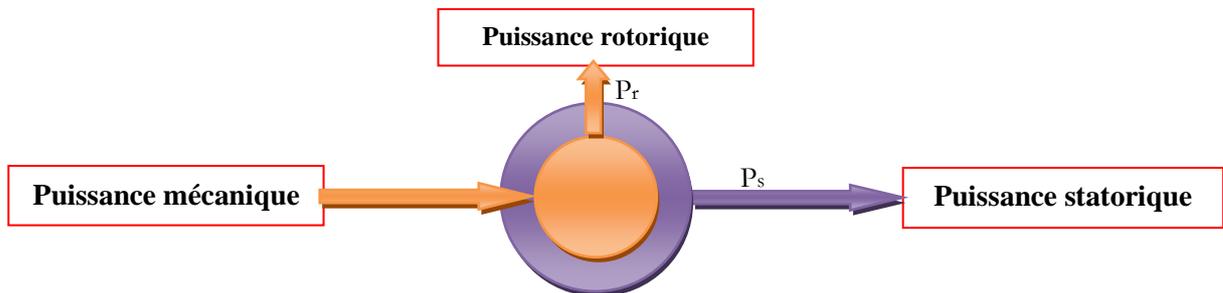


Figure 1.27. Génératrice en mode hyper-synchrone

1.11.3.2. Modélisation de la MADA

La MADA, avec les répartitions de ses enroulements et sa géométrie propre, est très complexe pour se prêter à une analyse tenant compte de sa configuration exacte. Il est alors nécessaire d'adopter les hypothèses simplificatrices suivantes afin de pouvoir élaborer un modèle simple [6] [19] [24] [35] [36] [37][38] [39] [40].

- L'entrefer est l'épaisseur uniforme et l'effet d'encochage est négligeable.
- La saturation de circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables.
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température et on néglige l'effet de peau.
- On admet de plus que la f.m.m créée par chacune des armatures est à une répartition sinusoïdale.

a. Equations électriques de la machine

En tenant compte des précédentes ci-dessus, le modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) comporte :

Trois équations statoriques et trois équations rotoriques :

$$\begin{cases} \mathbf{V}_s = \mathbf{R}_s \cdot \mathbf{I}_s + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\Phi}_s \\ \mathbf{V}_r = \mathbf{R}_r \cdot \mathbf{I}_r + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\Phi}_r \end{cases} \quad (1.21)$$

Avec

$$[\mathbf{V}_r] \neq \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} v_{Sa} \\ v_{Sb} \\ v_{Sc} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} j_{Sa} \\ j_{Sb} \\ j_{Sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} j_{ra} \\ j_{rb} \\ j_{rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (1.22)$$

Où:

V_{sa}, V_{sb}, V_{sc} : Tensions simples triphasées au stator de la machine ;

I_{sa}, I_{sb}, I_{sc} : Courants au stator de la machine ;

$\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$: Flux propres circulants au stator de la machine ;

V_{ra}, V_{rb}, V_{rc} : Tensions simples triphasées au rotor de la machine ;

I_{ra}, I_{rb}, I_{rc} : Courants au rotor de la machine ;

$\Phi_{ra}, \Phi_{rb}, \Phi_{rc}$: Flux propres circulants au rotor de la machine ;

R_s : Résistance des enroulements statorique ;

R_r : Résistance des enroulements rotoriques.

b. Equations des flux

Les flux statoriques et rotoriques en fonction des courants, des inductances propres et des inductances mutuelles, sont exprimés par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \boldsymbol{\varphi}_s = \mathbf{L}_{ss} \cdot \mathbf{I}_s + \mathbf{M}_{sr} \cdot \mathbf{I}_r \\ \boldsymbol{\varphi}_r = \mathbf{L}_{rr} \cdot \mathbf{I}_r + \mathbf{M}_{rs} \cdot \mathbf{I}_s \end{cases} \quad (1.23)$$

Avec

$$\mathbf{L}_{ss} = \begin{bmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{L}_{rr} = \begin{bmatrix} l_r & M_r & M_r \\ M_r & l_r & M_r \\ M_r & M_r & l_r \end{bmatrix}$$

Où

l_s, l_r : Matrices des inductances principales de fuite statorique et rotorique ;

M_s, M_r : Matrices des inductances mutuelles statorique et rotoriques.

La matrice des inductances mutuelles est donnée par :

$$\mathbf{M}_{sr} = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (1.24)$$

Avec $\mathbf{M}_{rs} = \mathbf{M}_{sr}^t$

En remplaçant ces expressions du flux dans les équations des tensions, on obtient :

$$\begin{cases} \mathbf{V}_s = \mathbf{R}_s \cdot \mathbf{I}_s + \frac{d}{dt}(\mathbf{L}_{ss} \cdot \mathbf{I}_s) + \frac{d}{dt}(\mathbf{M}_{sr} \cdot \mathbf{I}_r) \\ \mathbf{V}_r = \mathbf{R}_r \cdot \mathbf{I}_r + \frac{d}{dt}(\mathbf{L}_{rr} \cdot \mathbf{I}_r) + \frac{d}{dt}(\mathbf{M}_{rs} \cdot \mathbf{I}_s) \end{cases} \quad (1.25)$$

c. Equations mécaniques de la machine

Le couple électromagnétique est donné par l'expression générale suivante :

$$C_{em} = p \mathbf{I}_s^t \cdot \frac{d}{d\theta} (\mathbf{M}_{sr} \cdot \mathbf{I}_r) \quad (1.26)$$

Avec p : Nombre de paires de pôle.

Donc, l'équation mécanique de la machine s'écrit :

$$J \cdot \frac{d\Omega_r}{dt} = C_{em} - C_r - f_r \cdot \Omega_r \quad (1.27)$$

Où

Ω_r : Vitesse de rotation de la machine ;

J : Moment d'inertie total sur l'arbre de la machine ;

C_{em} et C_r : Couple électromagnétique et Couple résistant ;

f_r : Coefficient de frottement.

La résolution analytique dans ce repère (abc) est très difficile car le système d'équations est à coefficients variables en fonction de θ (angle de rotation de la machine). Ce problème se simplifie en adoptant une transformation qui permet le passage d'un système dans le repère triphasé abc à un système dans le repère $dq0$.

d. Transformation de PARK

La transformation de PARK permet de transformer les enroulements statorique et rotoriques triphasés en enroulements statorique et rotoriques biphasés orthogonaux équivalents, afin d'obtenir un modèle mathématique plus simple que le modèle physique du système.

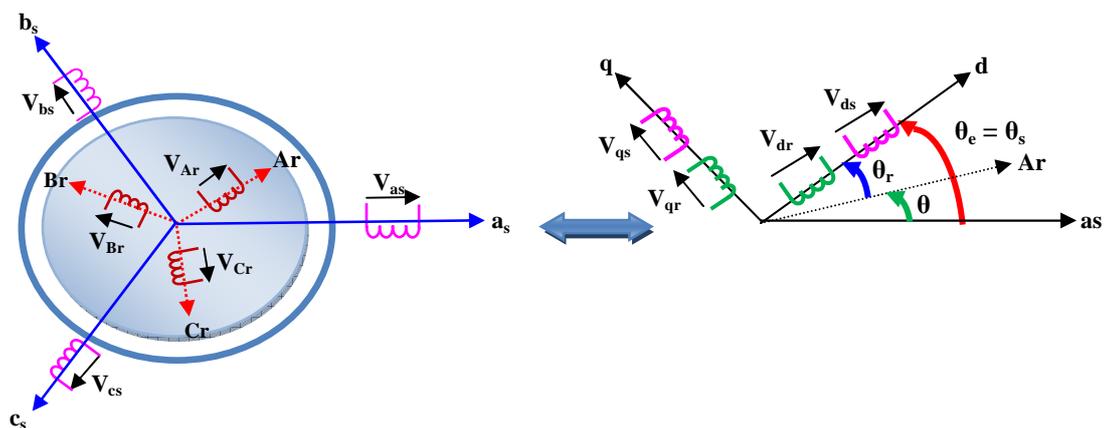


Figure 1.28. Passage du triphasé au biphasé

La transformation de PARK définie par la matrice de rotation $P(\theta)$ est donnée sous la forme suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (1.28)$$

Avec θ l'angle entre les deux axes \mathbf{d} et \mathbf{as} .

$$\mathbf{P}(\theta)^T = \mathbf{P}(\theta) \quad (1.29)$$

En appliquant la transformée de PARK pour chaque vecteur défini précédemment (tension, courant, flux), en remplaçant dans la matrice de PARK θ par θ_s pour les équations du stator et par θ_r pour celles du rotor, on obtient :

– Pour le stator :

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{\text{Sdq0}} &= \mathbf{P}(\theta_s) \cdot \mathbf{V}_{\text{Sabc}} ; \mathbf{V}_{\text{Sabc}} = \mathbf{P}(\theta_s)^{-1} \cdot \mathbf{V}_{\text{Sdq0}} \\ \mathbf{I}_{\text{Sdq0}} &= \mathbf{P}(\theta_s) \cdot \mathbf{I}_{\text{Sabc}} ; \mathbf{I}_{\text{Sabc}} = \mathbf{P}(\theta_s)^{-1} \cdot \mathbf{I}_{\text{Sdq0}} \\ \boldsymbol{\Phi}_{\text{Sdq0}} &= \mathbf{P}(\theta_s) \cdot \boldsymbol{\Phi}_{\text{Sabc}} ; \boldsymbol{\Phi}_{\text{Sabc}} = \mathbf{P}(\theta_s)^{-1} \cdot \boldsymbol{\Phi}_{\text{Sdq0}} \end{aligned} \quad (1.30)$$

– Pour le rotor :

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{\text{rdq0}} &= \mathbf{P}(\theta_r) \cdot \mathbf{V}_{\text{rabc}} ; \mathbf{V}_{\text{rabc}} = \mathbf{P}(\theta_r)^{-1} \cdot \mathbf{V}_{\text{rdq0}} \\ \mathbf{I}_{\text{rdq0}} &= \mathbf{P}(\theta_r) \cdot \mathbf{I}_{\text{rabc}} ; \mathbf{I}_{\text{rabc}} = \mathbf{P}(\theta_r)^{-1} \cdot \mathbf{I}_{\text{rdq0}} \\ \boldsymbol{\Phi}_{\text{rdq0}} &= \mathbf{P}(\theta_r) \cdot \boldsymbol{\Phi}_{\text{rabc}} ; \boldsymbol{\Phi}_{\text{rabc}} = \mathbf{P}(\theta_r)^{-1} \cdot \boldsymbol{\Phi}_{\text{rdq0}} \end{aligned} \quad (1.31)$$

En introduisant les équations (1.30), et (1.31) dans (1.21) et (1.23), on obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = L_s \cdot I_{ds} + M \cdot I_{dr} \\ \varphi_{qs} = L_s \cdot I_{qs} + M \cdot I_{qr} \\ \varphi_{dr} = L_r \cdot I_{dr} + M \cdot I_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r \cdot I_{qr} + M \cdot I_{qs} \end{cases} \quad (1.32)$$

Où

$L_s = l_s - M_s$: Inductance statorique ;

$L_r = l_r - M_r$: Inductance rotorique ;

$M = \frac{3}{2} M_{sr} = \frac{3}{2} M_{rs}$: Inductance mutuelle cyclique entre stator et rotor.

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega_s \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} - \omega_s \varphi_{ds} \\ V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (1.33)$$

$$\text{Avec } \begin{cases} \omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} \\ \omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases} \quad \theta_s = \theta + \theta_r$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par la relation suivante :

$$C_{em} = p \frac{M}{L_r} (\varphi_{dr} I_{qs} - \varphi_{qr} I_{ds}) \quad (1.34)$$

p : Nombre de paires de pôles de la MADA.

Par ailleurs, les puissances actives et réactives statorique et rotoriques sont exprimées par :

– **Puissance statorique :**

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs}) \end{cases} \quad (1.35)$$

– **Puissance rotorique :**

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} (V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr}) \\ Q_r = \frac{3}{2} (V_{qr} I_{dr} - V_{dr} I_{qr}) \end{cases} \quad (1.36)$$

1.12. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté quelques notions sur le vent, les éoliennes, son principe de fonctionnement, puis un bref aperçu sur les différents types des éoliennes. On a présenté aussi la loi aérodynamique de BETZ et la variation de la puissance extraite du vent en fonction de la vitesse de rotation par rapport à la vitesse du vent.

On a donné le principe de deux techniques de réglage de puissance "Pitch Control" et "Stall Control", ainsi qu'une étude comparative des machines électriques utilisées dans la production de l'énergie éolienne.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, on a présenté la modélisation du système éolien, basé sur la machine asynchrone double alimentée (MADA). L'énergie éolienne est devenue l'une des plus importantes sources d'électricité. Cependant, son intégration dans le réseau électrique engendre souvent un problème de stabilité.

Chapitre 02

STABILITE DU SYSTEME DE PUISSANCE

2.1. Introduction

La bonne performance d'un système de puissance dépend de sa capacité de fournir à tout moment la puissance demandée dans des conditions de qualité satisfaisantes, en maintenant les niveaux de tension et de fréquence dans des limites acceptables. Lorsque le réseau subit une perturbation (court circuit, perte de charge, perte d'un générateur, ouverture d'une ligne,...etc.), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques oscillent jusqu'à l'intervention des systèmes de réglage et de protection afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un état de fonctionnement stable.

On présente dans ce chapitre, des notions sur la stabilité des réseaux et ses différents types ainsi que les moyens d'amélioration de la stabilité des systèmes de puissance.

2.2. Définition de la stabilité des systèmes de puissance

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 des systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat des recherches d'un groupe de travail IEEE [41].

La stabilité d'un système de puissance est définie en général par sa capacité, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après l'apparition d'une petite perturbation ou d'une grande perturbation.

2.3. Classification de la stabilité des systèmes de puissance

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de rassembler les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes [42].

- La nature physique de l'instabilité résultante;

- L'amplitude de la perturbation;
- La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité;
- Les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Comme il est présenté dans la figure 2.1 la stabilité des systèmes de puissance peut être divisée en trois catégories [43]:

- La stabilité de l'angle de rotor (ou puissance);
- La stabilité de tension;
- La stabilité de fréquence.

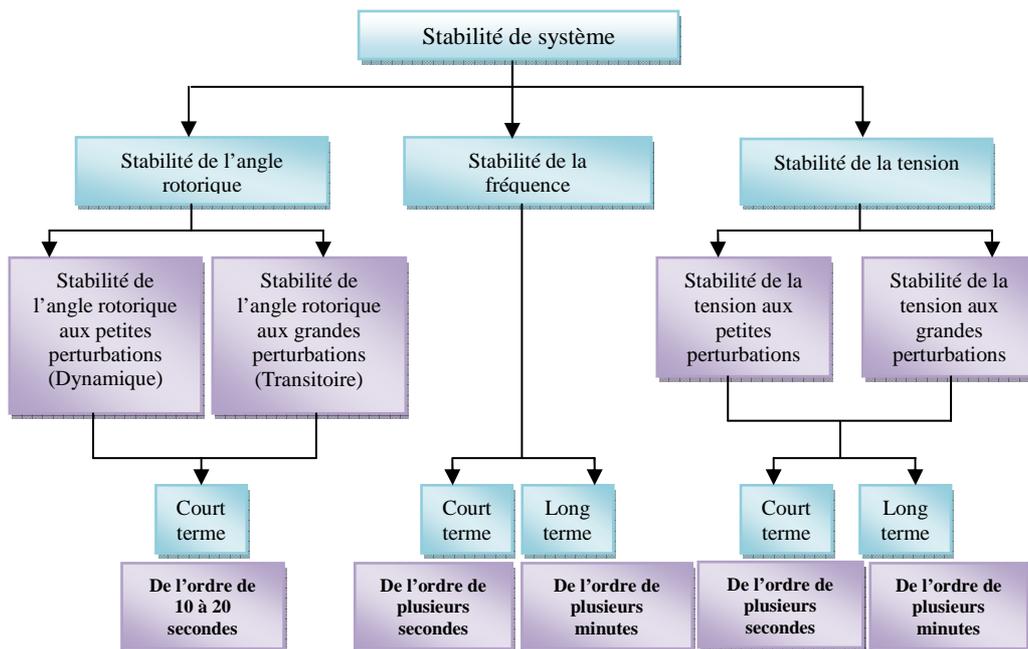


Figure 2.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques

La perturbation peut être divisée en deux catégories

- Petites perturbations (changements de charge continuels);
- Grandes perturbations (courts circuits sur des lignes, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation, etc.) [44].

Les descriptions des différents types de stabilité sont présentées ci-dessous.

2.3.1. Stabilité de l'angle rotorique

La stabilité de l'angle rotorique concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor

de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter, se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

On peut définir deux types de stabilité pour l'angle rotorique: la stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique), et la stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) [41] [45].

2.3.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité angulaire aux petites perturbations représente la capacité du système de puissance de retrouver un régime de fonctionnement synchrone identique ou proche du régime initiale suite aux fluctuations normales de faibles amplitudes des grandeurs électriques et mécaniques, dues aux variations de charges ou de productions et aux manœuvres. Une petite perturbation est celle avec laquelle le système des équations non linéaires, qui décrivent la dynamique du système, peuvent être linéarisées autour du point initial de fonctionnement. L'instabilité aux petites perturbations se manifeste à court terme, la gamme de temps associée étant de l'ordre de 10 à 20 secondes [46].

2.3.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité angulaire aux grandes perturbations représente la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles rotorique. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles [47].

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau (black-out).

La stabilité transitoire dépend :

- Du type de perturbation ;
- De la durée de perturbation ;
- Du lieu de perturbation ;
- De la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteur ;.....etc) ;
- Du point de fonctionnement avant défaut :
 - Niveau de puissance active ;
 - Topologie du réseau ;

- Degré d'excitation des machines;
- des caractéristiques dynamiques:
 - Des générateurs ;
 - Des charges ;
 - Des régulateurs et des stabilisateurs mis en place [48].

Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, figure 2.2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle rotorique au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, figure 2.2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

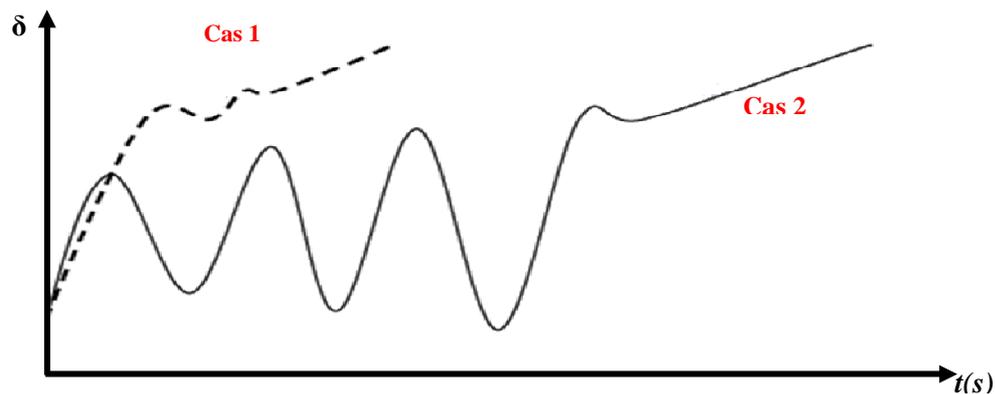


Figure 2.2. Variation d'angle rotorique

Cas 1 : instabilité de première oscillation.

Cas 2 : instabilité de multi-oscillations

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (*Equal Area Criterion*). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe $(P - \delta)$ traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle rotorique.

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, figure 2.3. Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

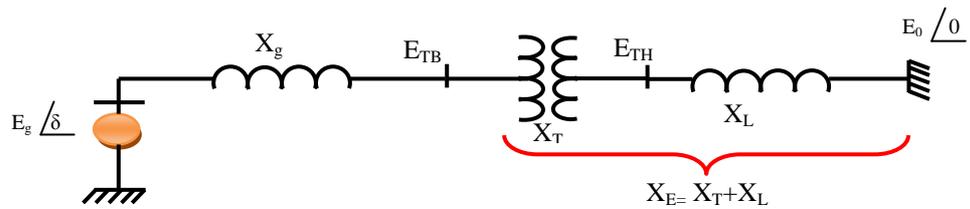


Figure 2.3. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini

a. Relation entre la puissance électrique et l'angle rotorique (P - δ)

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (2.1)$$

Où δ l'angle rotorique (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur (E_g) et la tension du jeu de barres infini (E_0).

L'équation (2.1) est représentée graphiquement à la figure 2.4.

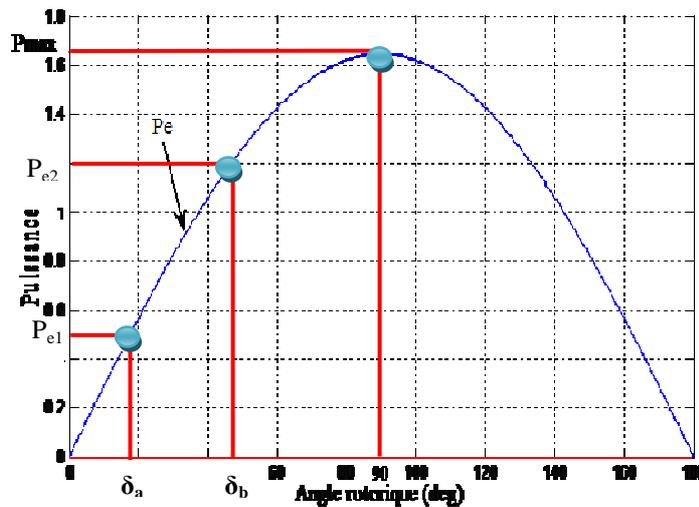


Figure 2.4. Relation puissance-angle rotorique

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2} comme montre la figure 2.4.

Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle rotorique résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure 2.5), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure 2.5) [41] [4].

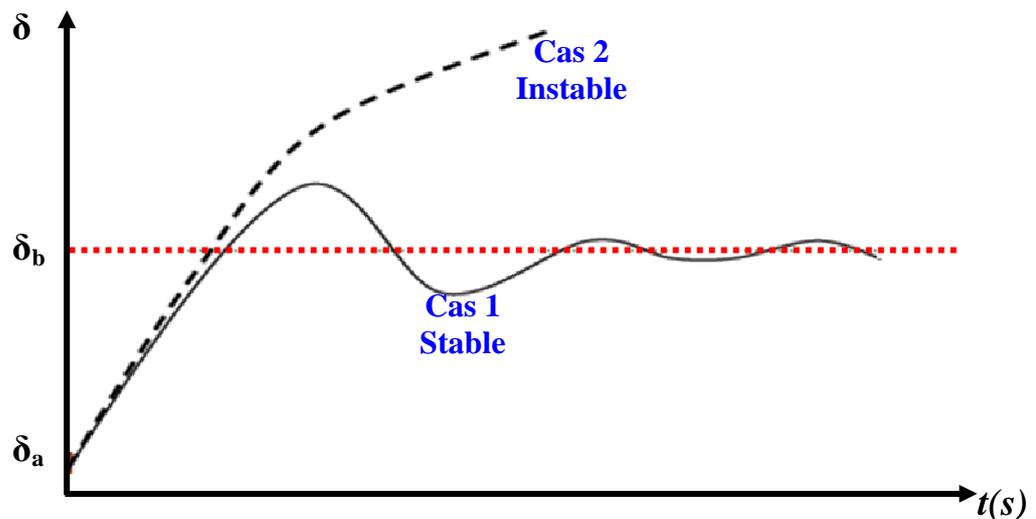


Figure 2.5. Variation d'angle rotorique

b. Critère des aires égales

Le critère d'égalité des aires (EAC : Equal Area Criterion) est appliqué à une machine connectée à un jeu de barres infini, ou à un système à deux machines. C'est une méthode graphique qui permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles.

Considérons un défaut, tel un défaut sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle rotorique δ . Retracer la courbe $(P-\delta)$ en tenant compte de ce défaut, figure 2.6. En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

- La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux

angles rotorique (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$.

– La deuxième zone (zone A2, zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$.

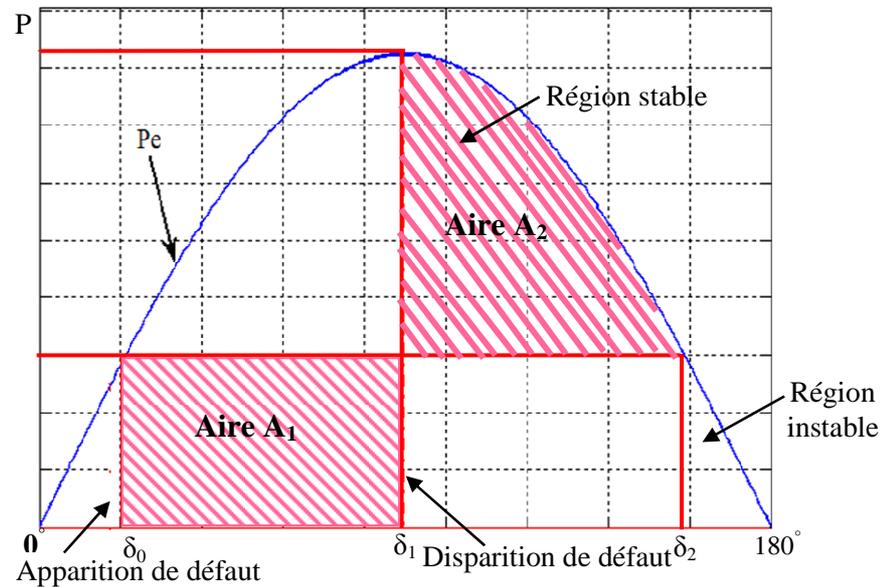


Figure 2.6. Evolution de puissance en fonction des angles rotoriques

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.

La relation entre les aires des zones (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit : l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.2)$$

Où :

H : Constante d'inertie

ω_0 : Vitesse de synchronisme.

P_m , P_e : Puissance mécanique fournie au générateur et puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par $2 \cdot \frac{d\delta}{dt}$, en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + cte = \int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (2.3)$$

Où :

δ_0 : Angle rotorique, initial, à l'instant de l'application de défaut.

δ_2 : Angle rotorique à la fin de la période transitoire.

Ainsi, à $t=0$, $\delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0$.

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent, l'équation (2.4) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.5)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (2.6)$$

Où δ_1 est l'angle rotorique à l'instant de l'élimination de défaut $A_1 - A_2 = 0$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère des aires égales (Equal Area Criterion). Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A_1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A_2). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire. Enfin, une amélioration significative de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs [49] [50] [51].

2.3.2. Stabilité de tension

On peut définir la stabilité de tension comme la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions stables à tous ses nœuds après avoir été soumis à une perturbation à partir d'une condition initiale de fonctionnement de ce système. La stabilité de tension dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre la demande de charge et la puissance fournie du réseau électrique. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds [45] [47]. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade [42].

Dans ce qui suit, on explique les différents types d'instabilité de tension.

2.3.2.1. Stabilité de tension en grandes perturbations

Cette stabilité se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables à la suite de grandes perturbations telles que la perte d'un générateur, la perte d'une ligne, etc. En effet, cette capacité est déterminée par le système et les caractéristiques de charge, par les interactions de deux types de contrôles continus de tension (réglage primaire et secondaire de tension, compensateurs statique et tournants d'énergie réactive), et les contrôles discrets (régulateurs en charge, d'inductance et condensateur) ainsi que par les protections. Normalement, la durée de l'étude de ce type de stabilité peut se prolonger de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.

2.3.2.2. Stabilité de tension aux petites perturbations

La stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables lorsqu'il est soumis à des petites perturbations telles que des changements progressif des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, les contrôles continus de tension, et les contrôles discrets à un instant donné du temps.

2.3.3. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système de puissance à maintenir sa fréquence à la suite d'une grave perturbation résultant en un déséquilibre significatif entre la production et la consommation. L'instabilité se manifeste sous la forme de variations de fréquence soutenues menant au déclenchement de générateurs et/ou de charges [41] [47] [48] [52].

2.4. Amélioration de la stabilité

Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- L'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- L'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS.

2.4.1. Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : Stabilisateur de Système de Puissance (*Power System Stabilizer* : PSS). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse rotorique ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (*Automatic Voltage Regulators* : AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations.

2.4.2. Amélioration de la stabilité par les dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS offrent des solutions très pratiques pour augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, L'angle de phase et l'atténuation des oscillations. [41] [53].

2.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Ainsi que les méthodes d'analyse de la stabilité et les moyens de l'améliorer comme le PSS, et les dispositifs FACTS.

Dans ce mémoire, on s'intéresse au PSS et une étude détaillée sur ce dispositif sera présentée dans le chapitre suivant.

Chapitre 03

STABILISATEURS DE SYSTEME DE PUISSANCE

3.1. Introduction

Les oscillations de puissance sont à l'origine de problèmes très néfastes pour les réseaux depuis très longtemps. L'accroissement de la taille des réseaux électriques et de leur interconnexion conduit à une situation qui, bien qu'elle soit bénéfique du point de vue économique, facilite la propagation des défauts et l'apparition de ces oscillations [54]. Les oscillations, qui sont typiquement dans la gamme de fréquences de 0,2 à 3 Hz, peuvent être excitées par des petites perturbations dans le système ou, dans certains cas, peuvent même prendre naissance spontanément. Ces oscillations limitent la capacité de transmission de la puissance et, parfois, peuvent même causer la perte de synchronisme et un effondrement de l'ensemble du système. Dans la pratique, en plus d'assurer la stabilité, le système doit être bien amorti : c.-à-d. les oscillations doivent être atténuées le plus rapidement possible dès leurs apparitions.

Les régulateurs de tension ou AVR (Automatic Voltage Regulators) installés sur les alternateurs connectés au réseau permettent de maintenir la tension statorique constante. Ils contribuent également au maintien de la stabilité de chaque machine et permettent d'augmenter les puissances maximales transmissibles. Cependant, avec l'extension des réseaux et l'augmentation des échanges de puissance résultant de l'ouverture des marchés de l'énergie électrique, ainsi que pour des conditions de fonctionnement sévères, ces régulateurs se montrent beaucoup moins efficaces pour le maintien de la stabilité. Dans ce cas, la solution la plus classique et la plus utilisée pour mieux amortir ces oscillations consiste dans l'installation de PSS. Il s'agit d'une deuxième boucle sous forme de signal additionnel injecté à l'entrée de la régulation de tension.

Dans ce chapitre, on étudie les PSS conventionnel, les PSS multi-bandes et les PSS basés sur la logique floue.

3.2. Différents types d'oscillations à faibles fréquences

Dans les études portées sur la stabilité des systèmes énergétiques, les modes oscillatoires les plus importants sont ceux correspondants aux basses fréquences: l'intervalle de fréquence est compris entre 0.1 et 3 Hz. Ce sont des modes électromécaniques relatifs aux machines ou modes rotoriques des

machines. Tandis que si l'intervalle de fréquence est supérieur à 4 Hz. Ce sont des modes électriques (modes de contrôle) ou modes mécaniques (modes de torsion).

3.2.1. Modes électromécaniques

On identifie 03 types de modes électromécaniques:

- **Modes Locaux** résultants des oscillations de générateurs avec des fréquences de 0.8 à 2.0 Hz ;
- **Modes Inter- zones** résultants d'oscillations de groupes de machines oscillants d'une manière cohérente. Ces modes exposent des fréquences allant de 0.1 à 0.7 Hz ;
- **Modes Inter-régions** se produisant lorsque des générateurs faisant partie d'une même région de génération oscillent l'un contre l'autre dans un intervalle de fréquence de 2.1 à 3 Hz.

3.2.2. Modes électriques

Les oscillations de fréquence supérieure à 4 Hz associées aux modes électriques (modes de contrôle) sont dues :

- Soit, aux contrôleurs des générateurs (mauvais réglage des contrôleurs des systèmes d'excitation ou des gouverneurs) ;
- Soit, aux autres dispositifs contrôleurs (e.g. HVDC, SVC,...).

3.2.3. Modes mécaniques

Ces oscillations de fréquence supérieure à 4 Hz sont essentiellement reliées aux éléments en rotation entre les générateurs et leurs turbines. Elles peuvent aussi être produites par l'interaction des éléments de rotation avec le contrôle d'excitation, le contrôle de gouverneur, les lignes équipées avec des compensateurs de condensateurs en série,... etc.

3.3. Amortissement des oscillations de puissances

Les oscillations électromécaniques limitent la capacité de transmission de puissance dans les réseaux électriques. Elles peuvent parfois entraîner une perte de synchronisme ou même un black-out dans le système. L'amortissement des oscillations inter-régions peut se faire de trois façons principales:

- Soit par des lignes THT (Très Hautes Tensions) en ajoutant des lignes supplémentaires, c'est la solution la plus coûteuse;
- Soit par l'utilisation d'un contrôleur côté générateur (PSS) : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur;

- Soit par des dispositifs FACTS, placés sur les lignes les plus contraintes [55].

Les contrôleurs PSS qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations.

3.4. Stabilisateur de système de puissance

Le PSS est le dispositif le plus répandu qui a pour objectif de fournir un signal de tension supplémentaire proportionnel à la variation de vitesse rotorique afin d'améliorer l'amortissement des oscillations basse fréquence dans les réseaux électriques [56].

L'action d'un PSS est de prolonger les limites de stabilité d'un système en fournissant l'atténuation supplémentaire à l'oscillation des rotors par l'excitation du générateur. Le PSS doit produire un signal de stabilisation en fonction de la variation de vitesse (ou bien variation de puissance ou de fréquence).

3.4.1. Rôle du PSS

L'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants [4] [42]:

- Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système;
- Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes;
- Minimiser la probabilité d'effets défavorables, comme les interactions avec les phénomènes de hautes fréquences dans le système de puissance telle la résonance dans le réseau de transport ;
- Être suffisamment robuste pour permettre au système de contrôle d'assurer ses objectifs pour divers points de fonctionnement probables du système de puissance.

3.4.2. Différentes configurations du PSS

Le type d'un PSS peut être identifié par la nature de son signal d'entrée. Les plus répandus sont ceux ayant comme signal d'entrée la variation de la puissance ΔP . Cependant, récemment, des signaux d'entrée comme $\Delta\omega$ (variation de la vitesse) et/ou Δf (variation de la fréquence) sont adoptés pour améliorer la stabilité des modes interzones vu l'augmentation sans cesse grandissante des interconnexions dans les réseaux d'énergie électrique.

Le choix du type de PSS à adopter, dépend des oscillations et modes à amortir. Le Tableau 3.1 résume ces cas d'application. Lorsqu'il s'agit de modes locaux, c'est le PSS type ΔP qui est recommandé, sinon s'il s'agit de modes interzones c'est le PSS type $\Delta\omega$ qui doit être inséré [56].

Tableau 3.1. Choix de type du PSS

Mode	Nature du mode	Type du PSS
Local	La machine oscille seule avec l'intégrité du réseau fréquence au voisinage de 1 Hz	PSS à entrée unique Δf (ou $\Delta\omega$) ou ΔP le plus recommandé est le PSS type ΔP
Interzone (à cycle long)	Deux ou plusieurs zones oscillent avec un transit de puissance très grand. Fréquence entre 0.2 à 0.5 Hz	PSS à entrée unique (Δf (ou $\Delta\omega$) ou ΔP), mais le plus recommandé est le PSS type Δf (ou $\Delta\omega$)
Complexe	Des modes de nature locale et interzone	PSS à entrée multiple (Δf (ou $\Delta\omega$) et ΔP)

3.4.3. Modèle du PSS

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (CPSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS conventionnel utilise la variation de vitesse rotorique comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs comme ceux présentés dans la figure 1.3 [55] [57] :

- Un gain ;
- Un filtre passe-haut ;
- deux blocs de compensation de phase ;
- Un limiteur de la valeur de sortie.

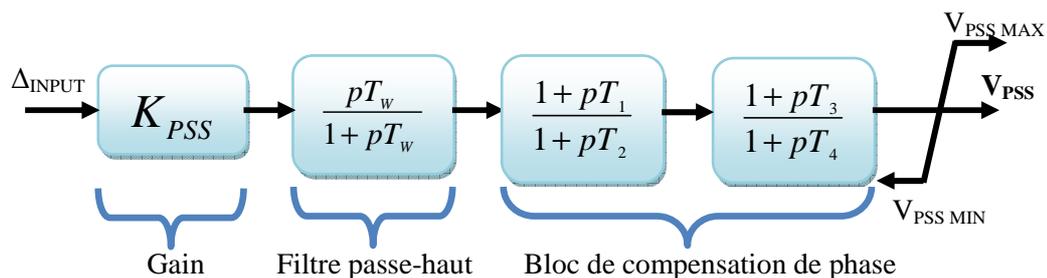


Figure 3.1. PSS conventionnelle

3.4.3.1. Gain (k_{PSS})

Le gain de stabilisateur détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. Théoriquement, sa valeur (K_{PSS}) doit correspondre à l'amortissement maximal. Toutefois, la valeur du gain doit satisfaire

l'amortissement des modes dominants du système sans prendre le risque de dégrader la stabilité des autres modes ou la stabilité transitoire. Généralement, K_{PSS} varie généralement de 0.01 à 50.

3.4.3.2. Filtre passe haut

Le filtre passe-haut élimine les oscillations à très basse fréquences (inférieure à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Généralement la constante de temps de ce filtre T_w varie de 1 à 20 secondes.

3.4.3.3. Bloc de compensation de phase

La compensation de phase, faite par les fonctions avance-retard, est conçue de manière à déplacer le mode d'oscillation instable vers la partie gauche du plan complexe et donc vers la stabilité.

3.4.3.4. Limiteur

Le PSS est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire). Le PSS a parfois tendance à perturber le bon fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lorsque ce dernier essaye de maintenir la tension lors de conditions transitoires [4] [42] [55]. Ainsi, le PSS doit être équipé d'un limiteur afin de réduire son influence indésirable durant les phases transitoires. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 per-unit.

La fonction de transfert du PSS qui représente le signal de stabilisation est donnée par :

$$V_{PSS} = K_{PSS} \frac{PT_w}{1+PT_w} \frac{(1+PT_1)(1+PT_3)}{(1+PT_2)(1+PT_4)} \Delta input \quad (3.1)$$

Où :

- V_{PSS} : Signal de sortie du correcteur;
- K_{PSS} : Gain du correcteur;
- T_w : Constante de temps du filtre passe haut;
- T_1, T_2, T_3, T_4 : Constantes de temps avance-retard, variant de 0.01 à 6 secondes;
- $\Delta input$: Signal d'entrée du correcteur.

3.5. PSS Multi Bandes

En 2000, une nouvelle architecture de PSS a été proposée, et plus tard incluse dans la version révisée IEEE std-421.5 comme PSS4B. Le MBPSS est représenté par le modèle IEEE Std-421.5 type PSS4B [58] [59]. La structure de PSS Multi-Bandes est indiquée dans la figure 3.2.

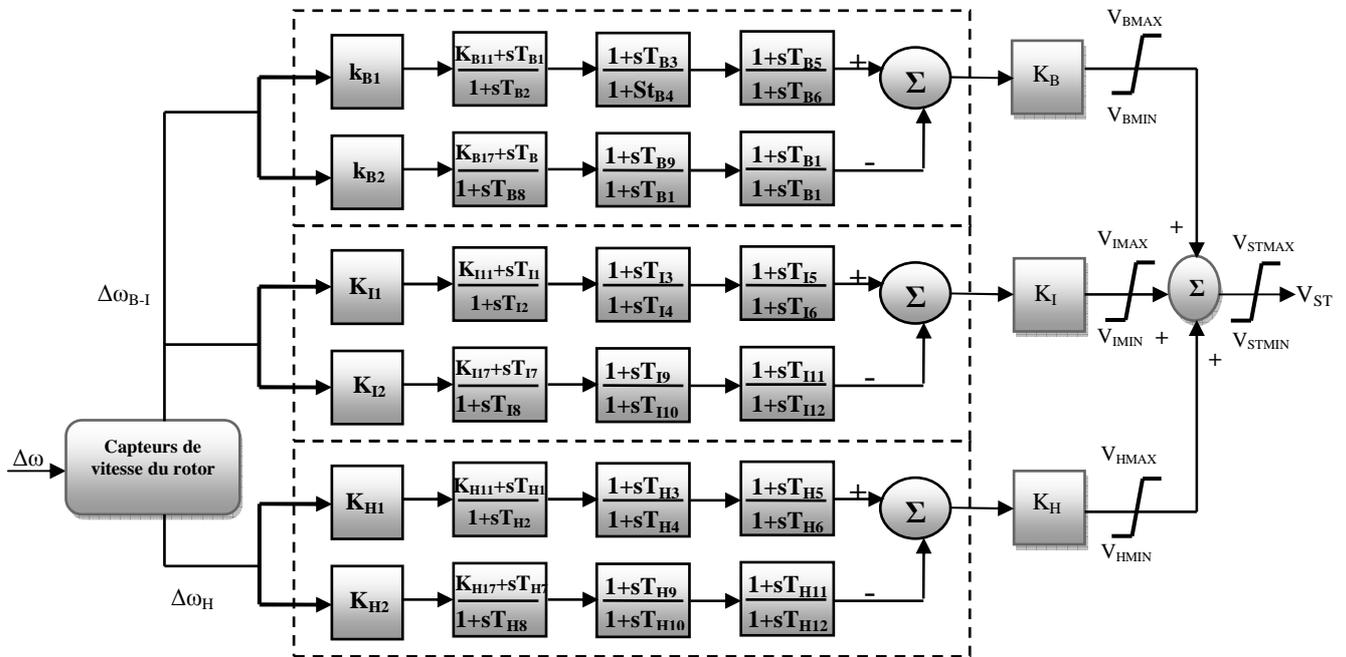


Figure 3.2. PSS Multi-Bandes

Le stabilisateur Multi-Bandes a deux fonctions importantes : la synthèse de vitesse du rotor et la réalisation de la fonction de transfert du stabilisateur à l'aide d'une structure à trois bandes de fréquence.

3.5.1. Synthèse de la vitesse du rotor

La vitesse du rotor doit être calculée à partir des tensions et des courants qui sont mesurés aux bornes de l'alternateur. Cette synthèse doit être réalisée par deux capteurs. Le premier capteur fournit le signal d'entrée de la bande basse-fréquence et de la bande de fréquence intermédiaire. Le second capteur fournit le signal d'entrée de la bande haute-fréquence. Le comportement dynamique des capteurs doit être équivalent à celui des modèles linéaires de la Figure 3.3. Deux filtres numériques de type coupe-bande montés en cascade doivent être disponibles en option pour les applications avec des turbo-alternateurs afin d'atténuer suffisamment les effets de modes torsionnels sur la mesure de vitesse.

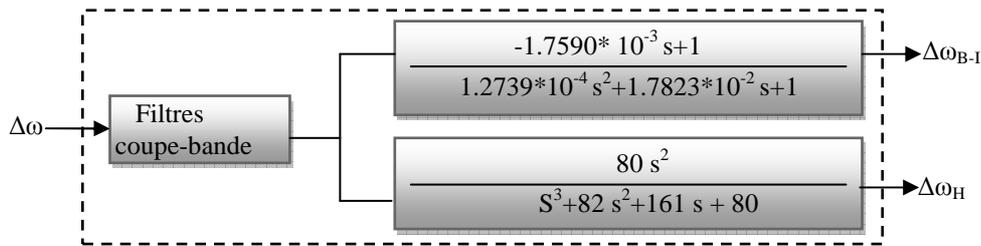


Figure 3.3. Capteur de vitesse du rotor.

3.5.2. Fonction de transfert du stabilisateur

La fonction de transfert du PSS multi-bandes doit être de la forme montrée dans la Figure 3.2. Cette fonction doit être conçue pour agir séparément sur trois bandes de fréquences. Chacune des bandes doit être disposée un gain global et un limiteur. La fonction de transfert doit comprendre également un limiteur à la sortie du stabilisateur. Chacune des bandes doit être constituée de deux segments montés en filtre différentiel qui doivent comprendre chacun un gain, un bloc avance-retard ou passe-haut ainsi que deux blocs avance/retard.

La fonction de transfert doit disposer de deux entrées qui correspondent aux sorties des capteurs de vitesse. L'entrée de la bande basse fréquence et de la bande de fréquence intermédiaire est la vitesse $\Delta\omega_{B-I}$ et l'entrée de la bande haute-fréquence est la vitesse $\Delta\omega_H$. La sortie de la fonction de transfert est le signal de stabilisation V_{ST} . Cette sortie doit être raccordée comme entrée au point de sommation de l'erreur de tension sur le régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur.

Avec

- $K_{B1}, K_{B2}, K_B, K_{I1}, K_{I2}, K_I, K_{H1}, K_{H2}$ et K_H : Sont des gains et doivent être réglable sur une gamme de 0.00 à 300.00 ;

- $K_{B11}, K_{B17}, K_{I11}, K_{I17}, K_{H11}$ et K_{H17} : sont des paramètres qui doivent être utilisés sur le premier bloc de chacun des segments de la fonction de transfert pour permettre un bloc passe-haut ou un bloc avance-retard ces paramètres prennent la valeur 0 ou 1. Si le paramètre est nul alors le bloc est défini comme un bloc passe-haut. Si le paramètre est égal à un alors le bloc est défini comme un bloc avance-retard ;

- $T_{B1}, T_{B2}, K_{B3}, T_{B4}, T_{B5}, T_{B6}, T_{B7}, T_{B8}, T_{B9}, T_{B10}, T_{B11}, T_{B12}$: constantes de temps, réglable sur une gamme de 0.000 à 30.000B seconde;

- $T_{I1}, T_{I2}, K_{I3}, T_{I4}, T_{I5}, T_{I6}, T_{I7}, T_{I8}, T_{I9}, T_{I10}, T_{I11}, T_{I12}$: constantes de temps, réglable sur une gamme de 0.0000 à 3.0000 seconde;

– $T_{H1}, T_{H2}, K_{H3}, T_{H4}, T_{H5}, T_{H6}, T_{H7}, T_{H8}, T_{H9}, T_{H10}, T_{H11}, T_{H12}$: constantes de temps, réglable sur une gamme de 0.00000 à 0.30000 seconde.

3.6. PSS basé sur la logique floue (FPSS)

La logique floue a été introduite en 1965 par L. ZADEH comme une description mathématique; bien que, le principe de cette idée ait été connu plus tôt chez les philosophes et les logiciens [60]. L'intérêt de la logique floue réside dans sa capacité à traiter l'imprécision et l'incertitude. Elle est issue de la capacité de l'Homme à décider et agir d'une façon pertinente malgré la nature floue des connaissances disponibles (voir l'annexe C).

Le PSS basé sur la logique floue est explorée dans le but d'atténuer davantage les oscillations liées aux systèmes d'alimentation et l'amélioration de la stabilité des systèmes de puissances, pour avoir un temps de stabilisation très brève [57]. La figure 3.4 représente la structure de FPSS qui sera utilisé dans ce travail. Plusieurs chercheurs l'ont utilisée dont on cite S. A. TAHER, et A. SHEMSHADI, [61], M. CHETTY et N. TRAJKOSKI [62], A. AYAD [57].....etc.

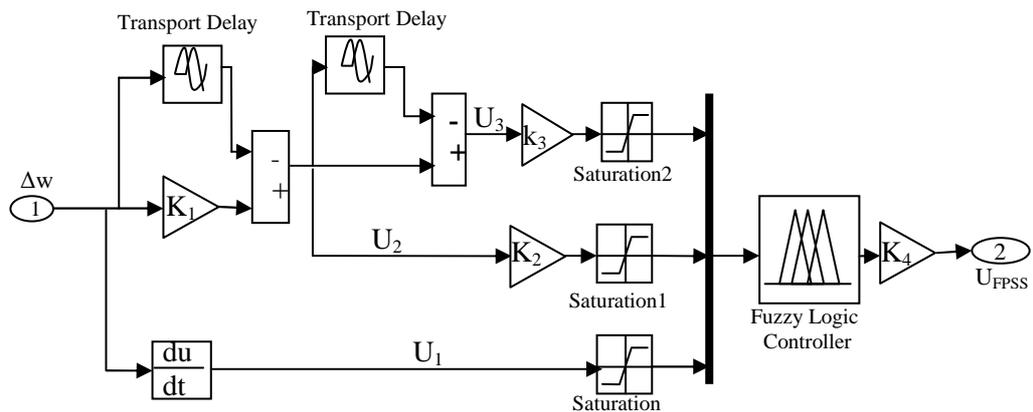


Figure 3.4. Structure de conception de FPSS

On utilise la variation de la vitesse de la machine synchrone $\Delta\omega$ comme une entrée. Trois signaux distincts sont générés à partir de $\Delta\omega$ en utilisant des blocs de temps de retard. Ils représentent les entrées du FPSS. Le premier signal d'entrée est la dérivation de $\Delta\omega$, le deuxième et le troisième signal d'entrées représentent respectivement l'erreur et l'écart d'erreur de $\Delta\omega$.

$$\begin{cases} U_1 = \frac{d}{dt}(\Delta\omega(t)) \\ U_2 = \Delta\omega(t) - \Delta\omega(t - \Delta t) \\ U_3 = \Delta\omega(t - \Delta t) - \Delta\omega(t - 2\Delta t) \end{cases} \quad (3.2)$$

La deuxième et la troisième entrées (U_2 et U_3) du FPSS sont obtenues par l'application d'un bloc de temps de retard. Le bloc de saturation ajouté après chaque signal d'entrée limite les signaux entrants dans la gamme des fonctions d'appartenances d'entrée [-1 1]. Le FPSS prend toutes les entrées séparément, on utilise les gains K_1 , K_2 , K_3 et K_4 pour fournir un comportement acceptable du système.

3.7. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté un rappel théorique sur les oscillations et leurs différents types. Ensuite, une étude sur le stabilisateur de système de puissance, son rôle, les différentes configurations et son modèle. Un intérêt particulier a été réservé au stabilisateur de système de puissance multi-bandes et le stabilisateur de système de puissance basé sur la logique floue. Le calcul des paramètres des gains de la FPSS sera discuté dans le chapitre suivant.

Chapitre 04

IMPACT DES PSS SUR LA STABILITE DES RESEAUX EN PRESENCE D'UNE FERME EOLIENNE

4.1. Introduction

La complexité de plus en plus élevée des systèmes d'énergie électrique a conduit à un intérêt de plus en plus important aux stabilisateurs de tels systèmes. Pendant les deux dernières décennies, l'utilisation d'un contrôle supplémentaire de l'excitation a apporté une amélioration à la stabilité des systèmes. De nos jours, le PSS est largement utilisé par les systèmes électriques afin d'améliorer la stabilité des systèmes électriques.

Dans ce chapitre, on étudie l'impact du PSS sur la stabilité du système électrique et sa contribution sur l'amélioration de la stabilité d'une ferme éolienne à vitesse variable intégrées dans les réseaux. Des simulations sont effectuées sur un réseau test type IEEE, avec l'intégration d'une ferme éolienne à vitesse variable, puis une comparaison sera faite entre les différents types de PSS (CPSS, MB-PSS, FPSS) pour voir l'efficacité du FPSS sur le système par rapport au conventionnel et multi-bandes, en termes d'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques.

4.2. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques

Une fois l'éolienne produit l'électricité, cette dernière est transportée aux consommateurs par des réseaux électriques. Typiquement, pour les machines d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension aux bornes de l'éolienne est de l'ordre de quelques centaines de volts. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production d'un transformateur de puissance élévateur de tension qui permet le raccordement aux réseaux de moyennes tensions pour les fermes éoliennes de petites puissances, ou aux réseaux de transport pour les fermes éoliennes de fortes puissances.

Le raccordement de l'installation de l'éolienne au réseau doit respecter des contraintes sur la fréquence, l'amplitude et la phase de la tension et ne doit pas affecter la stabilité du réseau. Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dés

que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Lors du Black-out italien du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions décentralisées se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz.

Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes installées depuis 2003 de pouvoir rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un opérateur à l'autre.

Concernant les variations de fréquence, les installations de production doivent rester connectées pour des durées limitées dans les plages exceptionnelles de fréquence situées entre 47 et 52 Hz. De plus, même si l'installation ne participe pas à la constitution des réserves comme c'est le cas de l'éolien, elle doit être capable de réduire la puissance produite lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 et 51 Hz [33].

4.3. Réseau test

Afin de montrer l'efficacité du PSS basé sur la logique flou par rapport au conventionnelle et multi-bandes, son effet sur la stabilité du réseau et ainsi celle du ferme éolienne, un réseau à 5 jeux de barres avec l'intégration d'une ferme éolienne (figure 4.1) est utilisé dans cette étude. Le système comprend 2 générateurs synchrones à 230 kV connectés aux jeux de barres 1 et 2 à travers des transformateurs de puissance (500 kV/230 kV) contribuant à l'alimentation de deux charges A, B reliées respectivement aux jeux de barres 3 et 5.

Une ferme éolienne de 9 MW, composée de six éoliennes à vitesse variable de 1,5 MW raccordé au jeu de barres 3. Les paramètres de ce réseau fournis en détail dans l'annexe A.

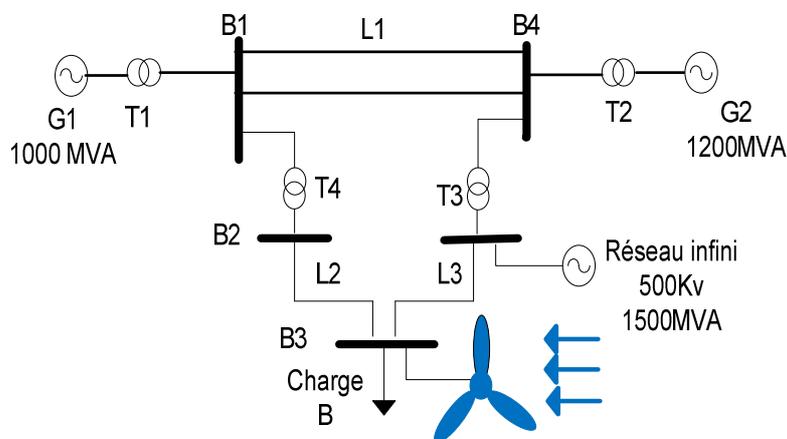


Figure 4.1. Réseau test à 5 jeux de barres avec l'intégration de ferme éolienne à vitesse variable

4.4. Conception du stabilisateur de système de puissance étudié

Dans cette étude, on a choisi le PSS comme solution pour améliorer la stabilité dynamique de système de puissance. On se base sur le PSS conventionnel, multi-bandes et le PSS basé sur la logique floue, puis on fait une comparaison entre eux pour déterminer le plus robuste en termes d'amortissement.

On a déjà vu dans le troisième chapitre la structure de CPSS (figure 3.1) et MB-PSS (figure 3.2), dans ce travail on utilise la même structure. Les paramètres de ces stabilisateurs, sont fournis dans l'annexe B. La structure du FPSS est montrée dans la figure 3.4. Le calcul des FPSS repose dans le choix des fonctions d'appartenance d'entrée et sortie, les règles floues et les gains K_1 , K_2 , K_3 et K_4 qui vont être calculés par optimisation basée sur la méthode des moindres carrés.

4.4.1. Fonction d'appartenance

4.4.1.1. Fonction d'appartenance d'Entrée

Comme on a déjà expliqué, trois entrées séparées sont créées à partir de la déviation de la vitesse et envoyées vers le FPSS. Pour les entrées, six fonctions d'appartenances sont utilisées pour la fuzzification. Par exemple, Pin1 est la fonction d'appartenance d'entrée positive pour l'entrée n°1 alors que Nin2 est la fonction d'appartenance négative pour l'entrée n°2. Ici, les fonctions d'appartenances sont des fonctions d'arctangente décrivant la fonction d'appartenance de type Gaussienne nommée Pin (positive) et Nin (négative), pour chaque entrée. L'allure des fonctions d'appartenances Pin et Nin est montrée dans la figure 4.2. Les fonctions d'appartenances sont identiques pour les trois entrées.

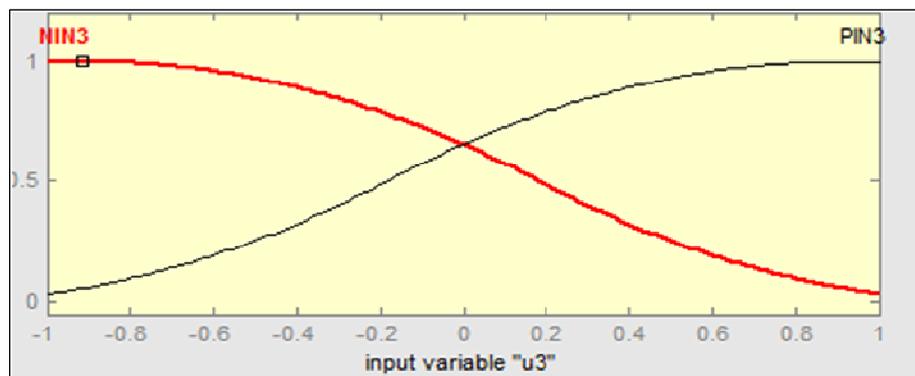


Figure 4.2. Fonction d'appartenance d'entrée

4.4.1.2. Fonction d'appartenance de Sortie :

Pour la sortie, deux fonctions d'appartenances, Pout et Nout sont utilisées. La méthode de défuzzification utilisée est le centre de gravité. Ces fonctions sont représentées par deux lignes (Figure 4.3).

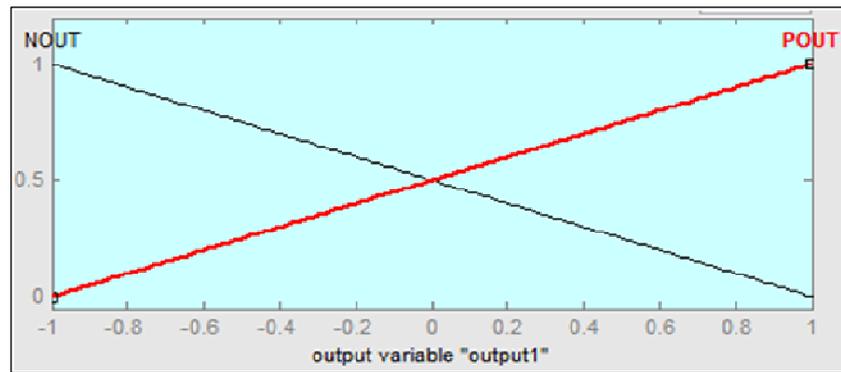


Figure 4.3. Fonction d'appartenance de sortie

Le choix d'une fonction linéaire est justifié par le fait que la fonction d'appartenance de sortie est une représentation linéaire de celle d'entrée.

Dans notre travail, on a utilisé la fonction d'appartenance de type trapézoïdal. Dans ce qui suit, les règles floues sont développées, ainsi que le calcul des gains d'entrée et de sortie.

4.4.2. Règles floues

Les règles floues conçues pour le (FPSS) sont les suivantes :

1. SI (u_1 est PIN1) alors (output1 est POUT);
2. SI (u_1 est NIN1) alors (output1 est NOUT);
3. SI (u_2 est PIN2) alors (output1 est POUT);
4. SI (u_2 est NIN2) alors (output1 est NOUT);
5. SI (u_3 est PIN3) alors (output1 est POUT);
6. SI (u_3 est NIN3) alors (output1 est NOUT).

Une autre représentation des règles floues est possible (tableau 4.1).

Tableau 4.1. Règles floues

Entrées de règles floues	U_1		U_2		U_3	
	P	N	P	N	P	N
Sorties de règles floues	P	N	P	N	P	N

4.4.3. Calcul des gains

Dans le but de chercher une meilleure stabilisation du système vis-à-vis d'une perturbation, les gains (K_1, K_2, K_3, K_4) de ce contrôleur (FPSS) ont été optimisés en utilisant la boîte à outils (Simulink Design Optimization toolbox) de MATLAB. Cette dernière est basée sur la méthode d'optimisation par les moindres carrés. La procédure du travail avec cette boîte comprend 4 étapes:

4.4.3.1. Données temporaires

Dans cette phase, on définit les données sur les quelles l'estimation va dérouler. Ces données représentent certaines variables d'état du modèle simulé.

A partir de ces données, le programme d'optimisation va estimer l'état du système et juge sur la poursuite de l'optimisation et son arrêt.

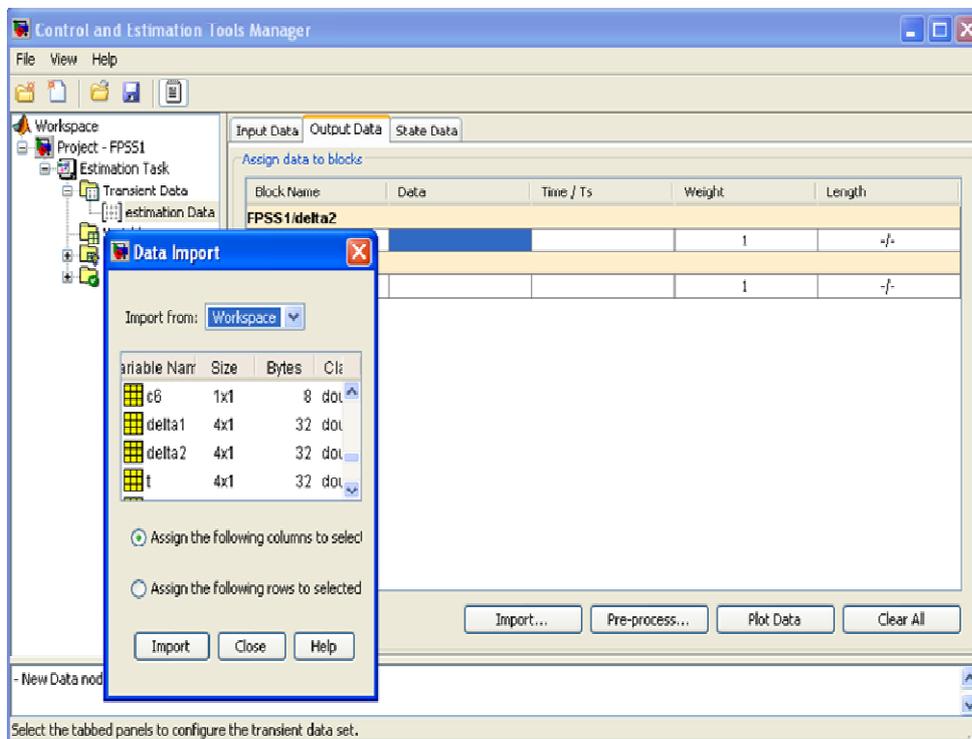


Figure 4.4. Première étape du travail avec la boîte à outils « Simulink Design Optimisation »

4.4.3.2. Variables

Dans cette étape, nous définissons les variables à optimiser (K_1, K_2, K_3, K_4), qui sont des valeurs initiales générées aléatoirement dans le Workspace du MATLAB.

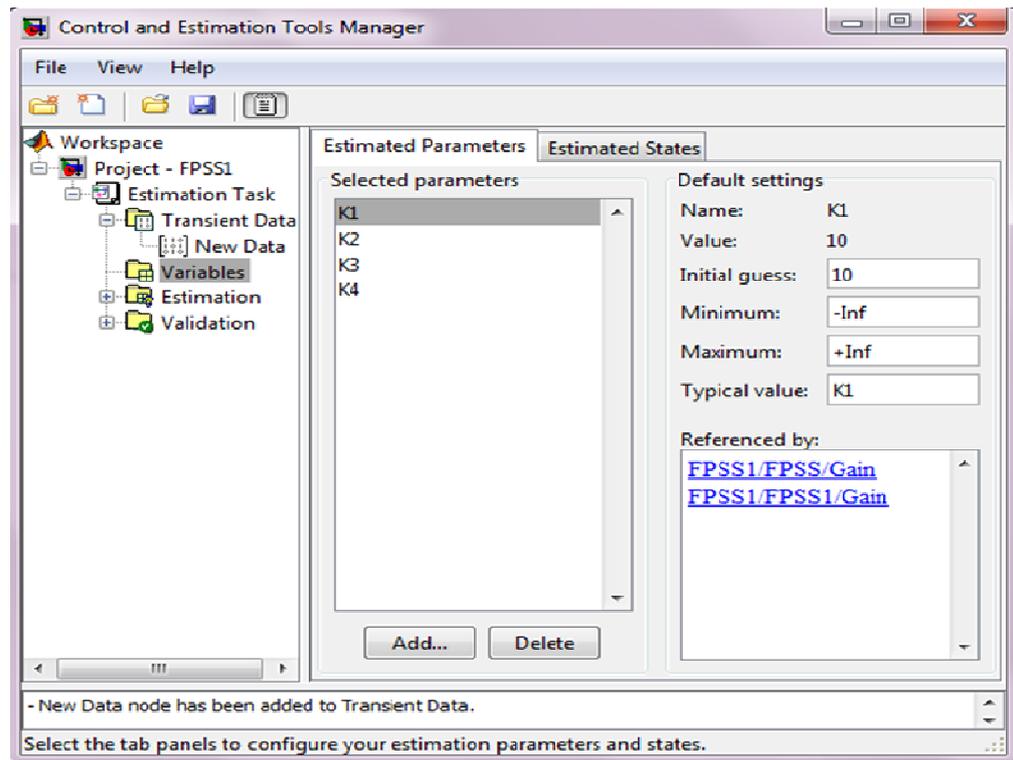


Figure 4.5. Deuxième étape du travail avec la boîte à outils « Simulink Design Optimisation »

4.4.3.3. Estimation

C'est la phase de calcul des variables à estimer. La boîte à outils commence l'estimation des variables (K_1, K_2, K_3, K_4) après la sélection de ces derniers.

4.4.3.4. Validation

Dans cette étape, les variables estimées sont validées pour vérifier que l'optimisation a bien donné les résultats désirées.

4.5. Simulation

La simulation est exécutée pour les trois types de PSS, toujours en présence d'une ferme éolienne à vitesse variable comme suit :

- système sans PSS;
- système avec PSS conventionnel;
- système avec PSS multi-bandes;
- système avec PSS basé sur la logique floue.

4.5.1. Système sans PSS

On étudie en premier lieu le fonctionnement du système sans PSS. Pour étudier la stabilité on applique un défaut triphasé au jeu de barres n°4, le court-circuit à l'instant ($t=1s$) est éliminé après 0.2s. Les réponses temporelles de la variation de vitesse, des angles rotorique et la puissance active des générateurs suite au défaut choisi sont montrées dans la figure 4.6.

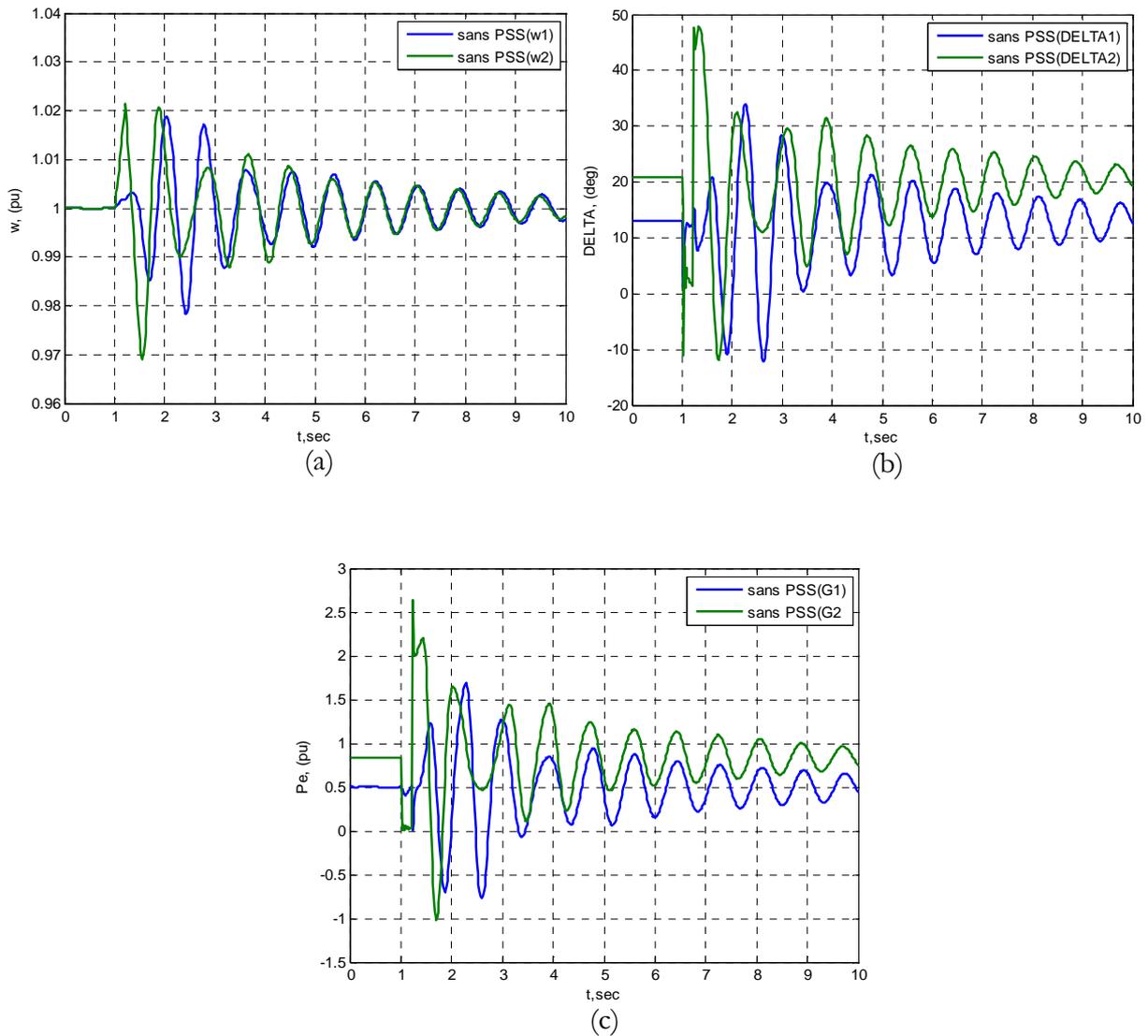


Figure 4.6. Réponses temporelles des générateurs (sans PSS)

a : Variation de vitesse, b : angles rotorique, c : puissance active des générateurs

La puissance et la tension de la ferme éolienne sont représentées dans la figure 4.7.

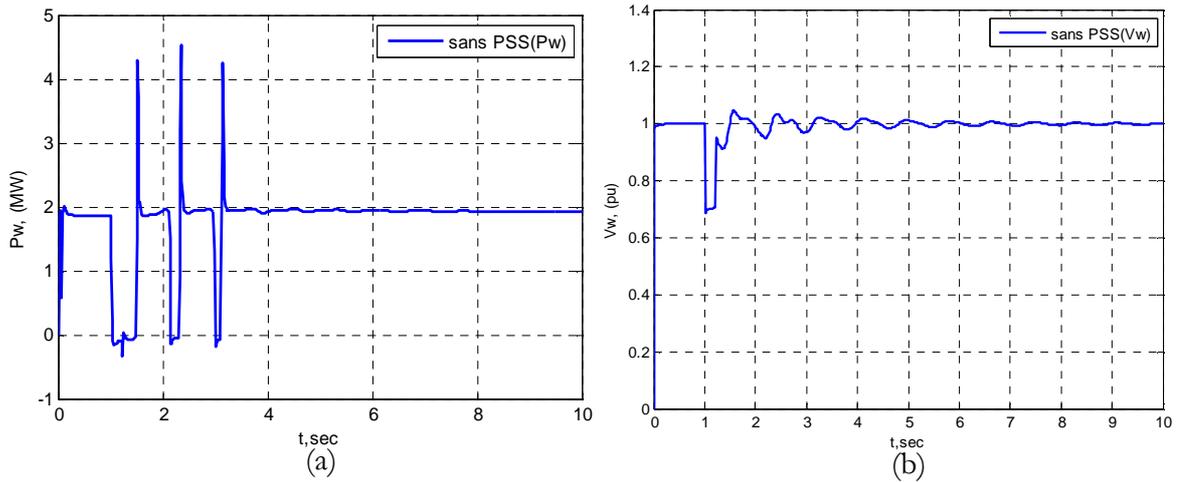


Figure 4.7. Puissance en (MW) et tension en (p.u) de l'éolienne (sans PSS)

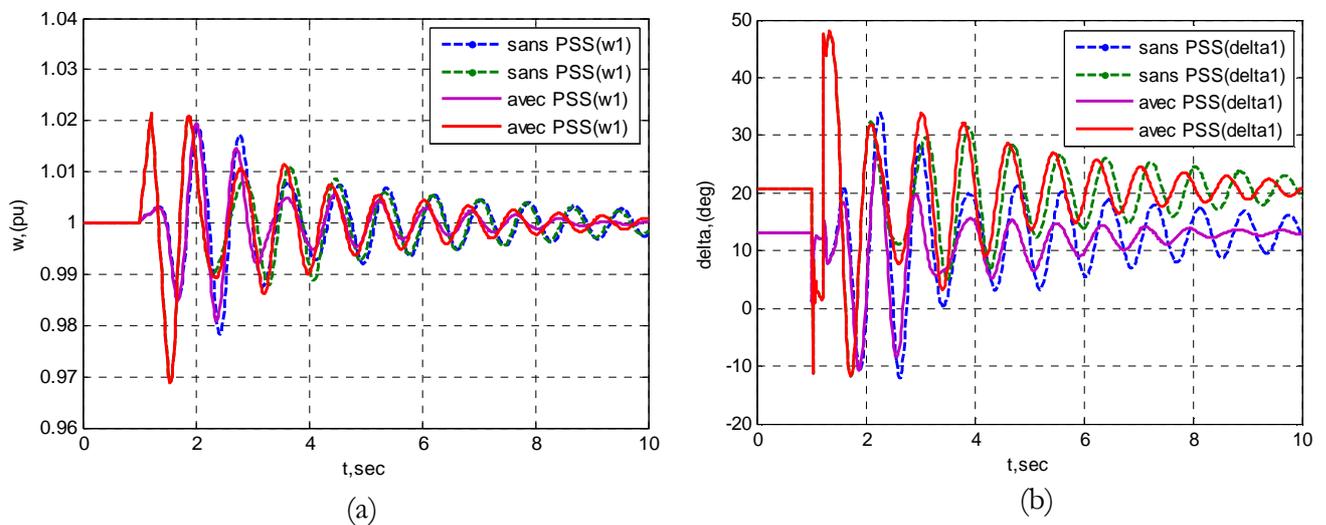
D'après ces résultats, il est clair que le système est dynamiquement instable et mal amorti. Le comportement du système aux petites perturbations montre clairement cette instabilité du système. Pour rétablir la stabilité du système et améliorer l'amortissement des oscillations, le PSS conventionnel est maintenant ajouté aux générateurs.

4.5.2. Système avec PSS conventionnel

Pour obtenir le meilleur amortissement, il faut trouver le meilleur emplacement du PSS, afin de trouver cet emplacement on intègre le PSS au niveau du générateur 1, puis au niveau du générateur 2 et enfin au niveau des générateurs 1 et 2.

4.5.2.1. PSS au niveau du générateur 1

Le PSS est placé sur le générateur 1. La figure 4.8 et la figures 4.9, montrent les résultats obtenus pour ce cas.



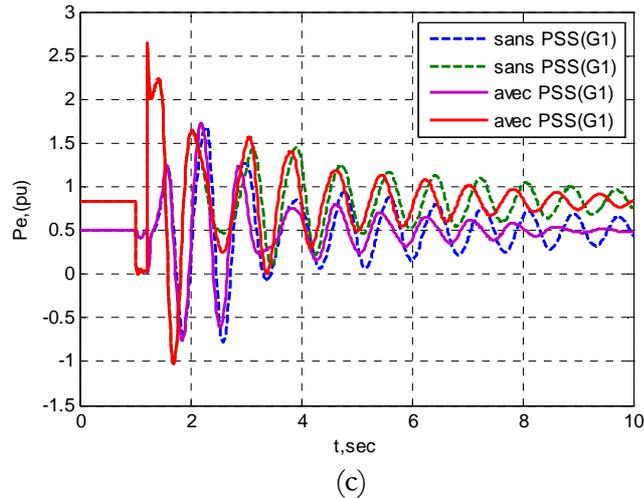


Figure 4.8. Réponses temporelles des générateurs (avec CPSS)

a : Variation de vitesse en (p.u), b : angles rotorique en (deg), c : puissance active des générateurs en (p.u)

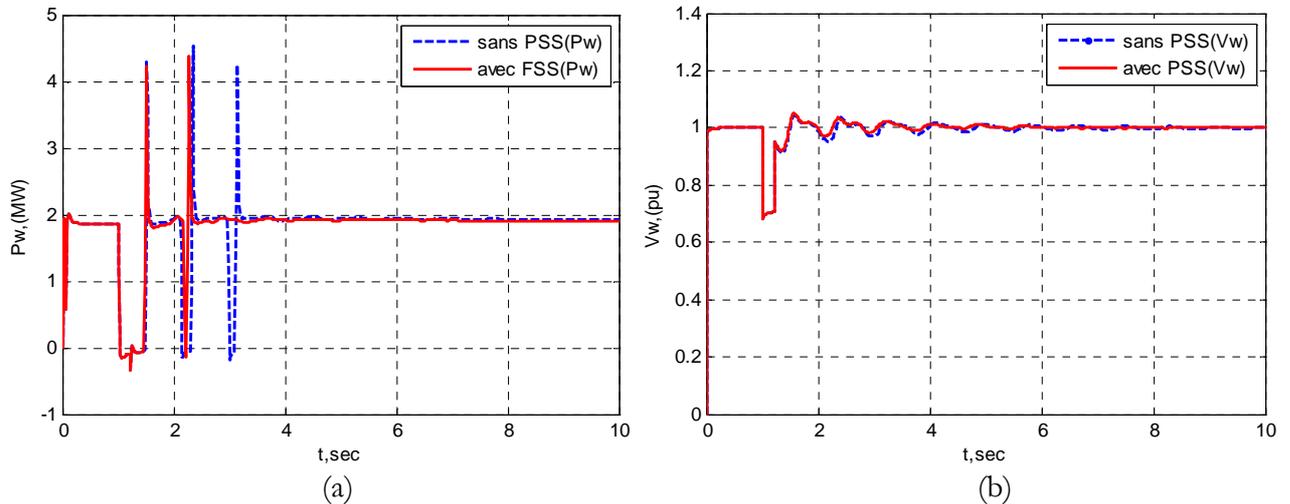


Figure 4.9. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec CPSS)

a : puissance active en (MW), b : tension en (p.u)

Les figures 4.8 (a)-(c) représentent respectivement : les variations de vitesse des générateurs, les angles rotorique des générateurs et aussi ses puissances actives. On peut dire que les oscillations est mal amorti, cela signifie que c'est le générateur 2 qui participe le plus dans cette oscillation, pour cela le PSS au niveau de générateur 1 n'est pas le meilleur emplacement. Les figures 4.9 (a)-(b), représentent respectivement la puissance et la tension de la ferme éolienne.

4.5.2.2. PSS au niveau du générateur 2

Dans ce cas, on place le PSS dans le générateur 2, les résultats obtenus sont illustrés dans les figures 4.10 (a)-(c) qui représentent respectivement les variations de vitesse des générateurs, les angles

rotorique des générateurs ainsi que ses puissances actives. La puissance et la tension de la ferme éolienne sont représentées dans les figures 4.11 (a)-(b) respectivement.

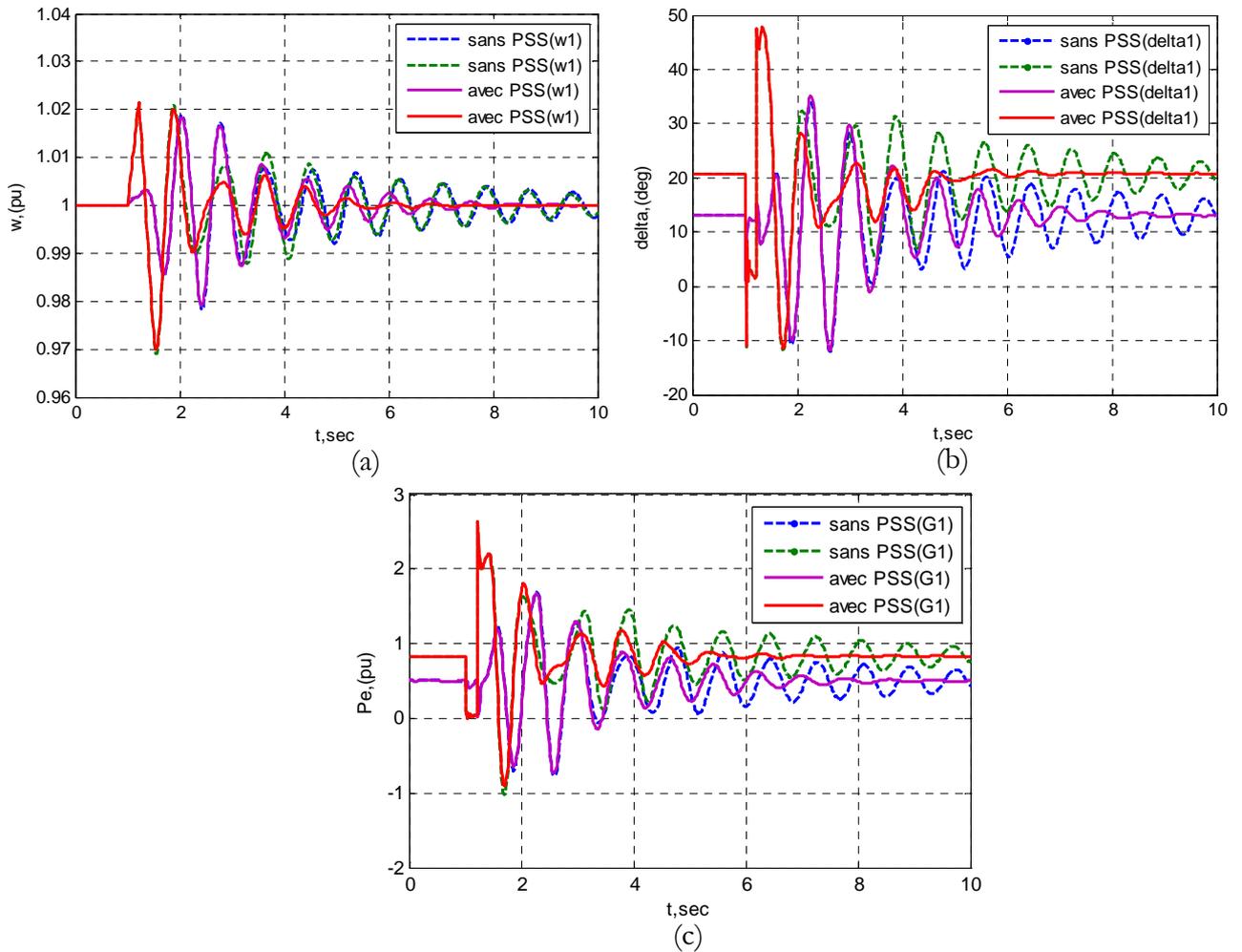


Figure 4.10. Réponses temporelles des générateurs (avec CPSS)

a : Variation de vitesse (p.u), b : angles rotorique (deg), c : puissance active des générateurs (MW)

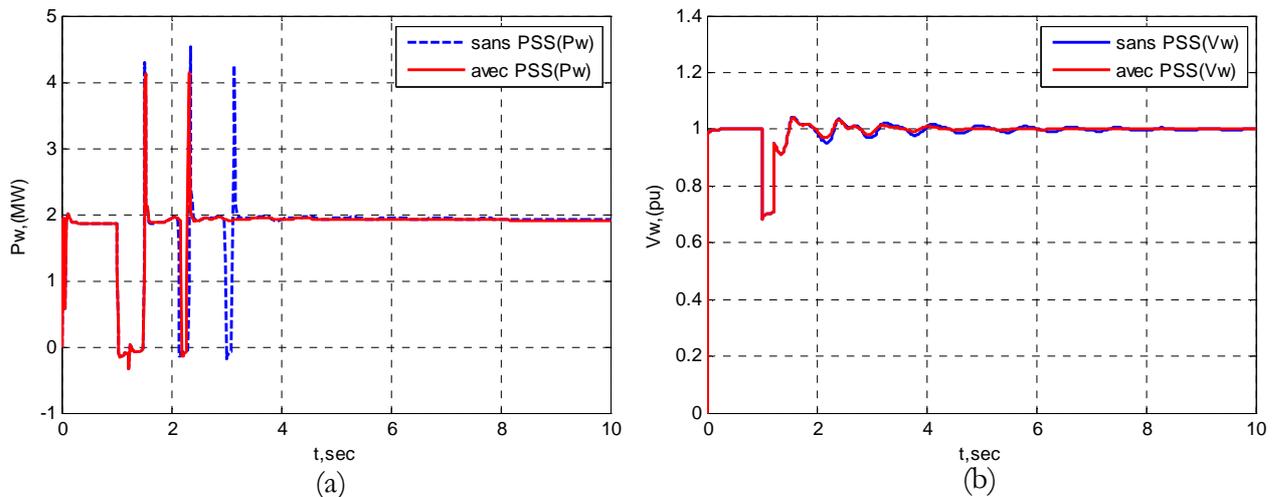


Figure 4.11. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec CPSS)

a : puissance active (MW), b : tension (p.u).

D'après ces résultats, on remarque une amélioration de l'amortissement des oscillations par rapport au cas du CPSS au niveau de générateur 1, mais les oscillations ne sont pas bien amorties puisque ces figures représentent clairement la participation de générateur 1 dans cette oscillation, malgré cette participation faible par rapport au générateur 2. De ce fait, les PSS conventionnels doivent être placés au niveau des générateurs 1 et 2.

4.5.2.3. PSS au niveau des générateurs 1 et 2

Dans ce cas, on intègre les CPSS dans les deux générateurs, les résultats obtenus sont montrés dans la figure 4.12 et la figure 4.13.

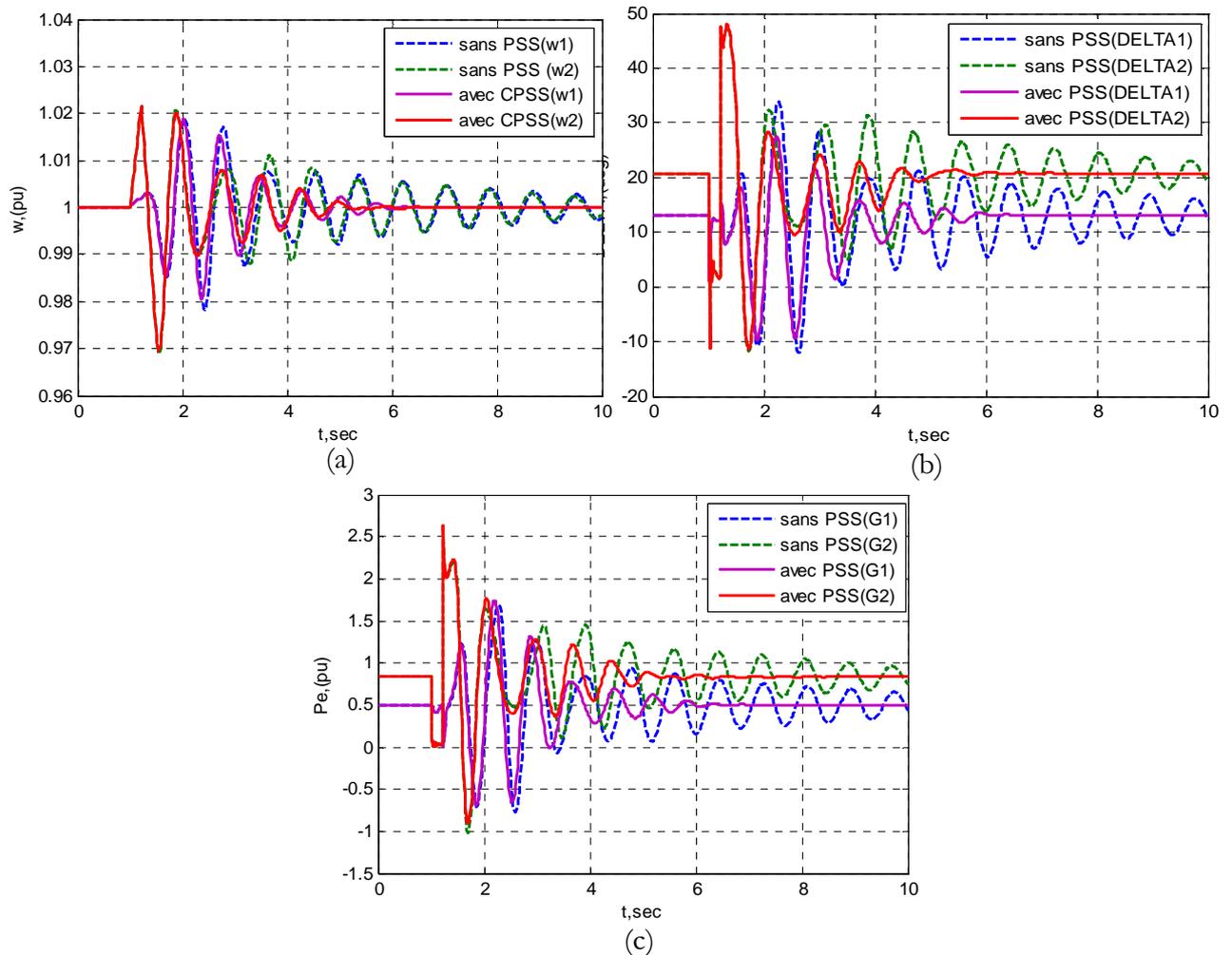


Figure 4.12. Réponses temporelles des générateurs (avec CPSS)

a : Variation de vitesse (p.u), b : angles rotorique (deg), c : puissance active des générateurs (MW)

D'après ces résultats, on remarque que le système revient à sa position d'équilibre après des courtes durées du régime dynamique. Le PSS conventionnel amortit bien les oscillations des vitesses, et celles des puissances des générateurs.

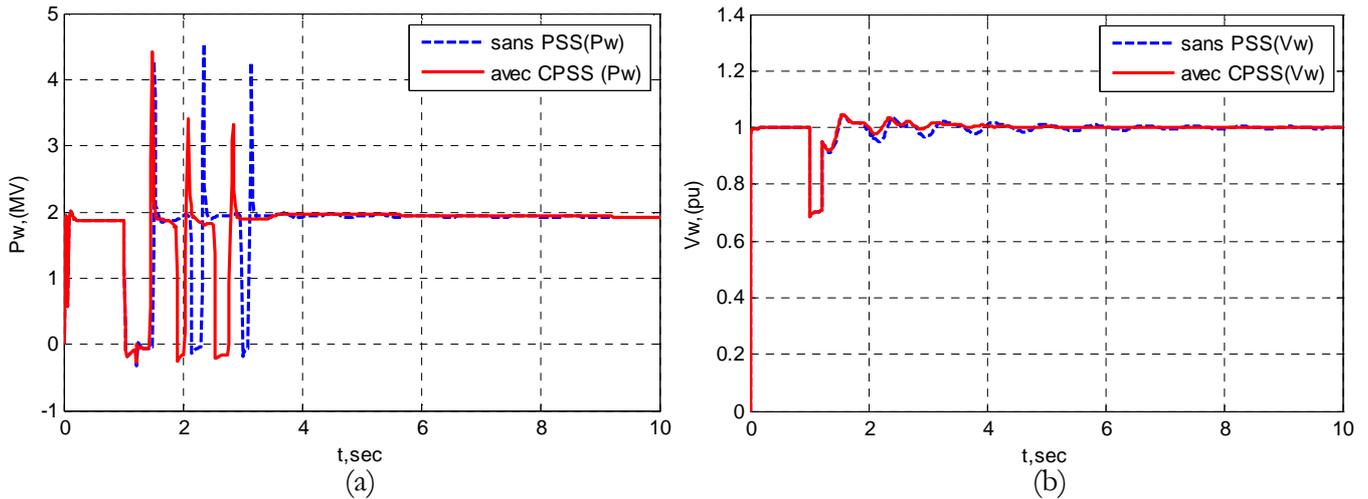


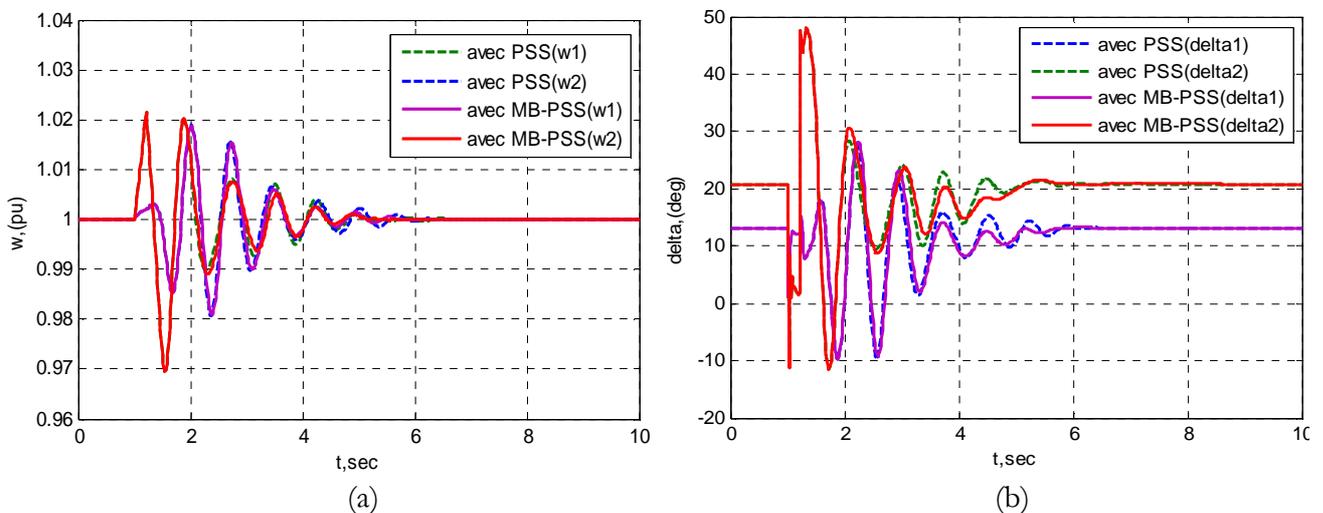
Figure 4.13. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec CPSS)

a: puissance active (MW), b : tension (p.u).

La figure 4.13 illustre l'effet positif du CPSS sur la ferme éolienne à vitesse variable, où il contribue dans l'amélioration de la stabilité de la ferme éolienne et l'amortissement des oscillations, bien qu'il ait été placé dans les générateurs (G1, G2).

4.5.3. Système avec PSS multi-bandes

Dans ce cas, on remplace les CPSS par des MB-PSS. Les figures 4.14 (a)-(c) représentent respectivement les variations de vitesse des générateurs, les angles rotoriques des générateurs et ses puissances actives. D'autre part les figures 4.15 (a)-(b) représentent respectivement la puissance et la tension de la ferme éolienne. Les résultats (4.14(a)-(c)) avec MB-PSS montrent bien la restauration rapide de la stabilité suite au défaut (cette rapidité se voit clairement dans la variation de vitesse), et le bon amortissement obtenu.



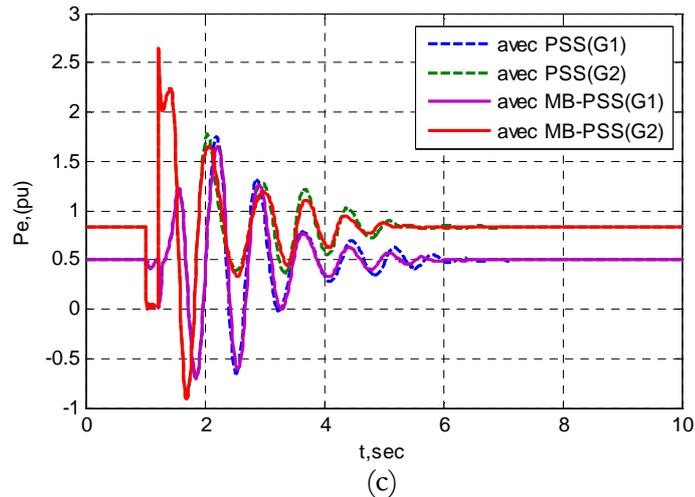


Figure 4.14. Réponses temporelles des générateurs (avec MB-PSS)

a: Variation de vitesse (p.u), b : angles rotorique (deg), c : puissance active des générateurs (MW).

On remarque aussi d'après les résultats (4.15(a)-(b)) l'effet positif de MB-PSS sur la ferme éolienne, où ces figures montrent bien la contribution de MB-PSS dans l'amortissement des oscillations de la puissance et la tension de la ferme éolienne.

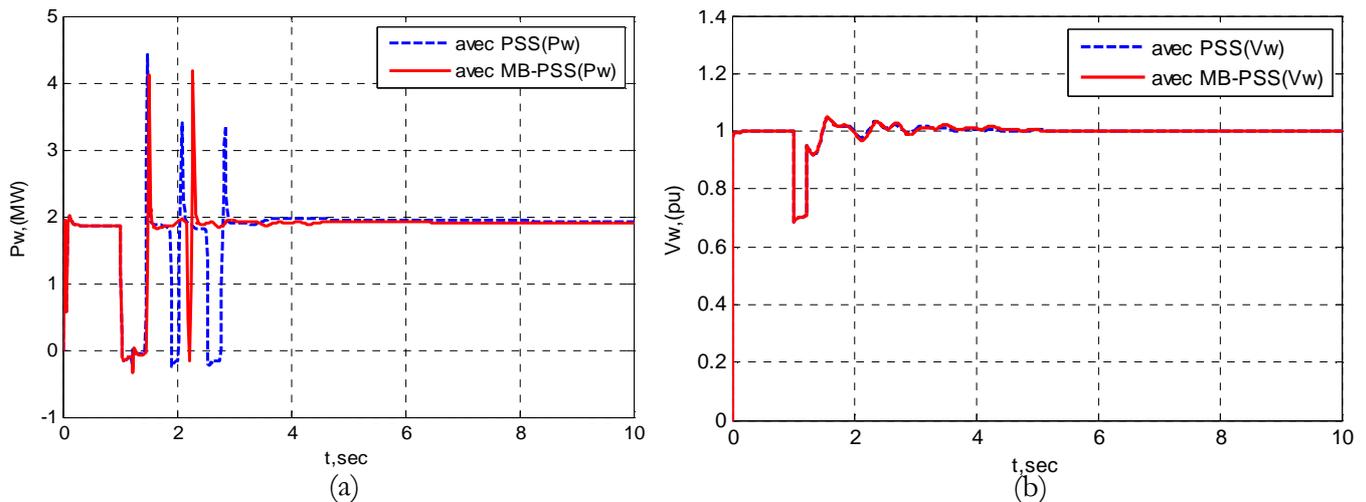


Figure 4.15. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec MB-PSS)

a: puissance active (MW), b : tension (p.u).

4.5.4. Système avec PSS basé sur la logique floue

Dans ce cas les MB-PSS sont remplacé par les FPSS. La variation des (K_1 , K_2 , K_3 , K_4) durant l'optimisation jusqu'à l'arriver aux valeurs optimales est montrée dans la figure 4.16. Les variations des vitesses, les angles rotorique et les puissances actives sont représentées sur les figures (4.17 (a)-(c)). Les figures (4.18 (a)-(c)) représentent la puissance et la tension de la ferme éolienne.

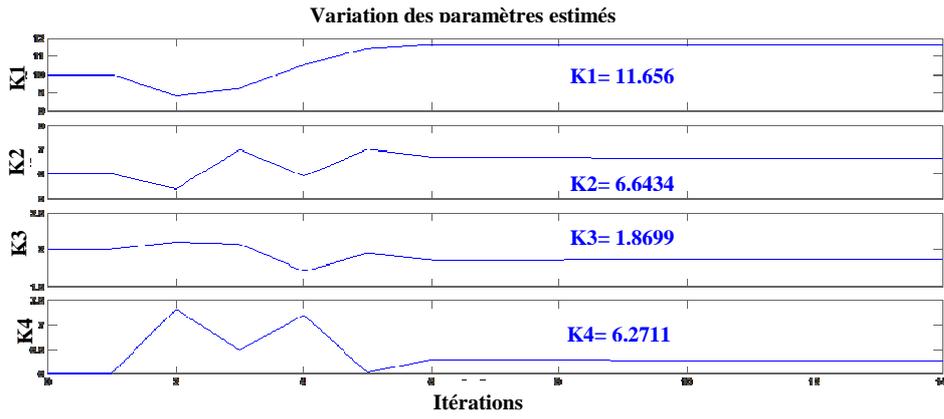


Figure 4.16. Trajectoires des paramètres estimés

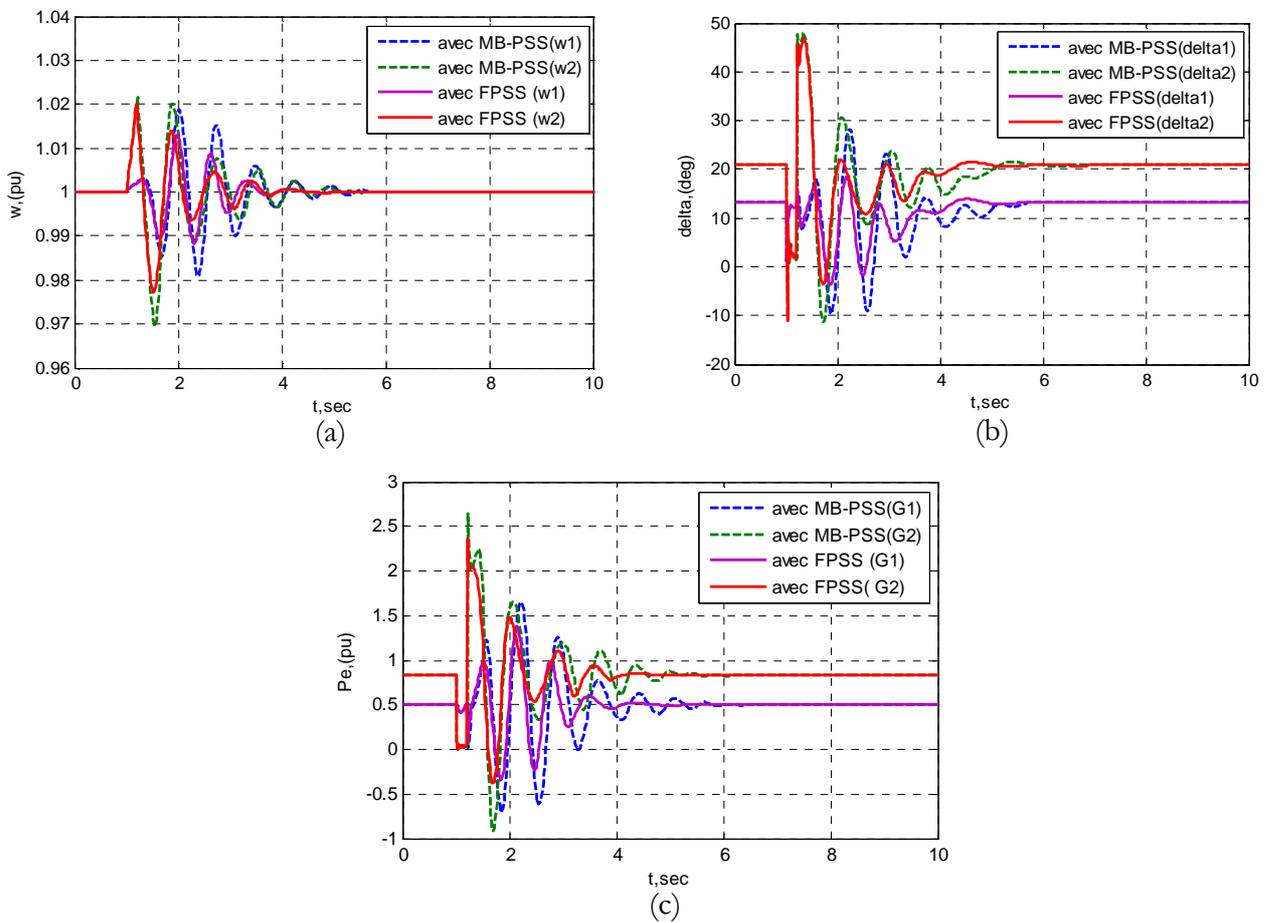


Figure 4.17. Réponses temporelles des générateurs (avec FPSS)

a: Variation de vitesse (p.u), b : angles rotorique (deg), c : puissance active des générateurs (MW).

Les résultats obtenus montrent bien que le FPSS permet d'amortir les oscillations de vitesse et de puissance d'une façon plus rapide que le CPSS et MB-PSS.

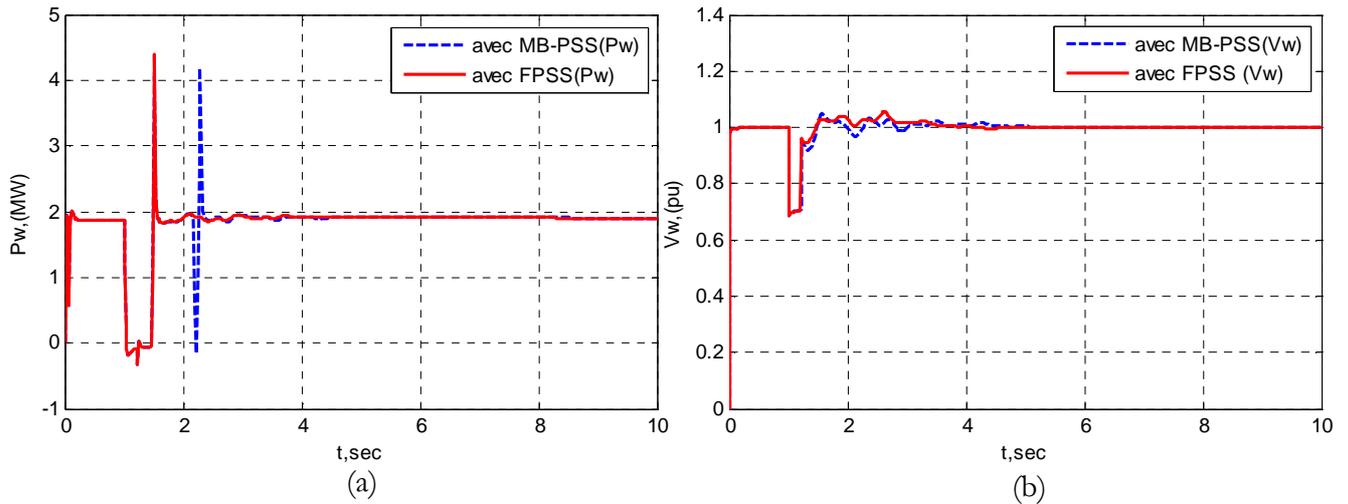


Figure 4.18. Réponses temporelles de la ferme éolienne (avec FPSS)

a: puissance active (MW), b : tension (p.u)

D'autre part, la contribution de FPSS dans l'amortissement des oscillations de la puissance et de la tension de la ferme éolienne est mieux que les d'autres PSS.

4.6. Conclusion

Dans ce chapitre, on a fait une comparaison entre trois types de stabilisateurs de système de puissance (CPSS, MB-PSS, FPSS) en présence d'une ferme éolienne. Dans cette étude, on a pris en considération le meilleur emplacement des PSS. On a fait varier l'emplacement des PSS pour trouver l'emplacement qui améliore au maximum l'amortissement des oscillations. Les gains du FPSS ont été calculés par optimisation en utilisant la boîte à outil (Simulink Design Optimisation Toolbox). Le calcul a été basé sur la méthode d'optimisation par les moindres carrés.

Cette étude comparative a été effectuée sur un réseau test à deux machines 5 jeux de barres. Les résultats comparatifs ont montré que le stabilisateur flou a une influence meilleure qu'un MP-PSS et CPSS sur la stabilité dynamique, de même sur l'amortissement des oscillations. Les résultats de simulations montrent également l'effet positif de trois types de stabilisateur de système de puissance sur la ferme éolienne, surtout FPSS, où il contribue à l'amélioration de la stabilité d'une ferme éolienne et l'amortissement des oscillations, bien qu'il ait été placé dans les générateurs.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Avec l'intégration des fermes éoliennes aux réseaux électriques, le problème de stabilité se pose fortement. En effet, le choix du type de PSS et le calcul de ses paramètres doit prendre en considération la présence des éoliennes. Ainsi, il est nécessaire d'adopter les nouvelles structures de PSS basé sur des techniques intelligentes. Le travail effectué dans ce mémoire concerne l'étude de l'importance de stabilisateur de système de puissance en présence une ferme éolienne à vitesse variable. Le PSS est un moyen efficace pour l'amortissement des oscillations de puissance.

Dans le choix de l'emplacement des PSS, on cherche les générateurs qui participent les plus dans les oscillations électromécaniques. Etant donné que tous les générateurs dans le réseau électrique ne participent pas dans la formation de ces oscillations (mais généralement seulement certains d'entre eux), donc on n'a pas besoin d'équiper tous les générateurs de PSS, en d'autres termes, on ajoute des PSS seulement sur les générateurs qui en ont besoin.

On a choisi trois types de PSS : conventionnel, multi bandes et celui basé sur la logique floue pour faire une étude comparative et trouver le meilleur type dans l'amélioration de stabilité dynamique et l'amortissement des oscillations, et pour connaître aussi l'effet de ces stabilisateurs sur la ferme éolienne.

Ce travail de recherche s'est articulé autour des points suivants :

- Généralités sur les systèmes éoliens;
- Stabilité du système de puissance;
- Stabilisateurs de système de puissance (PSS).

Dans la partie des généralités, on a présenté quelques notions sur les systèmes éoliens qui concernent les principaux composants d'une éolienne, principe de fonctionnement, différentes types d'éolienne. On a aussi présenté l'étude comparative des machines électriques utilisées dans la production de l'énergie éolienne et la modélisation d'un système éolienne à vitesse variable.

Dans la stabilité du système de puissance, on a rappelé la théorie de la stabilité, les problèmes de la stabilité et son amélioration.

Dans le chapitre de stabilisateur de système de puissance, on a présenté les modes rotoriques du générateur, le PSS conventionnel, multi bande et basé sur la logique floue.

Finalement, les résultats comparatifs ont montré que le FPSS est beaucoup mieux que le CPSS et MB-PSS dans l'amortissement des oscillations. Les résultats des simulations aussi montrent que le FPSS a un effet positif sur la ferme éolienne à vitesse variable, où elle contribue à l'amortissement des oscillations de la puissance et la tension de la ferme éolienne, bien qu'il ait été placé dans les générateurs.

On peut suggérer les axes de recherche suivants :

- Faire l'étude sur une autre commande hybride telle que le contrôleur neuro-flou optimisé par Algorithmes Génétiques.
- Au lieu de focaliser l'étude sur les PSS, pourquoi ne pas s'intéresser à l'implication de FACTS, tels que les SVC, STATCOM ou autres qui sont de plus en plus présents dans les réseaux électriques.

Annexe A- paramètres du réseau test.

Tableau A.1.Caractéristique des machines

Paramètres	Centrale 1	Centrale 2
Sn(MVA)	1000	1200
U (kV)	13,8	13,8
X_d	1,305	1,305
X'_d	0,296	0,296
X''_d	0,252	0,252
X_q	0,474	0,474
X'_q	0,243	0,243
Rs (pu)	2,8544 *e-3	2,8544e-3
Facteur de puissance (FP)	1	1
Nombre de paires de pôles	32	32

Tableau A.2. Caractéristique des lignes

Paramètres de la ligne	R (pu)	X (pu)	Longueur (Km)
1 – 4	0,068	1,31e-3	65
1-4	0,068	1,31e-3	65
2-3	0,01273*2	0,9337e-3	50
3-5	0,01273*2	0,9337e-3	50

Tableau A.3. Caractéristique des transformateurs

Paramètres du transformateur	V1 (KV)	V2 (KV)	R_1 (pu)	L_1 (pu)	R_2 (pu)	L_2 (pu)	R_m (pu)	L_m (pu)
T1	13,8	230	0,002	0	0,002	0,12	500	500
T2	13,8	230	0,002	0	0,002	0,12	500	500
T3	230	500	0,002	0	0,002	0,15	500	500
T4	230	500	0,002	0	0,002	0,12	500	500

Tableau A.1.1. Paramètres de l'éolienne de 1.5MW

<i>paramètres</i>	<i>Valeur</i>
La puissance active (MW)	$P_n = 1,5$
La tension (V)	$V = 575$
Résistance statorique (<i>pu</i>)	$R_s = 0,00706$
Résistance rotorique (<i>pu</i>)	$R_r = 0,0050$
Inductance de magnétisation (<i>pu</i>)	$l_m = 2,9$
Inductance statorique (<i>pu</i>)	$l_s = 0,171$
Inductance rotorique (<i>pu</i>)	$l_r = 0,156$
Inertie de l'arbre (<i>pu</i>)	$J = 5,04$
Coefficient de frottement de la MAS	$f = 0,01$
Nombre de paires de pôles	$p = 3$
Glissement	$S = 0,2$

Annexe B- Paramètres des PSS utilisés

a. Stabilisateur de système de puissance conventionnel

Tableau B.1. Paramètres de stabilisateur de système de puissance conventionnel

K_{PSS}	T_w	T_1	T_2	T_3	T_4
30	10	50e-3	20e-3	3	5.4

b. Stabilisateur de système de puissance multi-bandes

Tableau B.2. Paramètres de stabilisateur de système de puissance multi-Bandes

Basse fréquence		fréquence Intermédiaire		Haute fréquence	
K_{B1}	66	K_{I1}	66	K_{H1}	66
K_{B2}	66	K_{I2}	66	K_{H2}	66
K_B	9,4	K_I	74,6	K_H	233
K_{B11}	1,667	K_{I11}	1	K_{H11}	0,01
T_{B1}	2	T_{I1}	1	T_{H1}	0,012
T_{B2}	0	T_{I2}	0,25	T_{H2}	0
T_{B3}	0	T_{I3}	0,3	T_{H3}	0
T_{B4}	0	T_{I4}	0	T_{H4}	0
T_{B5}	0	T_{I5}	0	T_{H5}	0
T_{B6}	2	T_{I6}	1	T_{H6}	0
K_{B17}	2,4	K_{I17}	1	K_{H17}	0,0144
T_{B7}	0	T_{I7}	0,3	T_{H7}	0
T_{B8}	0	T_{I8}	0,36	T_{H8}	0
T_{B9}	0	T_{I9}	0	T_{H9}	0
T_{B10}	0	T_{I10}	0	T_{H10}	0
T_{B11}	1	T_{I11}	0	T_{H11}	1
T_{B12}	1	T_{I12}	0	T_{H12}	1

Annexe C- Généralités sur la logique floue

La logique floue a été introduite dans le but d'approcher le raisonnement humain à l'aide d'une représentation adéquate des connaissances. Aussi, le succès de la commande floue trouve en grande partie son origine dans sa capacité à traduire une stratégie de contrôle d'un opérateur qualifié en un ensemble de règles linguistiques « si ... alors » facilement interprétables [63]. L'utilisation de la commande floue est particulièrement intéressante lorsqu'on ne dispose pas de modèle mathématique précis du processus à commander ou lorsque ce dernier présente de fortes non linéarités ou imprécisions.

a. Ensemble flou

L'ensemble flou A défini sur l'univers de discours X est un ensemble caractérisé par sa fonction d'appartenance $\mu_A(X)$ qui correspond chaque point dans X à un nombre réel appartenant à l'intervalle $[0, 1]$:

$$\mu_A(x) : X \rightarrow [0, 1] \quad (\text{C.1})$$

Si la valeur de la fonction d'appartenance, appelée le degré d'appartenance (ou l'appartenance), égale à 1, x appartient complètement à l'ensemble flou. Si elle est égale à zéro, x n'appartient pas à l'ensemble. Si le degré d'appartenance est entre le 0 et 1, x appartient partiellement à l'ensemble flou [60] :

$$\mu_A(x) = \begin{cases} = 1 & \text{si } x \text{ est un élément complet de } A \\ \in]0, 1[& \text{si } x \text{ est un élément partiel de } A \\ = 0 & \text{si } x \text{ n'est pas un élément de } A \end{cases} \quad (\text{C.2})$$

b. Fonction d'appartenance

Un ensemble flou peut être décrit analytiquement par une fonction d'appartenance $\mu_A(X) = f(x)$. L'allure de la fonction d'appartenance est à choisir selon l'application traitée. La figure C.1, illustre les différentes formes de fonctions d'appartenance les plus utilisées.

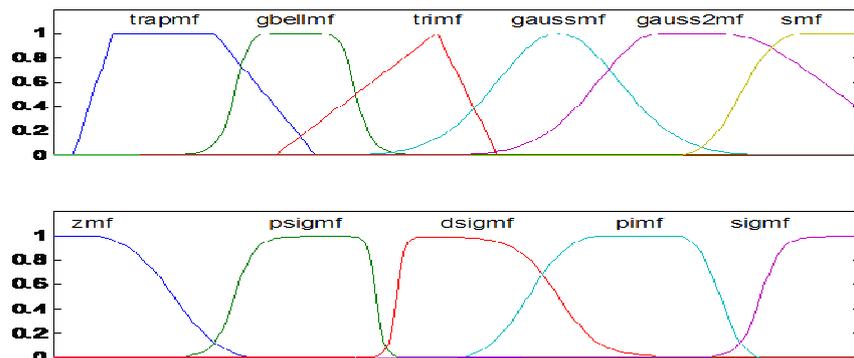


Figure C.1. Différents types de fonctions d'appartenance utilisées

c. Variables linguistiques

Les ensembles flous peuvent être utilisés pour représenter des termes linguistiques, puisque généralement, les états ou les situations des phénomènes ou des procédés sont décrits par des expressions, par exemple : « taille » est une variable linguistique si ses valeurs sont : petite, moyenne, grande. On attribue à chaque valeur de la variable linguistique des facteurs d'appartenance μ dont la valeur varie entre 0 et 1, elles sont distinguées par $\mu_E(X)$. L'argument x se rapporte à la variable linguistique (taille), tandis que l'indice E indique l'ensemble concerné (grand, moyen ou petit) [60].

Une variable linguistique est représentée par un triplet (V, U, T_V) où V est la variable linguistique, U est l'univers de discours et T_V l'ensemble des caractérisations de la variable [64]. Si on prend l'exemple de la variable taille définie sur l'ensemble des entiers positifs caractérisée par les ensembles flous petit, moyen, grand, alors la variable taille peut être représentée par : $\{taille, R^+, (petit, moyen, grand)\}$.

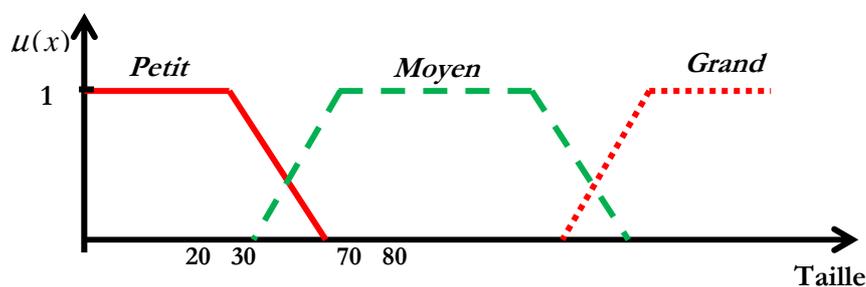


Figure C.2. Variables linguistiques

d. Système flou

On appelle système flou tout système utilisant des ensembles flous et la structure correspondante pour donner une formulation mathématique afin de relier la sortie du système à son entrée. Cette formulation mathématique est obtenue en décrivant le chemin de cette sortie qui passe à travers trois blocs de base. Un fuzzificateur qui convertit l'entrée en un ensemble flou, un mécanisme d'inférence qui combine les règles pour obtenir un ensemble flou de sortie, et un défuzzificateur qui transforme cet ensemble en une sortie numérique, comme le montre la figure C.3 [63].

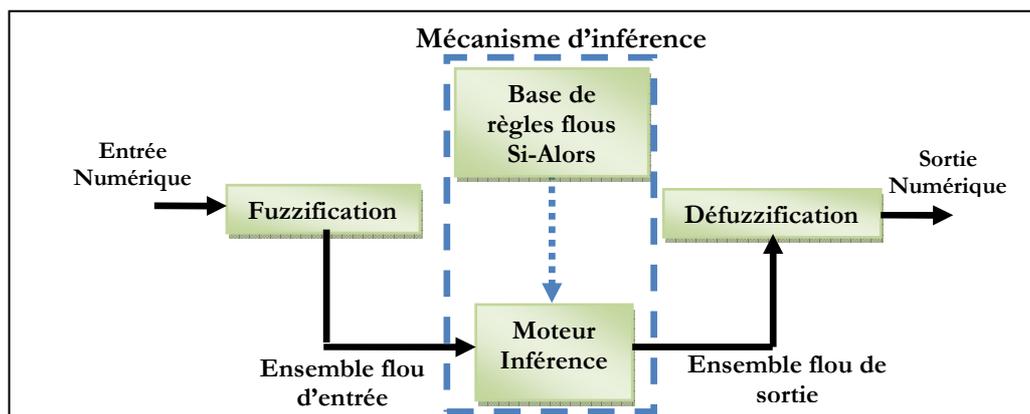


Figure C.3. Système flou

– Fuzzification

La fuzzification consiste à calculer, pour chaque valeur d'entrée numérique, les degrés d'appartenance aux ensembles flous associés et prédéfinis dans la base de données du système flou. Le but de ce bloc est la conversion d'une grandeur physique en une information linguistique utilisable par le mécanisme d'inférence [60] [63].

– Mécanisme d'inférence

Les connaissances de l'opérateur humain sur un processus donné sont transformées en un ensemble de règles flous de la forme suivante : « **Si** prémisse **Alors** conclusion ».

Où la prémisse est un ensemble de conditions liées entre elles par des opérateurs flous. La partie conclusion peut être une description d'évolution dans le cas d'identification ou une action dans le cas de commande. Les opérateurs flous utilisés dans la partie prémisse sont les conjonctions : "ET", "OU".

L'interprétation de ces conjonctions dépend directement du type du moteur d'inférence adopté. La relation entre la prémisse et la conclusion "Alors" peut être traduite par le produit ou le minimum.

Il y a plusieurs méthodes d'inférence qui se différencient par la manière de réaliser les opérateurs utilisés dans les règles d'inférence. Les trois méthodes d'inférence les plus usuelles sont :

Max-Min, Max-Produit et Somme-Produit. Néanmoins, la méthode Max-Min est la plus utilisée à cause de sa simplicité.

- **Méthode d'inférence Max-Min**

Appelé aussi « implication de Mandani », elle réalise l'opérateur "ET" par la fonction "Min", la conclusion "ALORS" de chaque règle par la fonction "Min" et la liaison entre toutes les règles (opérateur "OU") par la fonction Max comme représenté par la figure C.4.

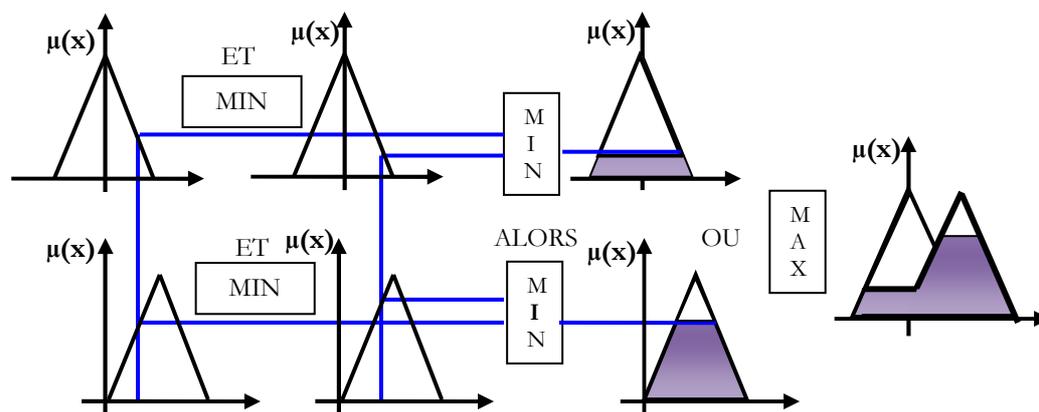


Figure C.4. Inférence Max-Min

- **Méthode d'inférence Max-Produit**

On l'appelle également "implication de Larsen". La différence par rapport à la méthode précédente réside dans la manière de réaliser la conclusion "ALORS". Dans ce cas, on utilise le produit comme illustré par la figure C.5.

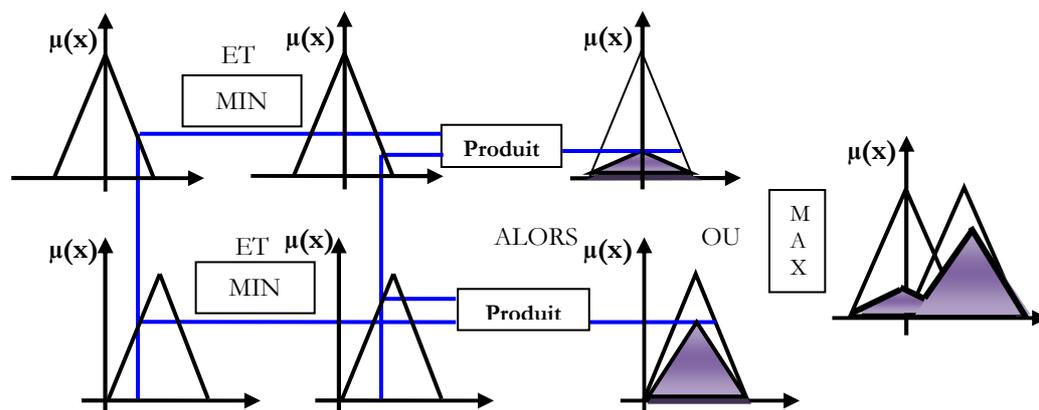


Figure C.5. Inférence Max-produit

- **Méthode d'inférence Somme-Produit**

Dans ce cas, l'opérateur "ET" est réalisé par le produit, de même que la conclusion "ALORS". Cependant, l'opérateur "OU" est réalisé par la valeur moyenne des degrés d'appartenance intervenant dans l'inférence.

e. Défuzzification

La défuzzification est une transformation qui permet de remplacer un ensemble flou par une seule valeur numérique représentant cet ensemble. Plusieurs méthodes de défuzzification sont proposées dans la littérature [60], on peut citer :

- Le centre de gravité ;
- La méthode de la hauteur ;
- La méthode de la hauteur modifiée ;
- La méthode de la valeur maximum ;
- La méthode de la moyenne des centres.

La méthode de défuzzification la plus utilisée est celle du centre de gravité qui consiste à calculer l'abscisse du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante μ_r de la phase de composition selon:

$$y^* = \frac{\int y \cdot \mu_r(y) dy}{\int \mu_r(y) dy} \quad (\text{C.3})$$

En pratique, on estime le centre de gravité, en calculant la moyenne d'un certain nombre de points échantillonnés sur la fonction:

$$y^* = \frac{\sum y \cdot \mu_r(y) dy}{\sum \mu_r(y) dy} \quad (\text{C.4})$$

Références bibliographiques

- [1] A. DENDOUGA, "Contrôle des puissances active et réactive de la machine à double alimentation (DFIM)," Université de Batna Thèse de Doctorat, 2010.
- [2] N. ABU-TABAK, "Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation," Thèse de Doctorat, 19 November 2008.
- [3] www.wvce 2019.net
- [4] H. ELKHATIB, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique," Université de PAUL CEZANNE D'AIX Thèse de Doctorat, 2008.
- [5] F. AHMED SID, "Modélisation et commande du générateur éolienne à double alimentation avec filtrage actif du réseau," Ecole Nationale Supérieure Polytechnique Mémoire de Magister, 1 juillet 2009.
- [6] M. SIDDO, A. SOUMANA, and I. NOUHOU, "Etude du générateur asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire fin d'études, 2007.
- [7] Vincent.Rogez, "Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseaux de distribution insulaire," université d'Artois Thèse de Doctorat, 2004.
- [8] I. GRICHE, "Etude de la stabilité transitoire des systèmes électriques en présence des fermes éoliennes," université FARHAT Abbas Mémoire de Magister, 2008.
- [9] Ngo.C, "Energie d'aujourd'hui et de demain," CLEFS CEA-N 50/51 PP.5-8, Hiver 2004-2005.
- [10] F. POITIERS, "Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne," Université de Nantes Thèse de Doctorat, 19 décembre 2003.
- [11] www.windpower.org.
- [12] A. BOYETTE, "Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne," Université Henri Poincaré Thèse de Doctorat, 11 décembre 2006.
- [13] S. METATLA, "Optimisation et régulation des puissances d'une éolienne à base d'une MADA," Ecole Nationale polytechnique Mémoire de Magister, 30 juin 2009.
- [14] S. AIMANI, "Modélisation de différentes technologies éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension," Ecole Centrale de Lille et l'Université des Sciences et Technologies Thèse de Doctorat, France, 6 décembre 2004.
- [15] H. L. NAQRA and B. DUBE, "Slip Power recovery induction generators for large vertical axis wind turbine," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 3, no. 4, pp. 733-737, Dec. 1988.

- [16] B. MULTON, O. GERGAUD, and A. HAMID, *Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques*. L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables, 30 juillet 2006.
- [17] H. BEN KHELIL, "Simulation dynamique des fermes éoliennes intégrées dans un réseau électrique multimachine," Université FERHAT ABBAS Mémoire de Magister, 2010.
- [18] A. MOUSSA SIDDO, "Etude du générateur asynchrone pour l'utilisation dans la production de l'énergie éolienne," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire fin d'études, 2007.
- [19] B. TOUAL, "Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable," Université de Batna Mémoire de Magister, 2010.
- [20] N. LAVERDURE, "Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires," Institut National Polytechnique Thèse de Doctorat, 9 décembre 2005.
- [21] A. ABDELLI, "Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive," 15 octobre 2007.
- [22] V. COURTECUISSÉ, "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et stockage d'énergie connectée au réseau électrique," école Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Thèse de Doctorat, 2008.
- [23] B. MULJADI, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *Thirty-Fourth IAS Annual Meeting Conference Record of the 1999 IEEE*, vol. 1, pp. 323-330, Oct. 1999.
- [24] L. KHETTACHE, "Etude et commande d'un système éolienne base d'une machine électrique double alimentée," université de BATNA Thèse de Magister, 2007.
- [25] A. MILLER, E. MULJADI, S. DONALD, and ZINGER, "A Variable Speed Wind Turbine Power Control," *Transactions on Energy Conversion IEEE*, vol. 12, no. 2, pp. 181-186, Jun. 1997.
- [26] H. CAMBLONG, "Minimisation de l'ampact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable," Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Thèse de Doctorat, 18October2003.
- [27] c. MAIM, "Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens," université Mentouri Mémoire de Magister, 10 juin 2010.
- [28] A. MIRECKI, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Institut Nationale Polytechnique Thèse de Doctorat, 5 avril 2005.
- [29] C. BELFEDAL, "Commande d'une machine asynchrone à double alimentation en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne-ETUDE ET EXP2RIMENTATION," université Mohamed BOUDIAF Thèse de Doctorat, September 2007.
- [30] K. IDJARENEL, D. REKIOUA, T. REKIOUA, and A. TOUNZ, "Commande Vectorielle d'une Génératrice Asynchrone en Fonctionnement Autonome en Tenant en compte de la Compte de la Saturation," 2005.
- [31] D. SEYOUM, F. RAHMAN, and C. GRANTHAM, "Terminal Voltage Control Of A Wind Turbine Driven Tsolated Induction Generator," *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03. Eighteenth Annual IEEE*, vol. 2, pp. 846-852, 2003.
-

-
- [32] K. FERKOUS, "Etude d'une chaine de conversion d'énergie éolienne," Université Mentouri Constantine Mémoire de Magiste, 27 mai 2009.
- [33] M. MOKHNACHE, "Etude la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique en présence d'un système FACTS," Université FERHAT ABBAS Thèse de Magister, 2012.
- [34] A. DAVIGNY, "Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie," Université des Sciences et Technologies Thèse de Doctorat, 11 décembre 2007.
- [35] R. AZAIZIA, "Etude et commande d'une machine asynchrone à double alimentation alimentée par un convertisseur multiniveaux," Université M'HAMED BOUGARA Mémoire de Magister, 2008.
- [36] M. ABBAS and M. MECHENTEL, "Modélisation et commande d'une MADA alimentée par une cascade à trois niveaux application à l'énergie éolienne," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire de fin d'études, 2006.
- [37] F. MERRAHI, "Alimentation et commande d'une machine asynchrone à double alimentation (application à l'énergie éolienne)," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire de Magister, 30 juin 2007.
- [38] K. ELKINGTON, "Modelling and Control of Doubly Fed Induction Generators in Power Systems," School of Electrical Engineering Licentiate Thesis, 2009.
- [39] A. OTMANI and C. a. ZERFAOUI, "Commande par modulation vectorielle directe de la machine asynchrone à double alimentation pour un système éolien," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire de fin d'études, 2009.
- [40] A. SAKI and M. BELAIDI, "Etude d'un générateur asynchrone dans la production d'énergie électrique par éolienne," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire fin d'études, juin 2006.
- [41] F. ZITOUNI, "Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par l'utilisation des systèmes FACTS," Université FARHAT-ABBAS Mémoire de Magister, 2010.
- [42] P. KUNDUR, *Power System Stability and Contro*. McGraw Hill Inc, New York.
- [43] J. J. MACHOWSKI and W. BIALEK, *Power systeme dynamics and contol*. second editio, WILEY.
- [44] R. PADIYAR.K, *power système Dynamics*. Second Edition, 2008.
- [45] F. BOUSSADIA, "Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par FACTS application au réseau algérien," Université de FERHAT-ABBAS Mémoire de Magister, 2008.
- [46] L. L. THANH, "Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées," Institut Nationale Polytechnique Thèse de Doctorat, 22 Janvier 2008.
- [47] k. AL CHEIKH HAMOUD, "Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : Application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif," université de Grenoble Thèse de Doctorat, 6 Avril 2010.
- [48] E. S. GHOLIPOUR, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique," Université de HENRI POINCAR NANCY I Thèse de Doctorat, 13 O ctobre 2003.
-

-
- [49] A. OUALI, "évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences," Université Houari Boumediene Mémoire de Magister, 2008.
- [50] H. SAADAT, *Power system analysis*. McGraw-Hill, Inc.
- [51] P. M. ANDERSON, *Power System Control and Stability*. the Iowa state University PRESS.AMES Iowa.USA, 1977.
- [52] R. BENABID, "Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques," Université Amar Telidji Mémoire de Magister, 4 Septembre 2007.
- [53] L. KARTOBI, "Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques," Ecole Nationale Polytechnique Mémoire de Magister, 2006.
- [54] M. CRAPP, *Commande et régulation des réseaux électriques*. Parise: Hermès Science Publication, 2003.
- [55] K. MEKKI, "Mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux," Institut National Polytechnique Thèse de Doctorat, 29 mars 2002.
- [56] a. SEBAA, "Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique," Université des Sciences et des Technologies Houari Boumediene Thèse de Doctorat, 15 Septembre 2008.
- [57] A. AYAD, H. HAMDAOUI, A. SEMMAH, Y. RAMDANI, and F. MAGHFOUR, "Utilisation d'un PSS basé sur la logique floue pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau infini," *Mediamira Science Publisher. All rights reserved*, vol. 49, no. 1, pp. 42-46, 2008.
- [58] I. KAMWA, R. GRODIN, and G. TRUDEL, "IEEE PSS2B versus PSS4B: the limits of performance of modern power system stabilizers," *Power System IEEE transactions on*, vol. 20, pp. 903-915, 2005.
- [59] T. HUSSEIN, A. L. ELSHAFAEI, and A. BAHGAT, "Comparison between multi-band and self-tuned fuzzy power system stabilizers," *Control and Automation, 2008 16th Mediterranean Conference*, pp. 374-379, 2008.
- [60] S. MOKADDEM, "Commande adaptative floue de type-2 pour des systèmes non linéaires incertains," Département d'Electrotechnique, université FERHAT ABBAS Mémoire de Magister, 2008.
- [61] S. A. TAHER and A. SHEMSHADI, "Design of Robust Fuzzy Logic," *World Academy of science, Enegineering and Technology* 27, Mar. 2007.
- [62] M. CHETTY and N. TRAJKOSKI, "a discrete model fuzzy power system stabilizer," *Asian journal of control*, vol. 4, 2002.
- [63] A. HUSSAIN, "Contribution a la commande adaptative robuste par nodes glissants ," Université REIMS CHAMPAGNE-ARDENNE thèse de Doctorat, 2 décembre 2009.
- [64] F. SUR, "presentation de la logique floue," Ecole Normale supérieure de Cachna thèse de Magister, 1997.
-

تهتم هذه المذكرة بدراسة تأثير موازن أنظمة الطاقة (PSS) على استقرار أنظمة الطاقة الكهربائية بوجود تربينات الرياح. تمت الدراسة على مولدات الطاقة الكهربائية من الرياح العاملة على المولدات الحثية الغير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة (MADA). تمت دراسة مختلف أنواع موازنات أنظمة الطاقة (العادي و متعدد شرائط التواتر و كذلك المستند على تقنية المنطق الغامض (LF))، و تم أيضا عمل مقارنة بينهم. تم الاستناد في هذه المذكرة على طريقة الحساب التحسيني من اجل حساب متغيرات موازن أنظمة الطاقة المستند على المنطق الغامض و هذا للوصول لأفضل أداء مقارنة بالنوعين الآخرين و قد تم الأخذ بعين الاعتبار مكان تواجد (PSS) على مستوى مختلف المولدات في الشبكة. و قد بينت النتائج المتحصل عليها إن PSS المستند على المنطق الغامض قد أعطى أداءً أفضل من النوع العادي و كذلك من المتعدد شرائط التواتر مع وجود تربينات الرياح متصلة بالشبكة الكهربائية.

كلمات مفتاحية : استقرار الشبكات الكهربائية، موازن أنظمة الطاقة ، المنطق الغامض ، تربينات الرياح، متعدد الشرائط.

Résumé :

Ce mémoire a pour objectif l'étude de l'impact des stabilisateurs de système de puissance (PSS) sur la stabilité des réseaux électriques en présence des éoliennes. L'étude a été menée pour une ferme éolienne avec machine asynchrone doublement alimentée (MADA). Les différents types de PSS (conventionnel, multi-bandes et flou) ont été étudiés et une comparaison entre eux a été faite. Le calcul des paramètres du PSS flou a été fait par une optimisation pour avoir la meilleure réponse par rapport au PSS conventionnel et le PSS multi-bandes. Dans ce travail on a pris en considération l'emplacement du PSS au niveau des différents générateurs pour localiser le meilleur emplacement. Les résultats obtenus montrent le PSS flou est efficace en termes d'amélioration de la stabilité des réseaux électriques en présence d'une ferme éolienne par rapport au conventionnel et multi-bandes.

Mots clés : Stabilité des Réseaux électriques, PSS, ferme éolienne, multi-bandes, floue.

Abstract:

This thesis aims to study the impact of power systems stabilizers (PSS) on power systems stability including wind systems. The study was carried for a doubly fed induction machine based wind farm (DFIG). Different types of PSS (conventional, multi-bands and Fuzzy) have been studied and a compared between them. Optimization procedure was adopted to calculate Fuzzy Logic PSS in order to get better response than the conventional and the multi-bands PSS. In this work, the best placement of the PSS on different generators has been taken in consideration. The obtained results show that the FPSS improves well the power system stability than the conventional and the multi-bands

Key Words: Power system, stability, PSS, wind farm, multi-bands, fuzzy.