

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF

UFAS (ALGERIE)

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Par :

M. GRICHE Issam

Thème

Etude de la Stabilité Transitoire des Systèmes Electriques en Présence des Fermes Eoliennes

Soutenu le devant la commission d'examen composée de :

M. ZEHAR Khaled	Professeur à l'université de Sétif	<i>Président</i>
M. GHERBI Ahmed	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Encadreur</i>
M. HACHEMI Mabrouk	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Examineur</i>
M. RADJELI Hamoud	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Examineur</i>
M. BAYADI Abdelhafid	Maître de Conférences à l'université de Sétif	<i>Examineur</i>

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail,

- d’abord à la mémoire de ma mère, que Dieu la garde dans son vaste paradis,
- à mon père que Dieu fasse que tu vives à jamais.
- A mes frères, mes sœurs, mes tantes et mes oncles.

Je ne peux pas clore mes dédicaces, sans rendre un grand hommage à mademoiselle Hadda pour m’avoir tout simplement donné une grande partie de l’énergie nécessaire pour conclure ce travail.

Remerciements

Je tiens, tout d'abord à remercier :

Dr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire, je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail et qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

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

- Pr. ZEHAR Khaled pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.
- Dr. HACHEMI Mabrouk pour avoir accepté d'être examinateur de ce mémoire et pour sa participation au jury.
- Dr. RADJELI Hamoud pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail et qui a enrichi le débat avec ses remarques très pertinentes.
- Dr. BAYADI Abdelhafid pour avoir accepté sa participation au jury de ce mémoire.

Merci à mes enseignants et à mes collègues de l'université qui m'ont accompagnés dans mon parcours. Finalement, Mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes camarades et mes amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Sétif, le 13/06/2008

I. GRICHE.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE

Chapitre 01

ENERGIES RENOUVELABLES : GENERALITES

1.1. Introduction	1.1
1.2. Les différents types d'énergie renouvelable.....	1.1
1.3. Statistiques	1.2
1.4. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne.....	1.4
1.5. Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique.....	1.8
1.6. Qualité de production	1.13
1.7. Conclusion.....	1.16

Chapitre 02

IMPACT DES EOLIENNES SUR LA STABILITE

TRANSITOIRE : ETAT DE L'ART

2.1. Introduction	2.1
2.2. Etat de l'art	2.1
2.3. Types de conversion électromécanique.....	2.3
2.4. Technologies de générateurs éoliens étudiées	2.14
2.5. Le problème de la stabilité des réseaux électriques.....	2.16
2.6. Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques	2.18
2.7. Conclusion.....	2.26

Chapitre 03

CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE : PRINCIPE ET

MODELISATION

3.1. Introduction	3.1
3.2. Modélisation d'une turbine éolienne.....	3.1

3.3. Modélisation des machines utilisées dans un système éolien	3.5
3.4. Conclusion.....	3.19

Chapitre 04

ETUDE DE LA STABILITE TRANSITOIRE : FERMES EOLIENNES A VITESSE FIXE

4.1. Introduction	4.1
4.2. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques.....	4.2
4.3. Outils de simulation	4.3
4.4. Première application.....	4.4
4.5. Deuxième application	4.7
4.6. Troisième application.....	4.16
4.7. Quatrième application.....	4.23
4.8. Conclusion.....	4.31

Chapitre 05

ETUDE DE LA STABILITE TRANSITOIRE : FERMES EOLIENNES A VITESSE VARIABLE

5.1. Introduction	5.1
5.2. Première application.....	5.1
5.3. Deuxième application	5.5
5.4. Troisième application.....	5.9
5.5. Conclusion.....	5.14

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Liste des figures

Figure 1.1. Energie totale consommée dans le monde.....	1.2
Figure 1.2. Ressources mondiales annuelles d'énergie éolienne en TWh.....	1.3
Figure 1.3. Capacité de production installée sur le réseau interconnecté algérien en 2006.....	1.4
Figure 1.4. Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	1.5
Figure 1.5. Principaux composants d'une éolienne [10].....	1.6
Figure 1.6. Les éléments consécutifs de la nacelle	1.7
Figure 1.7. Tube de courant autour d'une éolienne [12]	1.8
Figure 1.8. Coefficient de puissance [12]	1.10
Figure 1.9. Flux d'air sur un profil de pale " stall " [14].....	1.11
Figure 1.10. Variation de l'angle de calage d'une pale [14].....	1.11
Figure 1.11. Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable [10].....	1.12
Figure 1.12. Interface d'électronique de puissance [5].....	1.13
Figure 1.13. Priorités de délestage	1.15
Figure 1.14. L'îlotage.....	1.15
Figure 2.1. Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau [17].....	2.4
Figure 2.2. Machine asynchrone à double stator [18]	2.5
Figure 2.3. Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble Redresseur – Onduleur [19]	2.6
Figure 2.4. Schéma développé d'un rotor à cage classique (a) et d'un rotor de machine asynchrone "BRUSHLESS" (b) [20]	2.6
Figure 2.5. Machine asynchrone BRUSHLESS connectée sur le réseau [20]	2.7
Figure 2.6. Machine asynchrone à rotor bobiné (document "Joliet Equipement") [21]	2.7
Figure 2.7. MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée [22].....	2.8
Figure 2.8. MADA, structure de KRAMER [22]	2.8
Figure 2.9. Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur [23].....	2.9
Figure 2.10. Structure de SCHERBIUS avec convertisseurs MLI [24]	2.10
Figure 2.11. Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur – hacheur – onduleur MLI [26] ..	2.11
Figure 2.12. Machine à champ radial classique (a) et machine discoïde à champ axial (b) [29]	2.12
Figure 2.13. Machine synchrone Vernier à aimants [31]	2.12
Figure 2.14. Prototype de MRV non excitée [32].....	2.13
Figure 2.15. MRV excitée par des courants triphasés au stator [33]	2.14
Figure 2.16. Eolienne directement connectée au réseau	2.15

Figure 2.17. MADA connectée au réseau.....	2.15
Figure 2.18. Les générateurs éoliens visés par l'étude	2.16
Figure 2.19. Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini	2.18
Figure 2.20. Schéma monophasé équivalent au système mono machine.....	2.19
Figure 2.21. Diagramme vectoriel des tensions.....	2.19
Figure 2.22. L'allure de la puissance P_e en fonction de δ	2.20
Figure 2.23. Caractéristique $P_e(\delta)$ pour fonctionnement en alternateur	2.21
Figure 2.24. Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini avec deux lignes	2.23
Figure 2.25. Variation de la puissance d'un alternateur correspondant à un C-C triphasé.....	2.23
Figure 2.26. Représentation d'un système à deux régions	2.24
Figure 2.27. Le diagramme vectoriel d'un système à deux régions	2.25
Figure 3.1. Système mécanique de l'éolienne.....	3.2
Figure 3.2. Modèle mécanique simplifiée de la turbine	3.3
Figure 3.3. Schéma de la turbine éolienne.....	3.3
Figure 3.4. Structure générale de la machine asynchrone [37]	3.6
Figure 3.5. Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique	3.8
Figure 3.6. Modèle de la chaîne de conversion éolienne fonctionnant à vitesse fixe.....	3.10
Figure 3.7. Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation [39]	3.11
Figure 3.8. Le profil du vent appliqué sur le système éolien [40]	3.12
Figure 3.9. Caractéristiques mécaniques de la turbine éolienne basée sur la machine asynchrone à cage	3.12
Figure 3.10. Structure du stator et des contacts rotoriques de la MADA	3.13
Figure 3.11. Schéma de principe d'une MADA [5].....	3.14
Figure 3.12. Caractéristique mécanique de la turbine éolienne basée sur la MADA.....	3.16
Figure 3.13. Interrupteur bidirectionnel en courant	3.17
Figure 3.14. Le schéma électrique de la liaison au réseau [42].....	3.18
Figure 3.15. Décomposition globale du modèle.....	3.18
Figure 4.1. Fenêtre de PSAT	4.3
Figure 4.2. L'éditeur de PSAT (a) et bibliothèque de simulink (b).....	4.3
Figure 4.3. Ferme éolienne connectée à un réseau infini [2]	4.4
Figure 4.4. Simulation d'une ferme éolienne connectée à un réseau infini	4.5
Figure 4.5. Puissance active et réactive en fonction de temps d'élimination de défaut	4.6
Figure 4.6. Réseau 3 générateurs 9 jeux de barres [44].....	4.7
Figure 4.7. Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres.....	4.8
Figure 4.8. Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres.....	4.9
Figure 4.9. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres.....	4.10

Figure 4.10. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres	4.11
Figure 4.11. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 11 jeux de barres	4.12
Figure 4.12. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 11 jeux de barres	4.12
Figure 4.13. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres	4.13
Figure 4.14. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres avec AVR...	4.14
Figure 4.15. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres avec AVR...	4.15
Figure 4.16. Réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres [4]	4.16
Figure 4.17. Simulation d'un réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres	4.17
Figure 4.18. Simulation du réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres	4.18
Figure 4.19. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres [4].....	4.19
Figure 4.20. Simulation d'une ferme éolienne connectée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres.....	4.20
Figure 4.21. Simulation d'une ferme éolienne connectée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres.....	4.21
Figure 4.22. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres	4.21
Figure 4.23. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres	4.22
Figure 4.24. Réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres [45]	4.23
Figure 4.25. Simulation du réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres	4.24
Figure 4.26. Simulation du réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres.....	4.25
Figure 4.27. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres	4.26
Figure 4.28. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres	4.27
Figure 4.29. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres	4.28
Figure 4.30. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres	4.28
Figure 4.31. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres	4.29
Figure 4.32. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres	4.29
Figure 4.33. Spectre de tensions dans les 16 jeux de barres	4.30
Figure 5.1. Intégration de la ferme éolienne basée sur MADA au réseau de 3 générateurs 11 jeux de barres	5.2
Figure 5.3. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs et 11 jeux de barres.....	5.4
Figure 5.4. Spectre de tensions dans les 11 jeux de barres	5.5
Figure 5.5. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres.....	5.6
Figure 5.6. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 4 générateurs et 11 jeux de barres	5.7
Figure 5.7. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 4 générateurs et 13 jeux de barres	5.8
Figure 5.8. Spectre de tensions dans les 11 jeux de barres	5.9
Figure 5.9. Intégration de la ferme éolienne basée sur MADA au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres	5.10
Figure 5.10. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 5 générateurs et 16 jeux de barres	5.11

Figure 5.11. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 5 générateurs et 16 jeux de barres	5.12
Figure 5.12. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 5 générateurs et 14 jeux de barres	5.13

Liste des tableaux

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (transistor bipolaire à grille isolée)
GTO	Gate Turn Off thyristor (le thyristor commandé à l'ouverture)
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsions
PSAT	Power System Analysis Toolbox
MRV	Machine à Réluctance Variable
MAS	Machine ASynchrone

Symboles

ρ	La densité volumique de l'air. (kg / m^3)
V_i	La tension au jeu de barre i. (<i>Volt</i>)
m	La masse de l'air. (kg)
β	L'angle d'orientation des pales. (deg)
C_p	Le coefficient de puissance. (sans unité)
P_m	La puissance mécanique de la machine. (<i>Watt</i>)
λ	Le ratio de vitesse. (sans unité)
δ_i	L'angle rotorique ou différentiel de la machine i. (deg)
ω_i	La vitesse angulaire de la machine i. (<i>rad / s</i>)

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie est nécessaire au développement de l'humanité. Sa consommation a fortement augmenté depuis l'ère industrielle et, compte tenu de l'évolution de la population mondiale, sa demande sera sans cesse plus importante. Il ne faut pas gaspiller cette richesse et penser dès maintenant à l'avenir. En effet, si l'énergie est bon marché aujourd'hui, il est fort possible que ne soit plus le cas demain. Il faut préparer l'avenir en envisageant les différentes sources d'énergie possibles et en tenant compte des aspects économiques, politiques et environnementaux. Il faut en particulier aller vers un vrai coût de l'énergie inclut les externalités actuelles. Les crises pétrolières a relancé de nouveau la recherche et les réalisations des énergies renouvelables dans le monde. Parmi celles-ci, l'énergie éolienne qui apparaît clairement en bonne place, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme énergie complémentaire aux autres énergies. [1]

La multiplication des éoliennes a conduit les chercheurs en génie électrique à mener des investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité de l'énergie fournie.

La principale caractéristique du vent réside dans sa variabilité. Il est donc important d'évaluer l'impact d'intégration des fermes éoliennes dans les réseaux électriques et en particulier, sur sa stabilité transitoire à la suite d'une perturbation donnée. Les machines à induction sont le plus souvent utilisés comme générateurs, ont aussi un problème de stabilité comme la stabilité transitoire des machines synchrones [2, 3, 4], il est important d'analyser la stabilité transitoire du système électrique, y compris l'énergie éolienne. Ces machines peuvent être classées en deux catégories ; à cage et à double alimentation [5, 6, 7]. Toutes les simulations ont été effectuées sous environnement Matlab en utilisant le PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Le but de ce mémoire est de modéliser les différentes technologies de la production éolienne, en vue de l'étude du comportement des réseaux électriques en fonctionnement normal, et en présence d'un défaut symétrique provenant du réseau. Nos objectifs de ce travail sont :

- Etude et modélisation des systèmes éoliens
- Intégration ces systèmes éoliens dans le réseau électrique où les conditions de couplage sont nécessaire
- Enfin, étude et analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques où le système éolien est intégré lors d'un défaut symétrique (court-circuit triphasé).

Dans la littérature, on classe les éoliennes en deux catégories :

- Les éoliennes à vitesse fixe directement couplées au réseau, généralement basées sur une génératrice asynchrone à cage.
- Les éoliennes à vitesse variable basées sur la machine asynchrone à double alimentation, commandée par le rotor au moyen de convertisseurs de puissance.

Dans le cadre de ce mémoire, nous nous sommes plus particulièrement intéressés à l'analyse de l'impact des fermes éoliennes sur les systèmes électro- énergétiques, et sur sa stabilité transitoire lors d'un défaut. Pour ce fait, ce mémoire s'étale sur cinq chapitres répartis comme suit :

Le premier chapitre présente les différents types d'énergies renouvelables dont l'énergie éolienne. Quelques statistiques montrent l'évolution de la production et la consommation d'électricité, en l'occurrence les éoliennes ont été exposées. Ces statistiques sont suivies par des rappels sur les systèmes éoliens à travers les équations et les concepts physiques régissant leurs fonctionnements.

Le deuxième chapitre est consacré à un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices utilisées et les convertisseurs qui leur sont associés. Après cet état de l'art, on a étudié la stabilité transitoire des systèmes électriques lors d'un court-circuit symétrique, en appliquant la loi des aires égales sur un système mono machine puis sur un système multi machine.

Le troisième chapitre porte sur la modélisation des chaînes de conversion éolienne basée sur la machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe, et la machine asynchrone à double alimentation fonctionnant à vitesse variable.

Afin de valider le modèle proposé pour cette chaîne de conversion, le quatrième chapitre présent des comparaisons entre des réseaux de test sans et avec l'intégration des fermes éoliennes fonctionnant à vitesse fixe. Des défauts symétriques ont été considérés pour étudier l'impact des éoliennes sur la stabilité transitoire des systèmes électriques à partir de l'analyse des résultats obtenus.

Dans le cinquième chapitre, le modèle proposé pour la chaîne de conversion éolienne basée sur la machine à double alimentation fonctionnant à vitesse variable démontre l'impact d'intégration des fermes éoliennes dans les réseaux test présenté, en appliquant un défaut symétrique pour étudier la stabilité transitoire à partir de l'analyse des résultats obtenus.

Les résultats obtenus dans ces investigations, nous permettrons de conclure sur les méthodes et outils utilisés, et envisager les perspectives à ce travail.

Pour une bonne compréhension du contenu du présent mémoire, quelques annexes sont insérées à la fin. Ces annexes regroupent les paramètres d'une chaîne de conversion éolienne basée sur

la machine asynchrone à cage et à double alimentation, ainsi que les données numériques des réseaux électriques tests.

Chapitre 01

ENERGIES RENOUVELABLES : GENERALITES

1.1. Introduction

L'énergie est indispensable à la vie, au développement économique. Il faut de l'énergie pour fabriquer les biens, pour se déplacer. Sa consommation a fortement augmentée au cours de ces dernières décennies. Deux problèmes seront préoccupants : l'accroissement de l'effet de serre, et les réserves de l'énergie fossile. En conséquence, l'énergie renouvelable a été considérée en tant que solution attrayante, en particulier, l'énergie éolienne. L'étude de cette énergie sera notre objectif.

Ce chapitre permet de présenter le contexte dans lequel s'insère l'étude menée dans l'ensemble de ce travail. D'abord, on présente les différents types d'énergies renouvelables et quelques chiffres mondiaux particulièrement en Algérie, puis on rappelle les notions élémentaires du fonctionnement d'un système éolien et les équations qui s'y rapportent. Les stratégies de fonctionnement d'une éolienne (vitesse fixe, vitesse variable, régulation par "pitch", "stall" ou "stall actif") sont aussi décrites. Cette partie permet également d'annoncer les orientations des chapitres suivants notamment sur les configurations électrotechniques qui y seront étudiées.

1.2. Les différents types d'énergie renouvelable

Parmi les énergies renouvelables, on distingue : [8]

1.2.1. Thermo solaire

Le principe consiste à transformer de l'énergie des photons solaires pour chauffer les capteurs thermiques, ce qui donne des températures pouvant arriver jusqu'à 80°C. Ce type d'énergie a l'avantage d'être écologique, peu cher et longue durée de vie des capteurs utilisés. Par contre, leurs majeurs inconvénients, résident dans l'impossibilité de transporter l'énergie à grande distance.

1.2.2. Géothermie

Elle consiste à extraire de l'énergie contenue dans le sol, dont la température varie de 3°C par 100m jusqu'à 180°C, suivant le gisement à exploiter. L'avantage principal est d'être dépendre du climat et inépuisable. Cependant, son coût demeure très élevé.

1.2.3. Biomasse

Elle constitue une source d'énergie qui provient de toute matière vivante d'origine végétale ou animale (bois, biocarburant et biogaz). Elle est utilisée généralement dans les petites chaufferies individuelles jusqu'à la production de la chaleur industrielle de plus de 15 MW.

1.2.4. Photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil, à partir des panneaux composés des cellules photovoltaïques à base de silicium.

1.2.5. Hydraulique

La masse de l'eau constitue une source d'énergie potentielle. Par le biais des barrages, les pays riches en cours d'eau bénéficient ainsi de cette énergie qui est propre et stockable.

1.2.6. Eolienne

Le vent connaît depuis environ 30 ans une grande importance comme source d'énergie. En effet, depuis une dizaine d'années, cette énergie connaît une croissance de 30% par an. L'étude de cette énergie sera notre objectif dans ce travail.

1.3. Statistiques

1.3.1. Ressources et consommations mondiales

La consommation totale d'énergie dans le monde est actuellement de l'ordre de 8 milliards de tonnes équivalent pétrole livrés en 2005. Les combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz) couvrent plus de 62% des besoins en énergie primaire, le nucléaire 17% et les énergies renouvelables 21%.[1] (Figure 1.1)

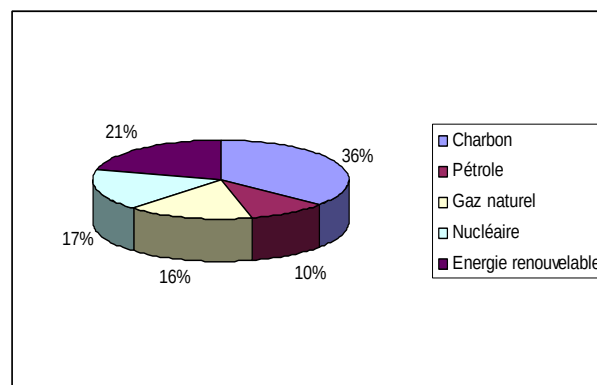


Figure 1.1. Énergie totale consommée dans le monde

Au siècle prochain, le monde sera confronté à deux problèmes principaux. Le premier concerne les réserves des énergies fossiles ; le second est relatif à l'effet de serre.

La population mondiale devrait doubler d'ici le milieu du 21^{ème} siècle. Compte tenu de l'amélioration des intensités énergétiques, la croissance de la demande en énergie primaire devrait être multipliée par un facteur 1,5 à 3 d'ici 2050 et par 2 à 5 d'ici 2100. La croissance de la demande d'électricité devrait être plus forte. En conséquence, les énergies renouvelables ont été considérées en tant que solutions attrayantes.

L'énergie éolienne est en pleine croissance, vers la fin de 2001, plus de 24 GW de puissance d'énergie éolienne a été installée dans le monde. La figure (1.2) montre les ressources mondiales annuelles d'énergie éolienne.

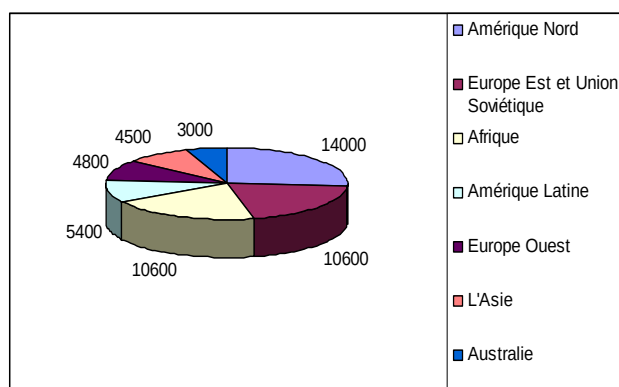


Figure 1.2. Ressources mondiales annuelles d'énergie éolienne en TWh

1.3.2. Le marché algérien de l'électricité

Avec une production effective de 33,6 TWh et plus de 245.000 kms de réseaux de distribution, le taux de couverture des besoins du pays en électricité est de 95%. Plus de 5,6 millions de clients sont abonnés au réseau de la Société par Actions (SONELGAZ). Son parc de production totalise une puissance installée de plus de 7000 MW dont 259 MW pour la filière hydraulique et 306 MW pour les réseaux isolés du sud. L'essentiel de la puissance est issue à 92% des turbines à vapeur et turbines à gaz. [1] (Figure 1.3)

La consommation d'électricité en Algérie a augmenté durant les dernières années de 4% par an et la demande en électricité devrait à long terme croître de 7% par année. La distribution de l'électricité connaît depuis quelques années de fortes perturbations du fait d'une augmentation croissante de la demande intérieure.

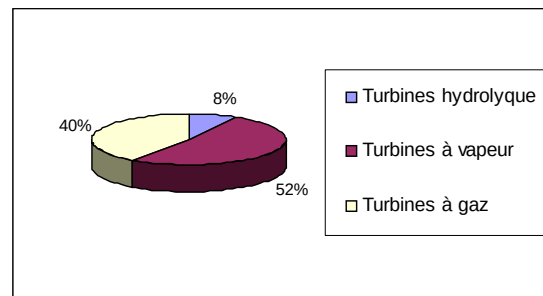


Figure 1.3. Capacité de production installée sur le réseau interconnecté algérien en 2006

L'Algérie devra produire d'ici à 2010, 7% de son électricité grâce notamment à l'énergie solaire et éolienne soit au moins 450 MW. Le pays vise à exploiter les potentialités exceptionnelles d'ensoleillement pour utiliser, mettre au point et développer les applications de l'énergie solaire à l'électrification des sites isolés (zones désertiques du sud, notamment les 4 wilayas du sud : Adrar, Illizi, Tamanrasset, Tindouf) et régions montagneuses. Des **fermes éoliennes** sont en projet à Tindouf, Timimoun, Adrar pour 100 MW au total, les projets sont susceptibles d'être lancés sans grand incidence sur le réseau concernant l'hybridation des centrales diesel de Sonelgaz. La filière hydraulique produit 1,7% de la puissance installée, elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 à 5% MW pour les basses chutes et de 12 à 50 MW pour les hautes chutes.

Pour faire face à la demande en électricité, la SONEGAS a prévu d'investir d'ici 2010 plus de 5 mrd USD pour l'entretien du réseau électrique national et pour augmenter les capacités de production d'électricité et d'exportation.

1.4. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne

1.4.1. Définition de l'énergie éolienne

Les vents sur Terre sont dus à des différences de température mais également à la force de Coriolis. L'énergie éolienne générée par ces vents est utilisée depuis longtemps déjà. Une éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Soit cette énergie est utilisée directement comme dans les éoliennes de pompage, soit elle est transformée en électricité via une génératrice. Dans ce cas, on parle d'aérogénérateurs. [9]

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. (Figure 1.4)

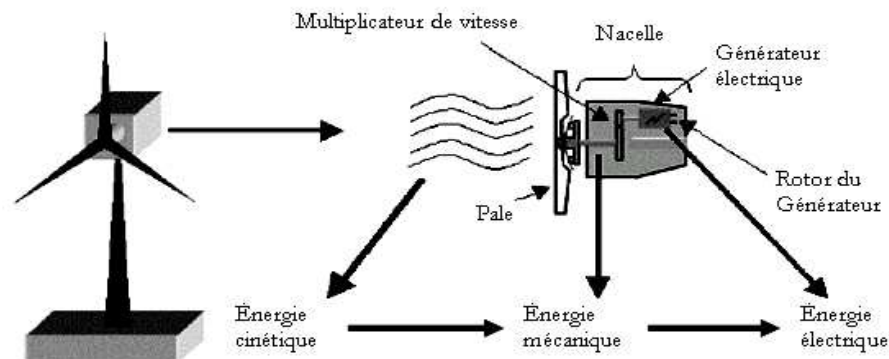


Figure 1.4. Conversion de l'énergie cinétique du vent

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer. Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en Mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. [10]

1.4.2. Principaux composants d'une éolienne

Une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux : (Figure 1.5)

- **La tour** : généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol.
- **Le rotor** : 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. Le vent fait tourner le rotor lorsqu'il y a assez d'énergie.
- **La nacelle** : regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique. La nacelle se compose des éléments suivants : (Figure 1.6)

a. Arbre principal

Le vent fait tourner la girouette. La girouette 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.

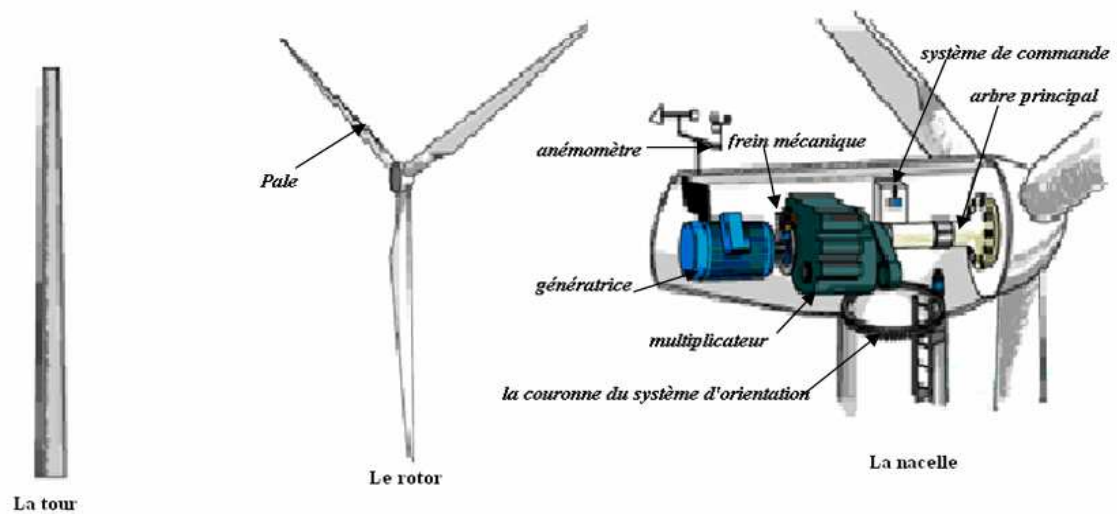


Figure 1.5. Principaux composants d'une éolienne [10]

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 rotor tourne à environ 22 tours par minute. Mais la génératrice, elle, doit tourner à quelque 1.500 tours par minute. Le multiplicateur accélère donc les 22 tours à 1.500 tours.

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.

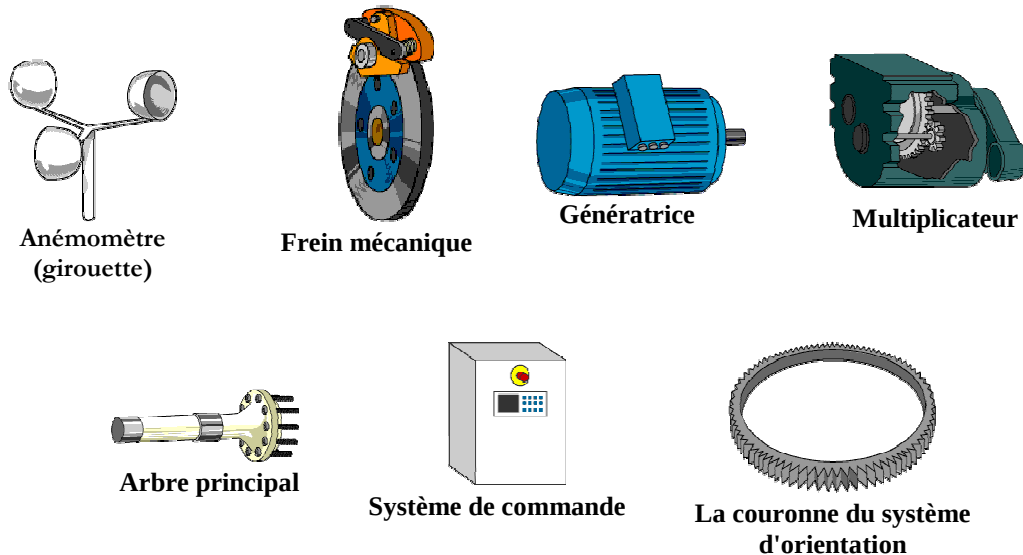


Figure 1.6. Les éléments consécutifs de la nacelle

1.4.3. Différents types d'éoliennes

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

1.4.3.1. Eolienne à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical remplacent un peu aux roues hydrauliques. Elles sont les premières structures développées pour produire de l'électricité. Deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation : [11]

- Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) ;
- Les éoliennes de Darrieus la plus répandue.

Les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées.

Les avantages théoriques d'une éolienne à axe vertical sont :

- Elle permet de placer la génératrice, le multiplicateur, ... à terre, et on n'a pas besoin de munir la machine d'une tour.
- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les inconvénients principaux d'une éolienne à axe vertical sont :

- Les vents sont assez faibles à proximité de la surface du sol.

- L'éolienne ne démarre pas automatiquement. (ainsi, il faut par exemple pousser les éoliennes de Darrieus pour qu'elles démarrent. Cependant, ceci ne constitue qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est alors possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne).
- Pour remplacer le palier principal du rotor, il faut enlever tout le rotor.
- Les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au début des années 90, mais elles sont très vite disparues du marché du fait de leur faible rendement et des fluctuations importantes de puissance provoquées.

1.4.3.2. Éolienne à axe horizontal

Aujourd'hui, la majorité des éoliennes commerciales sont à axe horizontal. La raison est bien simple: toutes les éoliennes commerciales raccordées au réseau sont aujourd'hui constituées avec un rotor du type hélice, monté sur un axe horizontal. [12]

Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.

1.5. Énergie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique

1.5.1. Loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure 1.7 sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

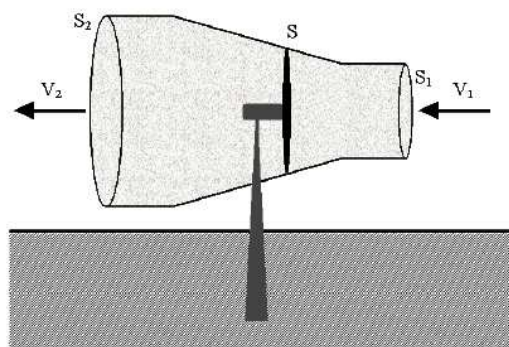


Figure 1.7. Tube de courant autour d'une éolienne [12]

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 , soit

$\frac{V_1 + V_2}{2}$, la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)}{2} \quad (1.1)$$

La puissance P_m , est donnée par la loi de Newton qui s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent:

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (1.2)$$

En remplaçant m par son expression dans (1.1) :

$$P_m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (1.3)$$

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

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (1.4)$$

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

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (1.5)$$

La figure (1.8) représente la caractéristique correspondante à l'équation (1.5). On constate que le ratio

$\frac{P_m}{P_{mt}}$ appelé ; aussi coefficient de puissance C_p , présente une limite égale à 0,59. Cette limite théorique

appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

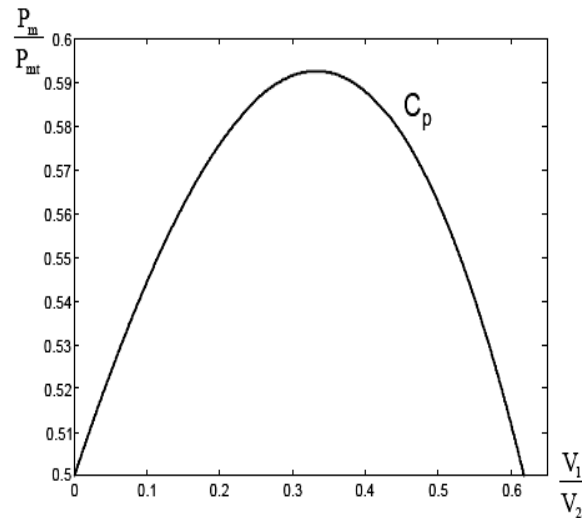


Figure 1.8. Coefficient de puissance [12]

1.5.2. Technologies d'éoliennes

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles dont la vitesse est constante (éoliennes à vitesse fixe) et celles dont la vitesse est variable. La partie suivante décrit d'une manière assez générale le fonctionnement de ces deux procédés. [13]

1.5.2.1. Les éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Sa vitesse est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de génératrice.

On peut distinguer deux technologies d'éoliennes à vitesse fixe : les éoliennes à décrochage aérodynamique et les éoliennes à pales orientables. [14]

a. Les éoliennes à décrochage aérodynamique

Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, 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 1.9) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation.

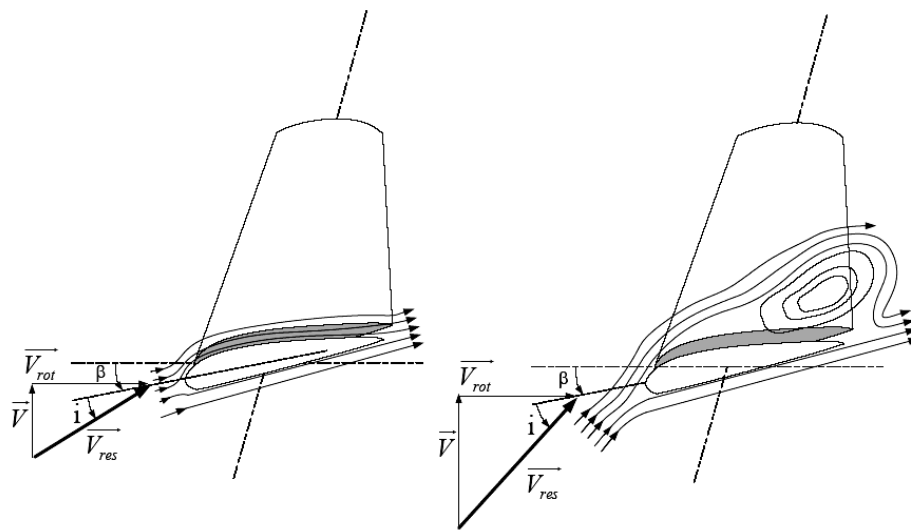


Figure 1.9. Flux d'air sur un profil de pale "stall" [14].

Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de décalage de β et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de vitesse de vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante.

b. Les éoliennes à pales orientables (Pitch)

L'utilisation d'un système d'orientation des pales permet, par une modification aérodynamique, de maintenir constante la puissance de la machine en fonction de la vitesse du vent et pour une vitesse du vent supérieure à la vitesse nominale. Le système d'orientation des pales à un coût très élevé par rapport au système à décrochage aérodynamique. La figure (1.10) illustre la variation de l'angle de décalage d'une pale.

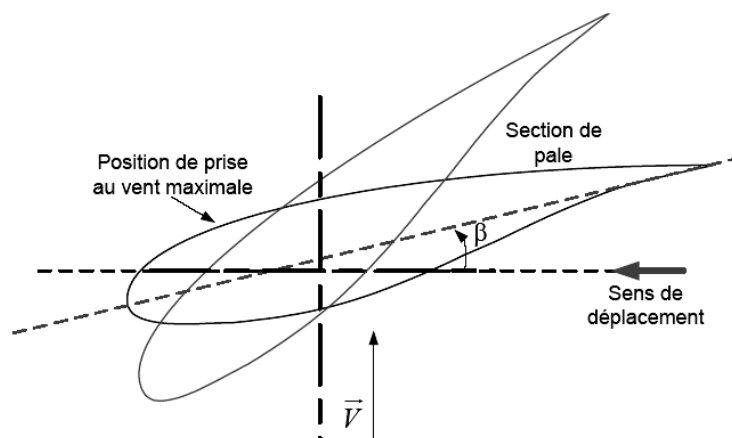


Figure 1.10. Variation de l'angle de calage d'une pale [14].

Les avantages des éoliennes à vitesse fixe sont :

- Système électrique plus simple.
- Plus grande fiabilité.
- Pas besoin de système électronique de puissance.
- Moins cher.

1.5.2.2. Les éoliennes à vitesse variable

a. Principe

Dans un système de production d'énergie par éolienne fonctionnant à vitesse variable, on cherchera systématiquement le régime optimal en exploitant les maxima du réseau de courbes de la figure (1.11). Ce qui signifie que pour un régime de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe) on souhaite que la puissance fournie soit maximale ce qui correspond à une valeur de λ donnée appelée λ_{opt} . La vitesse de rotation optimale Ω_{opt} résultante est alors donnée par l'équation (1.6):

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v \quad (1.6)$$

La caractéristique correspondant à cette relation est donnée sur la zone (II) de la figure (1.11). La zone (I) correspond aux vitesses de vent très faibles, insuffisantes pour entraîner la rotation de l'éolienne, et la zone (III) correspond aux vitesses de vent élevées pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à une valeur maximale afin de ne pas subir de dégâts.

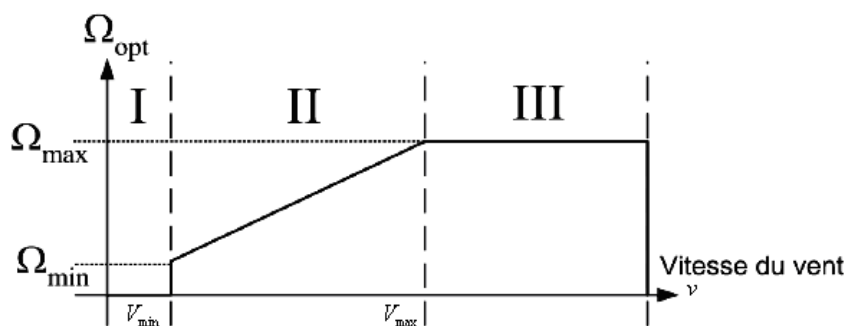


Figure 1.11. Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable [10]

La génératrice fournit alors de l'énergie électrique à fréquence variable. Il est nécessaire d'ajouter une interface d'électronique de puissance entre celle-ci et le réseau (figure 1.12). Cette interface est classiquement constituée de deux convertisseurs (un redresseur et un onduleur) connectés par

l'intermédiaire d'un étage à tension continue. L'onduleur côté réseau est alors découplé de la machine via le bus continu et il n'y a pas de lien direct entre la fréquence du réseau et celle délivrée par la machine. Un tel dispositif doit cependant être conçu et commandé de façon à limiter les perturbations qu'il est susceptible de générer sur le réseau. En effet, la tension délivrée n'est pas sinusoïdale et peut contenir des harmoniques indésirables. De plus, les convertisseurs sont dimensionnés pour faire transiter la totalité de la puissance échangée entre la génératrice et le réseau. Ils représentent par conséquent un investissement financier et conduisent à des pertes non négligeables. [4]

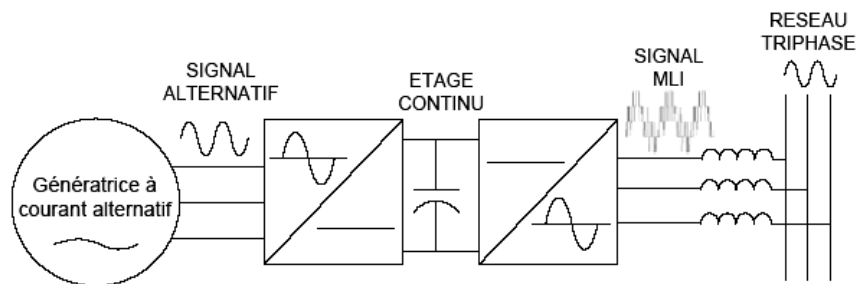


Figure 1.12. Interface d'électronique de puissance [5]

b. Avantages des éoliennes à vitesse variable

- Augmentation du rendement énergétique.
- Réduction des oscillations du couple dans le train de puissance.
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

1.6. Qualité de production

Le terme « qualité de production » se réfère à la stabilité transitoire, à stabilité de tension, à la stabilité de fréquence et aux harmoniques des grandeurs générées. Si une ferme éolienne est raccordée à un réseau électrique, il peut y avoir des problèmes sur sa stabilité, chute de tension et fluctuation de puissance [15].

Les aspects de qualité de production les plus rencontrés sont :

- La variation de tension
- La variation de la fréquence
- Les interruptions de fonctionnement

1.6.1. Variation de tension

Elle sont définies par un changement de la valeur efficace de la tension sur une durée de quelques minutes ou plus. Les normes internationales imposent que cette variation ne doit pas dépasser $\pm 5\%$ de la tension nominale dans les réseaux électriques. Les variations de tension produite lors d'un fonctionnement des éoliennes sont causées par les fluctuations de puissance. Ces dernières mènent essentiellement des variations de la vitesse du vent.

La procédure de démarrage des éoliennes n'est pas identique d'une technologie d'éolienne à l'autre : les éoliennes à vitesse variable et à orientation des pales ont un démarrage moins brutal que les éoliennes à vitesse fixe.

Généralement, lors de la mise en service d'une éolienne basée sur une génératrice asynchrone, la puissance réactive, nécessaire à la magnétisation du circuit magnétique, provoque des chutes de tension au point de connexion. Cette dernière est rétablie par la connexion d'un banc de condensateurs. [15]

1.6.2. Variation de fréquence

L'effet de la variation de la puissance éolienne doit être considéré dans le fonctionnement d'un système de production autonome. Dans le cas de l'utilisation d'éolienne à vitesse fixe, l'oscillation de la vitesse de rotation de la génératrice est provoquée par l'augmentation ou la diminution de la vitesse du vent. Cette variation induit sur la variation de la fréquence.

Pour les éoliennes à vitesse variable reliées au réseau par des convertisseurs de puissance, les variations de fréquence sont facilement respectées.

1.6.3. Interruptions

On distingue deux types d'interruptions dans les réseaux électriques :

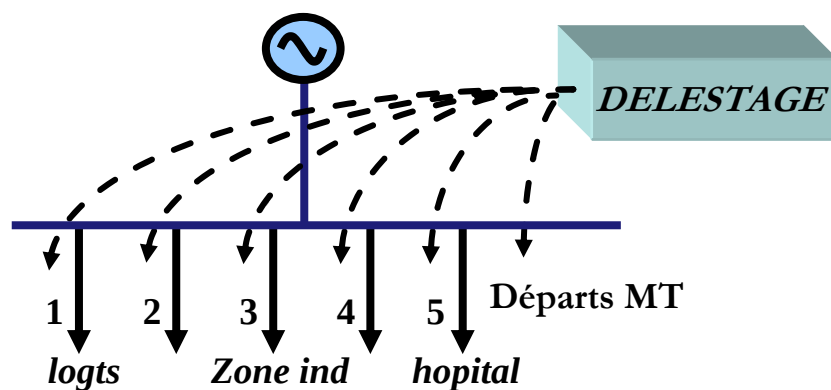
1.6.3.1. Délestage

Le délestage est l'action par laquelle une partie prédéterminée de la charge du réseau est déclenchée quand la fréquence de celui-ci devient assez basse, c'est-à-dire quand les moyens de production sont insuffisants. Le délestage permet d'éviter la détérioration des équipements tournants tant dans les centrales de production que chez les usages. Le tableau (1.1) représente les gammes de fréquence et leur temps de déclenchement. [1]

Tableau 1.1 les gammes de fréquence

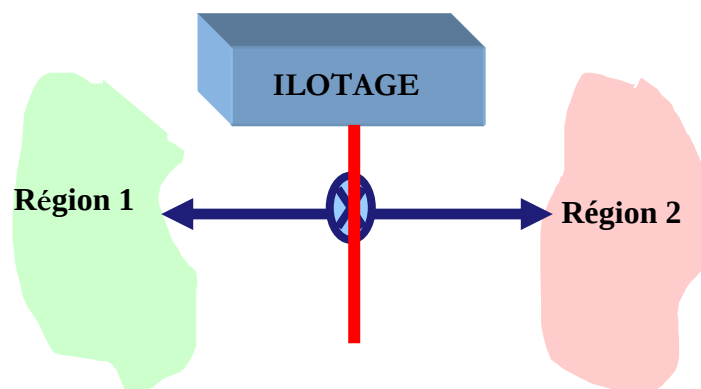
<i>Premier stade</i>	<i>49 Hz</i>	<i>0.2 seconde</i>
<i>deuxième stade</i>	<i>48,5 Hz</i>	<i>0.2 seconde</i>
<i>deuxième stade temporisé</i>	<i>48,5Hz</i>	<i>10 secondes</i>
<i>Troisième stade</i>	<i>47.5 Hz</i>	<i>0.2 seconde</i>
<i>Quatrième stade</i>	<i>47 Hz</i>	<i>0.2 seconde</i>

La figure (1.13) présente les priorités de faire le délestage.

**Figure 1.13.** Priorités de délestage

1.6.3.2. Ilotage

Pour limiter l'étendue de la zone perturbée, le réseau est progressivement découpé jusqu'à retrouver la stabilité dans chaque partie isolée. Ce découpage sacrifie la région en détresse pour préserver le reste du réseau. Cette action est connue sous le nom îlotage (Figure 1.14). L'îlotage est l'ultime action qui consiste à isoler du réseau la partie déficiente de manière à en sauvegarder la partie saine. Actuellement, l'îlotage régional réglé à 46,5Hz et 0.2 sec. [1]

**Figure 1.14.** L'îlotage

Le système contrôle- commande doit donc surveiller sans cesse la tension et la fréquence du courant alternatif transmis au réseau. Dans le cas où la tension ou la fréquence du réseau local dépasseront certaines limites pendant une fraction de seconde, l'éolienne coupera automatiquement la connexion au réseau et s'arrêtera immédiatement en actionnant les freins aérodynamiques.

1.7. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de dresser un panel des solutions électrotechniques possibles pour la production d'énergie électrique grâce à des turbines éoliennes. Après un rappel sur les différents types d'énergie renouvelable et donner quelques chiffres national et internationale, on a écrit les notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, les différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement (calage variable ou décrochage aérodynamique) ont été aussi décrits. La seconde partie du chapitre présente la qualité de production d'énergie électrique.

Chapitre 02

IMPACT DES EOLIENNES SUR LA STABILITE TRANSITOIRE : ETAT DE L'ART

2.1. Introduction

La multiplication des éoliennes a conduit les chercheurs en Génie Electrique à mener des investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité de l'énergie fournie. Les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique sont très importantes. 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, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

La première partie, présente un état de l'art sur les dispositifs électrotechniques (machines + convertisseurs) permettant de transformer l'énergie mécanique présentée sur l'arbre de l'éolienne en énergie électrique, nous décrivons les technologies de générateurs éoliens visés par notre étude (éolienne à vitesse fixe et à vitesse variable). Dans la seconde partie, on fait une description sur la stabilité transitoire ; connexion d'une machine à un réseau infini et l'application la loi des aires dans le cas d'un court-circuit triphasé, ensuite étude cette stabilité au cas de deux machines interconnectées et au d'un système multi machine.

2.2. Etat de l'art

Au cours des dernières décennies il y a eu un intérêt croissant pour l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, en l'occurrence de l'énergie éolienne. Actuellement, Cette énergie participe aux services systèmes, c'est-à-dire à l'interconnexion des réseaux d'électricité en raisons économiques et environnementales. [17]

En conséquence, plusieurs publications montrent l'importance à cette nouvelle énergie. De ce fait, les éoliennes sont considérées comme des génératrices de puissance variable, connectées sur un réseau électrique. Le vent est une grandeur de nature très fluctuante, se conduit à une variation importante de puissances, cette dernière constitue des perturbations importantes de la chaîne de conversion éolienne. Avec l'utilisation de l'électronique de puissance, de nouvelles technologies sont apparues pour optimiser cette génération d'énergie.

Pour assurer le bon comportement des parcs éoliens dans les réseaux électriques, il est important d'étudier la stabilité transitoire lors d'un court-circuit fort apparaît dans le réseau. Les modèles d'aérogénérateurs sont destinés à être intégrés dans le réseau, afin de simuler et d'évaluer leur impact sur la stabilité transitoire lors d'une perturbation donnée.

On peut classer les modèles en deux catégories suivant le mode de fonctionnement des éoliennes : on trouve des modèles concernant les éoliennes fonctionnant à vitesse fixe et des modèles concernant les éoliennes fonctionnant à vitesse variables.

2.2.1. Eolienne à vitesse fixe

On peut classer les modèles en trois classes :

Une première classe de modèle, montre les résultats de l'étude systématique de l'effet de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire des fermes éoliennes fonctionnant à vitesse fixe. L'effet de chaque paramètre sur la stabilité est déterminé après un court-circuit symétrique. Les résultats obtenus ont identifié les phénomènes de la transition de la stabilité comme les variations des angles rotoriques des machines synchrones, la variation des vitesses angulaires de génératrices intégrées dans les parcs éoliens, tous ces paramètres sont conformés aux exigences imposées par les gestionnaires de réseau électriques. Les machines asynchrones à cage sont le plus souvent utilisées comme générateurs, ce sont aussi ont un problème de stabilité comme la stabilité transitoire des machines synchrones. [2]

Une deuxième classe de modèle fait l'objectif d'introduire un système de contrôle pour maintenir la production d'éoliennes constante. Le but de ce système est de renforcer la stabilité transitoire des fermes éoliennes. Cette publication présente les analyses de simulation de la stabilité transitoire du système, y compris la génératrice asynchrone au cours d'un court-circuit fort comme le triphasé. Toutes les simulations ont été réalisées par le logiciel PSCAD / EMTDC. [3]

Une dernière classe de modèle utilise un modèle équivalent d'une ferme éolienne qui contient plusieurs turbines fonctionnant à vitesse fixe. Ce modèle utilise le multiplicateur de vitesse pour maintenir la vitesse de rotation des générateurs éoliens au voisinage de synchronisme. Un parc éolien est composé de plusieurs éoliennes connectées au réseau de transport au moyen d'un seul jeu de barre pour étudier la stabilité transitoire des systèmes électriques. Les simulations sont présentées pour démontrer l'exactitude du modèle proposé. [4]

2.2.2. Eolienne à vitesse variable

Différents niveau de modélisation ont été considérés selon la précision désirée, et la dynamique que l'on souhaite prendre en compte. Une caractéristique commune aux moyens de production étudiés est la présence de convertisseurs de l'électronique de puissance. On peut classer les modèles en trois familles :

Une première famille de modèles comprend les modèles obtenus à partir d'un schéma équivalent monophasé. Ce travail est élaboré au sein du Département de génie électrique et informatique (DEEC) de l'Université fédérale du Para (UFPA). Un logiciel de simulation a été développé pour effectuer les études de la stabilité transitoire des parcs éoliens. L'algorithme de stabilité transitoire, ainsi que l'interface utilisateur, a été mise en œuvre par le logiciel Matlab. [5]

Une seconde famille de modèles présente, une approche standard du modèle de la machine asynchrone à double alimentation pour l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Il comprend tous le modèle de la turbine éolienne, le générateur à induction et à doublement alimenté et le contrôle du circuit rotorique à partir de convertisseur d'électronique de puissance. Tous les modèles ont été mis en place et testés dans le réseau électrique programmé dans le logiciel DIgSILENT PowerFactory. [6]

Une dernière famille de modèles permet d'intégrer les modèles des génératrices éoliennes et les convertisseurs de puissances en utilisant deux modèles : le premier c'est le modèle continu équivalent, et le second c'est le modèle des interrupteurs idéaux. Les modèles mathématiques sont développés à partir des différentes méthodologies, comme le Graphe Informationnel Causal et la Représentation Energétique Macroscopique. Les réseaux électriques ont été implantés au moyen de la boîte à outil Sim Power System de Matlab. Les modèles d'aérogénérateurs sont intégrés dans le logiciel de simulation EUROSTAG, afin d'évaluer leur impact sur la stabilité de grandes réseaux électriques. [7]

2.3. Types de conversion électromécanique

2.3.1. Systèmes utilisant la machine asynchrone

2.3.1.1. *Machine asynchrone à cage d'écureuil*

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'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur, mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais collecteurs 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. [17]

Le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau (Figure 2.1). La machine a un nombre de paire de pôles fixe et doit donc fonctionner sur une plage de vitesse très limitée (glissement inférieur à 2%). La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important, les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs.

Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau. Celui-ci peut-être toutefois amélioré par l'adjonction de capacités représentées sur la figure 2.1 qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne.

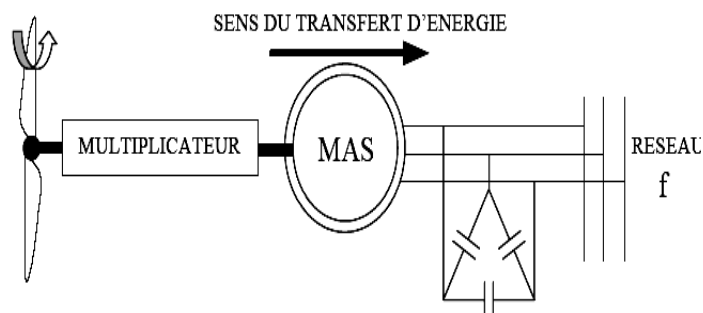


Figure 2.1. Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau [17].

Malgré sa simplicité, le système de fonctionnement à vitesse fixe peut être bruyant, à cause de la modification des caractéristiques aérodynamiques dues à l'orientation des pales, et il n'exploite pas la totalité de la puissance théoriquement disponible pour les vitesses de vent élevées. Ce dispositif sera plus amplement étudié par la suite.

2.3.1.2. Machine asynchrone à double stator

Pour améliorer le rendement du dispositif précédent, certains constructeurs utilisent un système à base de machine asynchrone à double stator (Figure 2.2) :

- Un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent.
- Un stator de forte puissance à faible nombre de paires de pôles permettant de fonctionner aux

vitesses de vent élevées. [18]

Ce système reste intrinsèquement un dispositif à vitesse fixe mais possède deux points de fonctionnement différents.

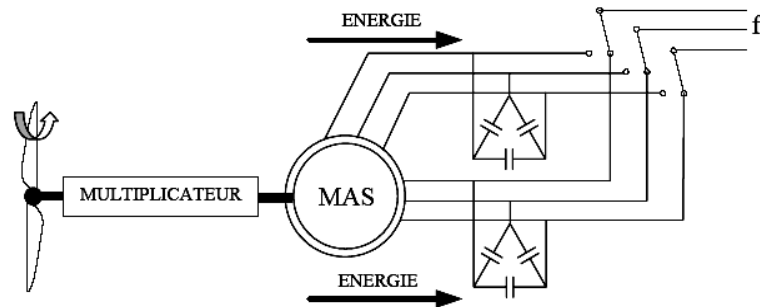


Figure 2.2. Machine asynchrone à double stator [18]

2.3.1.3. Machine asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance

Le dispositif de base est représenté sur la figure 2.3. Cette configuration autorise un fonctionnement à vitesse variable. En effet, quelle que soit la vitesse de rotation de la machine, la tension produite est redressée et transformée en tension continue. Le fonctionnement de l'onduleur est alors classique et une commande adéquate permet de délivrer une tension alternative de fréquence fixe correspondant à celle du réseau avec un facteur de puissance unitaire. La puissance nominale de la génératrice détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne. Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour la totalité de cette puissance échangée entre la machine et le réseau. Ils représentent donc un coût important, des pertes non négligeables (jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et entraînent des perturbations qui nuisent au rendement et à la qualité de l'énergie délivrée. De plus, la présence des capacités est indispensable pour fournir l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau car le redresseur est unidirectionnel. Il peut être éventuellement remplacé par un redresseur MLI à base d'IGBT dont la structure est semblable à celle de l'onduleur. Dans ce cas, le transfert de puissance réactive est contrôlable et se fait du bus continu vers la machine et le transfert de puissance active est identique au cas du redresseur simple. [19]

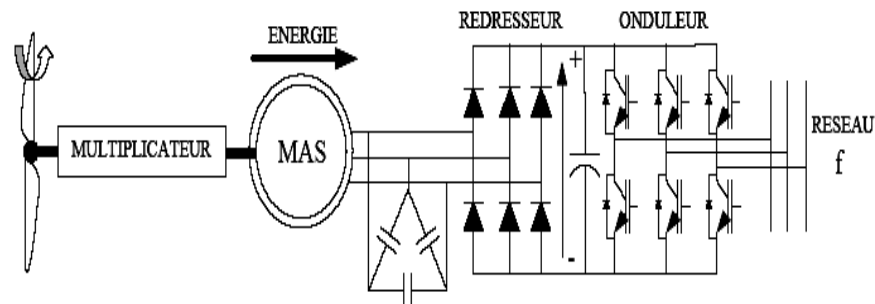


Figure 2.3. Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble Redresseur – Onduleur [19]

2.3.1.4. Machine asynchrone à double alimentation type "BRUSHLESS"

Cette machine a la particularité de posséder deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et il est destiné au transfert de puissance. Le second bobinage, dont la section des conducteurs est moins élevée, permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Le rotor possède une structure spéciale différente de la cage d'écureuil classique mais tout aussi robuste; il est constitué de plusieurs boucles conductrices concentriques comme montre la figure 2.4. [20]

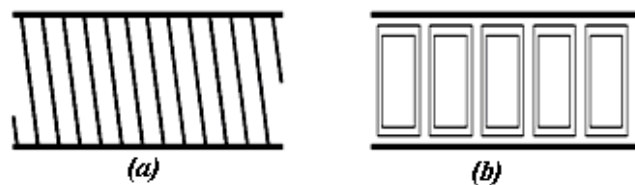


Figure 2.4. Schéma développé d'un rotor à cage classique (a) et d'un rotor de machine asynchrone "BRUSHLESS" (b) [20]

Cette machine présente l'intérêt d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable. En revanche, le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau (figure 2.5).

Dans ce cas, le convertisseur est dimensionné uniquement pour faire transiter la puissance destinée à la magnétisation de la machine et est donc moins coûteux que dans le cas de la (figure 2.3). En faisant varier la puissance réactive absorbée, le convertisseur permet de contrôler le facteur de puissance et d'augmenter ou diminuer les courants rotoriques. Le flux et le glissement de la machine en sont alors modifiés.

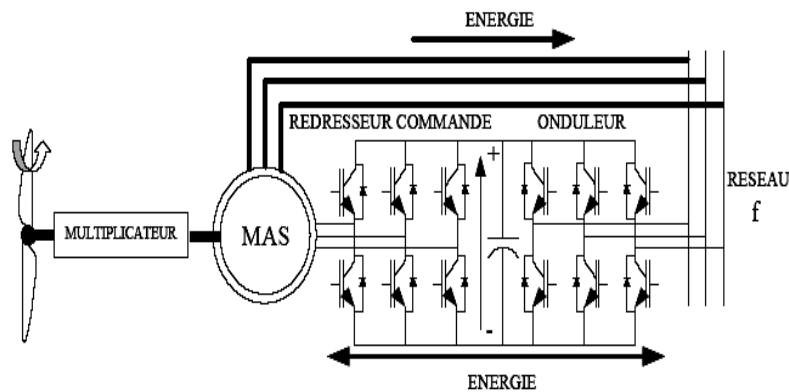


Figure 2.5. Machine asynchrone BRUSHLESS connectée sur le réseau [20]

La machine peut ainsi délivrer une tension à fréquence fixe tout en ayant une vitesse de rotation variable. Ce système n'est pas exploité industriellement mais existe à l'état de prototype.

2.3.1.5. Machine asynchrone à double alimentation type "rotor bobiné"

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné 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.

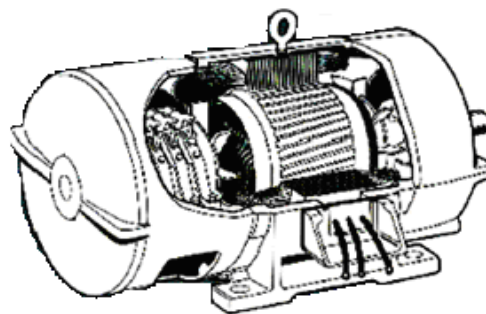


Figure 2.6. Machine asynchrone à rotor bobiné (document "Joliet Equipement") [21]

a. Structure à énergie rotorique dissipée

Cette configuration à vitesse variable est représentée sur la (figure 2.7), le stator est connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un redresseur. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO [22]. 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. Le glissement est ainsi modifié en fonction de la vitesse de rotation de la machine.

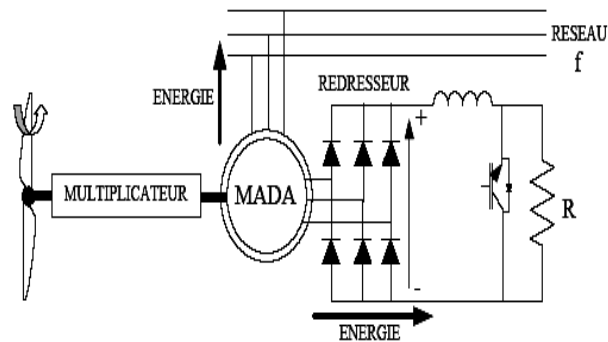


Figure 2.7. MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée [22]

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.

b. Structure de KRAMER

Dans le but de réduire les pertes d'énergie dues à la structure du système (figure 2.7), le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau (structure de KRAMER), (Figure 2.8). [22]

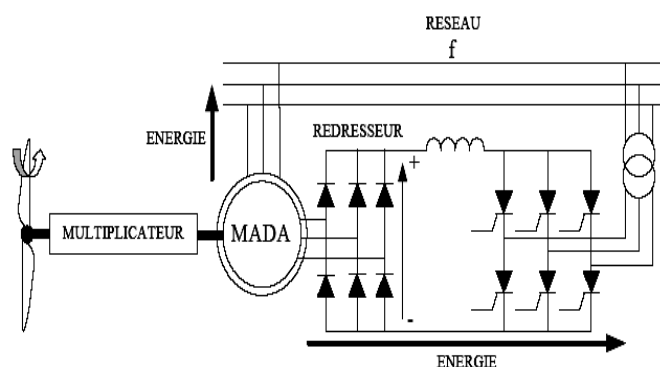


Figure 2.8. MADA, structure de KRAMER [22]

L'ensemble redresseur- onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Comme dans le cas de la machine BRUSHLESS (§2.2.1.4), 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.

c. Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur

Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association redresseur-onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur (Figure 2.9), l'ensemble est alors appelé structure de SCHERBIUS. [23]

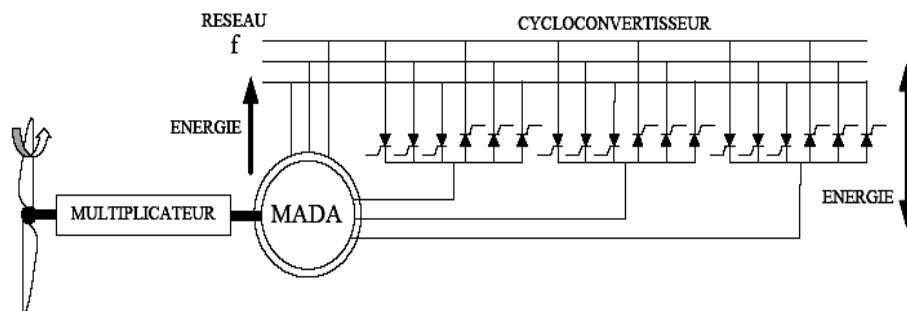


Figure 2.9. Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur [23]

La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la figure (2.8). 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.

d. Structure de SCHERBIUS avec convertisseurs MLI

Cette configuration dans la figure (2.10) 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. L'utilisation de ce type de convertisseur permet d'obtenir des allures de signaux de sortie en Modulation de Largeur d'Impulsions dont la modularité permet de limiter les perturbations en modifiant le spectre fréquentiel du signal. [24]

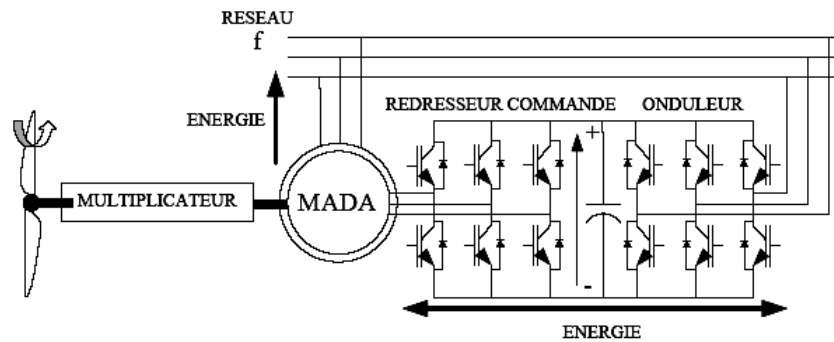


Figure 2.10. Structure de SCHERBIUS avec convertisseurs MLI [24]

La structure du dispositif et la philosophie de fonctionnement sont semblables à celle de la MADA de type "BRUSHLESS" (figure 2.5). Toutefois, malgré la présence de contacts glissants qui doivent être entretenus et remplacés périodiquement, la conception de cette machine est plus conventionnelle et plus simple que la machine BRUSHLESS (un seul bobinage au stator, un autre au rotor). Plusieurs études récentes, confirmées par des réalisations industrielles, montrent la viabilité de ce dispositif dans un système éolien à vitesse variable. La bi-directionnalité du convertisseur rotorique autorise les fonctionnements hyper et hypo synchrone et le contrôle du facteur de puissance côté réseau. [25]

2.3.2. Systèmes utilisant la machine synchrone

2.3.2.1. Alternateur synchrone à rotor bobiné ou à aimants

Dans une machine synchrone classique utilisée en alternateur, le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si l'alternateur est connecté au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place systématiquement une interface d'électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau (Figure 2.11) ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation. [26], [27]

Dans la plupart des cas, le champ tournant rotorique est créé par un bobinage alimenté en courant continu (roue polaire) par l'intermédiaire d'un redresseur connecté au réseau. Ce mode d'excitation entraîne la présence de contacts glissants au rotor, c'est pourquoi on remplace souvent ce bobinage par des aimants permanents. [28]

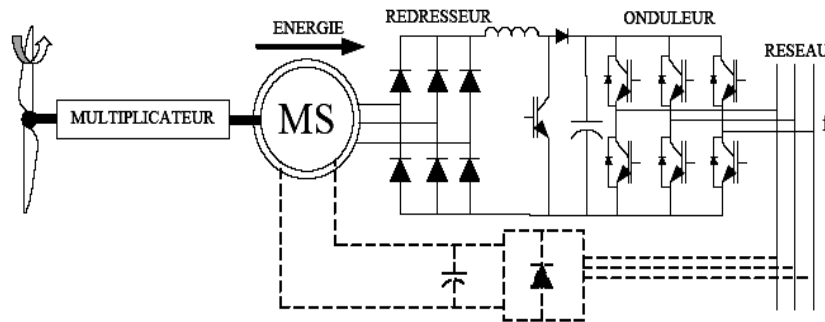


Figure 2.11. Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur – hacheur – onduleur MLI [26]

La figure (2.11) présente une configuration classique d'interface de connexion d'une machine synchrone au réseau. Le convertisseur connecté au stator de la machine est un simple redresseur puisqu'elle n'absorbe pas de puissance réactive. Ce redresseur est classiquement suivi d'un hacheur élévateur permettant de délivrer une tension suffisante à l'onduleur MLI pour les faibles vitesses de rotation. La présence de l'onduleur MLI permet de contrôler le facteur de puissance côté réseau.

2.3.2.2. Machine synchrone à aimants permanents discoïde

La société "Jeumont " a récemment développé une machine de 750 kW à attaque directe destinée à la production d'électricité par éoliennes. Cette machine possède la particularité d'avoir un champ magnétique axial contrairement aux machines synchrones classiques où le champ est radial (Figure 2.12). [29]

La machine synchrone à aimants permanents et à entrefer axial dite "discoïde" peut être constituée, dans sa structure élémentaire (étage), soit d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques, soit de deux disques rotoriques entourant le disque statorique. Un disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique portant les aimants permanents sur une ou deux faces. Le disque statorique est constitué d'un circuit magnétique torique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques. Ces derniers peuvent être enroulés autour du tore statorique, ou encore, ils peuvent être logés dans des encoches disposées radialement tout au long de l'entrefer. Cette structure axiale permet de réaliser une machine modulaire en disposant plusieurs étages les uns à côté des autres et en les connectant en parallèle. [30]

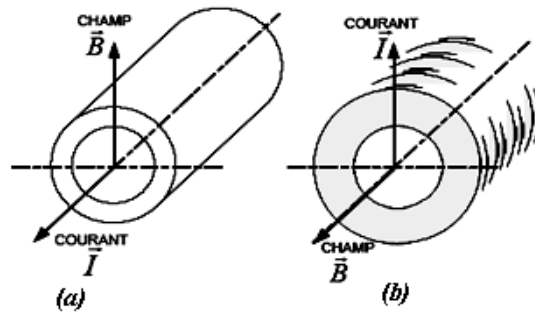


Figure 2.12. Machine à champ radial classique (a) et machine discoïde à champ axial (b) [29]

2.3.2.3. Machine synchrone vernier à aimants

Cette structure fait usage de motifs dérivés de ceux utilisés dans les machines à réluctance variable à double denture figure (2.14). Des paires de petits aimants alternés, à la périphérie du rotor, constituant l'inducteur, interagissent sous l'effet du champ d'induit avec des petites dents statoriques. L'induit, encoché, reçoit un bobinage polyphasé à champ tournant. La dimension des pôles (ou le nombre) et celles des aimants sont deux paramètres essentiels dans le dimensionnement et les performances, mais ils sont totalement découplés dans la structure vernier. [31]

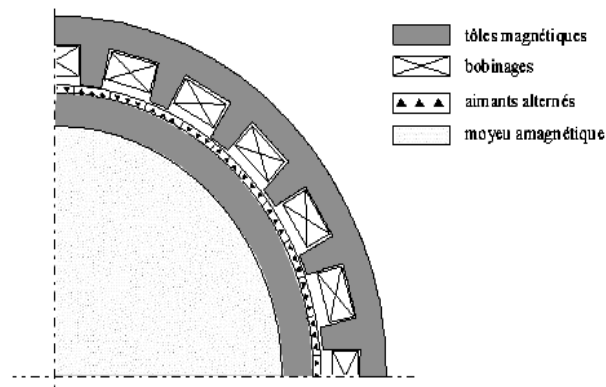


Figure 2.13. Machine synchrone Vernier à aimants [31]

L'effet vernier provient de ce que le nombre de paires d'aimants alternés, N_r est différent du nombre de dents N_s . Il s'ensuit que l'onde d'induction due aux aimants à une périodicité égale à :

$$\frac{2\pi}{|N_s - N_r|} \quad (2.1)$$

Une condition de bon fonctionnement est alors d'avoir une périodicité des pôles de bobinage identique, ce qui implique :

$$|N_s - N_r| = p \quad (2.2)$$

Il est possible alors établir la relation entre la vitesse de rotation, Ω , et la pulsation d'alimentation ω tel que :

$$\Omega = \frac{\omega}{N_r} \quad (2.3)$$

Nous voyons que seule N_r impose la fréquence d'alimentation. Ceci est un avantage considérable pour le dimensionnement des machines très lentes, le niveau de performance étant intrinsèquement plus élevé que pour la machine classique à grand nombres de pôles, sachant qu'il est plus facile, pour des raisons de faisabilité mécanique, de diminuer la taille des dents que des pôles.

2.3.3. Machines à structures spéciales

2.3.3.1. Machine à réluctance variable non excitée

La Machine à réluctance variable (MRV) non excitée présentée sur la (Figure 2.15) comprend 48 dents au stator réparties sur douze plots et 64 dents au rotor. Il s'agit d'une machine triphasée à deux paires de pôles caractérisée par un pas dentaire statorique égal à celui du rotor. On détermine d'abord les dimensions principales puis on optimise, à l'aide d'une méthode génétique couplée à la méthode des éléments finis, la forme et les dimensions des encoches. [32]

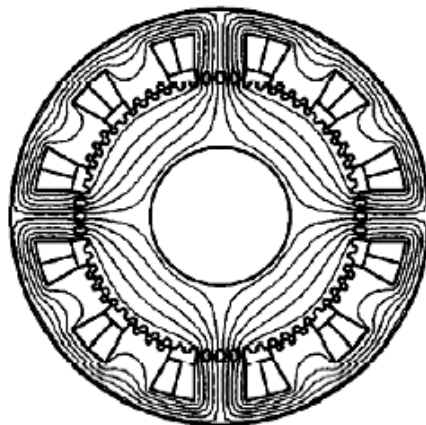


Figure 2.14. Prototype de MRV non excitée [32]

2.3.3.2. Machine à réluctance variable excitée par des courants triphasés au stator

La machine à réluctance variable excitée par des courants triphasés au stator est une structure à N_s dents au stator et N_r dents au rotor dotée de deux bobinages triphasés au stator de polarité p et p' (figure 2.16). Elle génère un couple électromagnétique constant à la vitesse de synchronisme donnée par

$$\Omega = \frac{\omega \pm \omega'}{N_r} \quad (2.4)$$

Où :

ω, ω' représentent respectivement les pulsations de l'induit et de l'inducteur. Le fonctionnement est alors similaire à celui d'une machine synchrone à rotor lisse. [33]

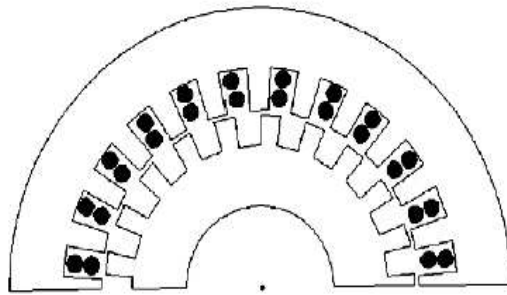


Figure 2.15. MRV excitée par des courants triphasés au stator [33]

2.4. Technologies de générateurs éoliens étudiées

Nous nous sommes principalement intéressés à deux types d'éoliennes :

2.4.1. Les éoliennes à vitesse fixe

Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement connectée au réseau. Sa vitesse de rotation est alors imposée par le réseau et par le nombre de paire de pôles de la génératrice (figure 2.17).

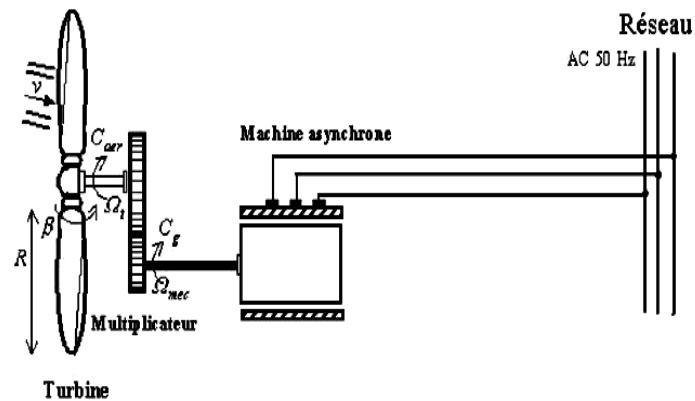


Figure 2.16. Eolienne directement connectée au réseau

2.4.2. Les éoliennes à vitesse variable

La structure d'éolienne fonctionnant à vitesse variable est représentée sur la (figure 2.18). Cette configuration est basée sur la machine à double alimentation et à rotor bobiné. La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance situés au circuit rotorique.

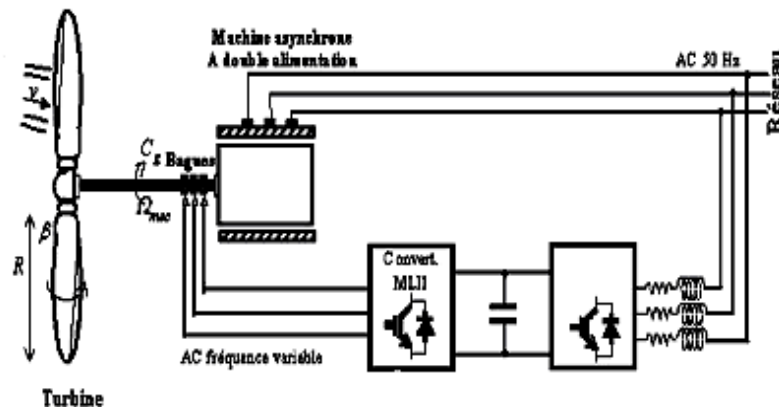


Figure 2.17. MADA connectée au réseau

La figure (2.19), présente l'intégration des éoliennes dans le réseau électrique, avec les structures qui ont été décrit précédemment.

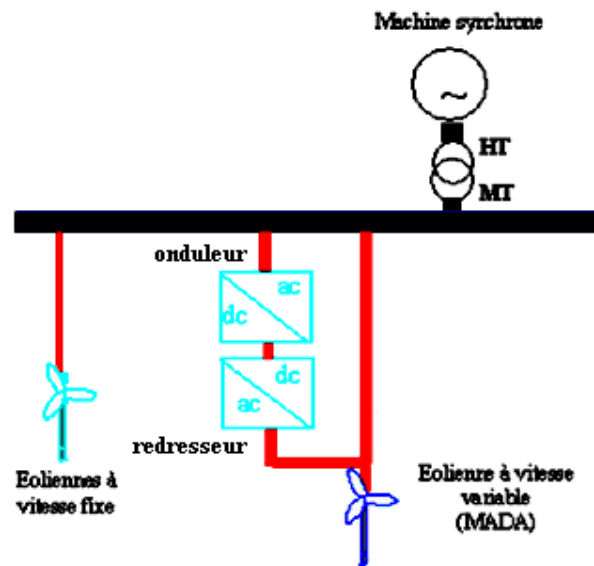


Figure 2.18. Les générateurs éoliens visés par l'étude

2.5. Le problème de la stabilité des réseaux électriques

2.5.1. Introduction

L'un des problèmes les plus importants lors de l'étude d'un réseau d'énergie électrique (R.E.E) complexe, est celui de sa stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux ces dernières années, mais aussi à l'objectif de ce type d'étude qui est d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations. Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts comme les court-circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance sont des exemples de grandes perturbations. Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation). Cet écart doit être absorbé sous forme d'énergie et à l'heure actuelle on sait stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique dans des volants d'inertie. Leur défaut est un très mauvais rendement. L'écart en terme de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Après l'élimination de la perturbation, le réseau sera stable si la valeur moyenne des écarts de vitesse est nulle. Dans ce cas, le réseau continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs.

On distingue deux types de stabilité du réseau électrique : celle de son angle rotorique des alternateurs ou celle de la tension. Suivant la valeur de la perturbation, on classe la stabilité des réseaux électriques : la stabilité dynamique, la stabilité statique et la stabilité transitoire. [34]

Dans notre travail et pour les fermes éoliennes, la principale caractéristique du vent réside dans sa variabilité, c'est pourquoi, il est important d'évaluer l'impact des fermes éoliennes sur la stabilité des réseaux électriques et en particulier, sur sa stabilité transitoire à la suite d'une perturbation donnée.

2.5.2. Différents types de stabilité des réseaux électriques

2.5.2.1. Stabilité statique

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine.

2.5.2.2. Stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau.

2.5.2.3. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer : [21]

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte d'ouvrages.
- La perte de groupes de production, etc.

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, réenclenchement).
- du point de fonctionnement avant défaut.

2.6. Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques

L'objectif est de détecter le cas le plus défavorable pour la stabilité transitoire d'un réseau et c'est ce cas qui sera retenu dans les chapitres suivants où nous étudierons l'intégration des fermes éoliennes dans les réseaux électriques pour étudier cette stabilité. Dans un premier temps nous allons écrire l'équation électromécanique d'un générateur connecté au réseau pour un système mono machine puis multi machine.

2.6.1. Cas d'une machine connecté à un réseau infini

Usuellement la puissance fournie par l'ensemble des machines compense exactement la totalité des puissances demandées et les pertes dans le réseau. Tant qu'aucune perturbation n'affecte le système, les écarts entre les angles internes des différents alternateurs demeurent constants. [34]

L'apparition d'un défaut provoque une rupture entre la production et la consommation. Deux cas se présentent :

- La perturbation est de faible amplitude et lente. Les organes de régulation se chargent de rétablir l'équilibre.
- La perturbation est de grande amplitude comme un court-circuit. Le déséquilibre entre la production et la consommation est responsable de l'évolution des angles internes. Les automates de protection interviennent alors en éliminant l'organe affecté. Un régime transitoire va s'instaurer conduisant à un nouveau régime d'équilibre ou à une désynchronisation des machines. [34]

On considère le système de la figure (2.20) :

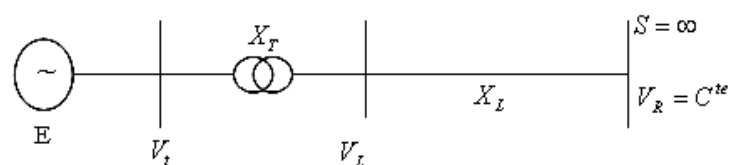


Figure 2.19. Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini

Le jeu de barre à puissance infinie est une source de l'invariable de fréquence (pulsation de synchronisme) et de tension (amplitude et phase).

2.6.1.1. Expression de la puissance électrique

Le schéma électrique monophasé équivalent au système de la figure (2.20), est illustré par la figure (2.21)

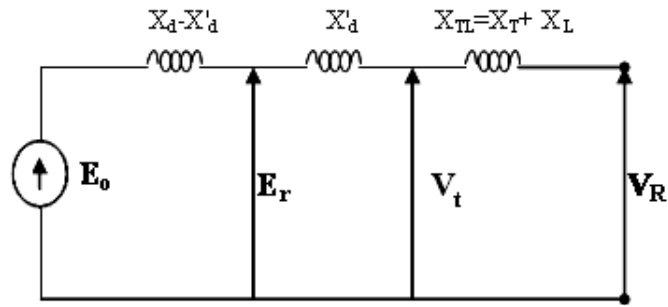


Figure 2.20. Schéma monophasé équivalent au système mono machine

E_0, E_r : f.e.m de la machine a vide et pendant le régime transitoire.

V_t : tension au terminal de la machine.

V_R : tension au jeu de barre a puissance infinie.

X_d, X'_d : réactance synchrone et transitoire selon l'axe d (direct).

X_T, X_L : réactance du transformateur et de la ligne.

Le diagramme vectoriel de la figure (2.21) est présenté dans la figure suivante :

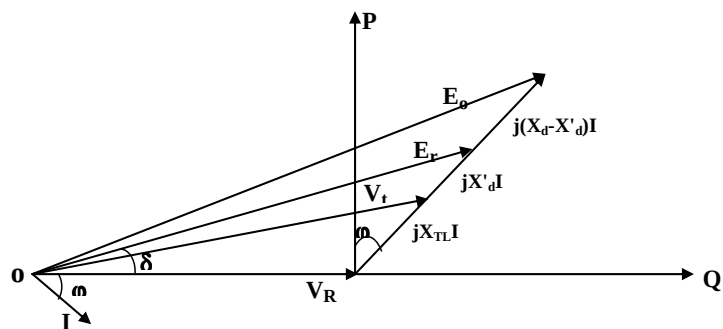


Figure 2.21. Diagramme vectoriel des tensions

I : Courant électrique fournie par la machine.

δ : Angle de charge électrique.

La puissance électrique active P_e fournie par la machine au réseau infini est :

$$P_e = 3.V_R.I.\cos\varphi \quad (2.5)$$

D'après le diagramme vectoriel et par la projection sur l'axe P , On trouve :

$$I.\cos\varphi = \frac{E_r.\sin\delta}{X_{TL} + X_d'} \quad (2.6)$$

On pose :

$$P_{\max} = \frac{3.V_R.E_r}{X_{TL} + X_d'} \quad (2.7)$$

On trouve :

$$P_e = P_{\max}.\sin\delta \quad (2.8)$$

L'allure de la courbe $P_e(\delta)$ est donnée par la figure (2.23).

Les deux équations du mouvement mécanique sont données par:

$$2.H \frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \quad (2.9)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_b \quad (2.10)$$

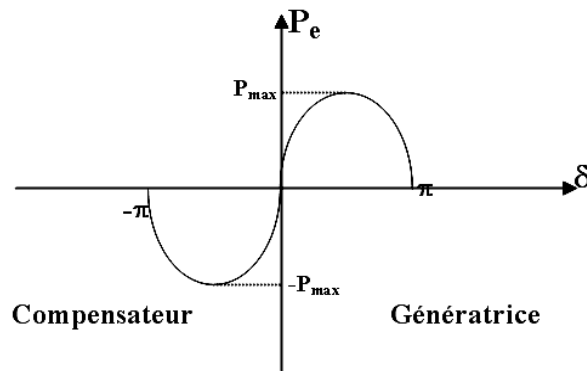


Figure 2.22. L'allure de la puissance P_e en fonction de δ

Où :

H : constante d'inertie de la machine.

ω_b, ω_r : pulsation de référence et rotorique de la machine.

P_m : puissance mécanique de la machine.

En régime permanent, la puissance mécanique à l'arbre de la machine est égale à la puissance électromagnétique, point (A).

Pour que le fonctionnement soit stable, il faut qu'en cas de perturbation, le rotor revienne à sa position angulaire initiale quand la perturbation disparaît, le point limite pour revenir le système à sa stabilité est point (B).

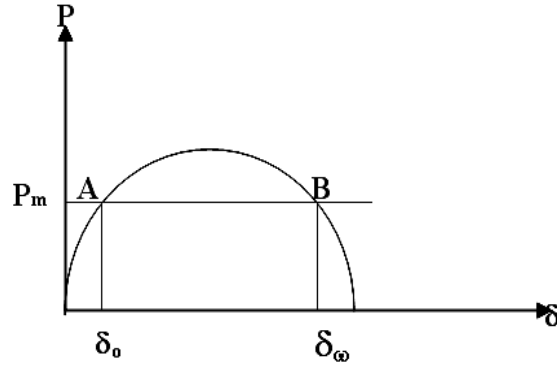


Figure 2.23. Caractéristique $P_e(\delta)$ pour fonctionnement en alternateur

Sous une perturbation quelconque, la puissance électrique fournie varie entre P_m et $(P_m + \Delta P)$ et par conséquent δ et $(\delta_0 + \Delta\delta)$.

On considère que $\Delta\delta$ est infiniment petite, à partir du développement en série de Taylor, on trouve :

$$P_e(\delta_0 + \Delta\delta) = P_e(\delta_0) + \frac{\partial P_e(\delta)}{\partial \delta} \cdot \Delta\delta \quad (2.11)$$

L'équation du mouvement mécanique peut être écrite sous la forme suivante :

$$\frac{2H}{\omega_b} \cdot \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = - \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \cdot \Delta\delta \quad (2.12)$$

C'est une équation différentielle d'ordre 2, à pour solution :

$$\Delta\delta = A \cdot \exp\left(\sqrt{\frac{-\partial P_e}{\partial \delta}} \cdot t\right) + B \cdot \exp\left(\sqrt{\frac{-\partial P_e}{\partial \delta}} \cdot t\right) \quad (2.13)$$

On pose :

$$P_s = \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \quad (2.14)$$

P_s : C'est la puissance synchronisante.

Pour que le système soit stable au point $P(\delta_i)$, il faut que $P_s(\delta_i)$ soit supérieure à zéro, par contre il est instable si $P_s(\delta_i)$ est inférieur à zéro. Cette quantité permet d'évaluer la stabilité dynamique, aux faibles perturbations.

2.6.1.2. Loi des aires

Nous avons vu précédemment que la puissance synchronisante permet d'évaluer la stabilité au cas de faibles perturbations, dans ce paragraphe on va essayer de définir un critère valable aux grandes perturbations. Ce critère est basé sur le principe de la conservation de l'énergie cinétique, c'est à dire pour un alternateur, la méthode est basée sur l'effet que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor doit être égale à celle fournie pendant le freinage. [35]

A partir de l'équation du mouvement mécanique :

$$\frac{2.H}{\omega_b} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.15)$$

Tel que :

P_a : C'est la puissance d'accélération.

L'équation (2.11) devient :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_b}{2.H} \cdot P_a \quad (2.16)$$

En multipliant les deux membres de l'équation (2.12) par $2 \frac{d\delta}{dt}$, on trouve :

$$\begin{aligned} 2 \frac{d\delta}{dt} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} &= \frac{\omega_b}{2.H} \cdot P_a \cdot 2 \cdot \frac{d\delta}{dt} \\ \frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] &= \frac{\omega_b}{H} \cdot P_a \frac{d\delta}{dt} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Après l'intégration des deux membres de l'équation, on trouve :

$$\begin{aligned} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 &= \frac{\omega_b}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a \cdot d\delta \\ \frac{d\delta}{dt} &= \pm \left(\frac{\omega_b}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a \cdot d\delta \right)^{1/2} \end{aligned} \quad (2.18)$$

L'équation (2.14) donne l'expression de la vitesse différentielle $(\omega_r - \omega_b)$ durant le régime transitoire. Cette vitesse doit être nulle pour que le système soit stable.

Le critère de la stabilité peut être donc :

Le système est instable si l'une des deux conditions n'est pas vérifié :

$$P_a(\delta_{\max}) \leq 0 \quad (2.19)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\max}} P_a \cdot d\delta \leq 0 \quad (2.20)$$

2.6.1.3. Application de la loi des aires au cas d'un court-circuit triphasé

Considérons un court-circuit triphasé comme la montre la figure suivante :

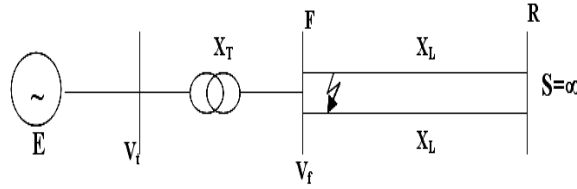


Figure 2.24. Schéma unifilaire de raccordement d'une machine à un réseau infini avec deux lignes

Soit A le point de fonctionnement initial ; lorsque le court-circuit apparaît au niveau de jeu de barre F , la tension V_F s'annule et par conséquent la puissance électrique transmise s'annule aussi, alors le point de fonctionnement passe brusquement au point A_0 comme montre la figure (2.26).

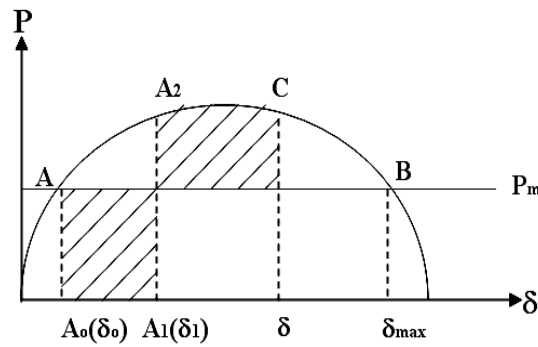


Figure 2.25. Variation de la puissance d'un alternateur correspondant à un C-C triphasé

Soit t_1 l'instant d'élimination du défaut qui correspond à $A_1(\delta_1)$, dans ce cas la puissance électrique revient immédiatement à la caractéristique initiale.

Le système est stable si après quelques oscillations amorties reviennent au point de fonctionnement initial A .

Il existe un temps t_{cr} d'élimination du défaut correspond à l'apparition de l'instabilité, pour ce temps, le point C confondu avec le point critique B .

D'après la loi des aires :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_m \cdot d\delta + \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_m - P_{max} \cdot \sin \delta) \cdot d\delta = 0 \quad (2.21)$$

Sachant que : $\delta_{max} = \pi - \delta_0$ on trouve

$$\delta_{cr} = (\pi - 2 \cdot \delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0 \quad (2.22)$$

Le temps critique t_{cr} de correction peut être obtenu à partir de l'équation de mouvement :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_b}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.23)$$

En intégrant sur l'intervalle $[\delta_0, \delta_{cr}]$, on obtient :

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_b P_m}} \quad (2.24)$$

Le critère de la loi des aires est limité aux cas mono machine et de deux machines interconnectées, puisque il est difficile d'exprimer P_e en fonction de δ à cause de l'influence mutuelle des machines dans le système multi machine.

2.6.2. Cas de deux machines interconnectées

Considérons le système de deux alternateurs reliés par des lignes d'interconnexion (Figure 2.27), ils peuvent être considérer comme étant équivalent à deux régions **A** et **B**, et qu'une puissance **P** s'écoule de la région **A** vers la région **B**.

On suppose qu'un défaut apparaît sur les lignes d'interconnection et provoque une panne totale ou partielle sur celle-ci, et par conséquent une coupure totale ou partielle de l'écoulement de puissance ce qui resulte une accélération des générateurs de la région **A** et une décélération de ceux de la région **B**.

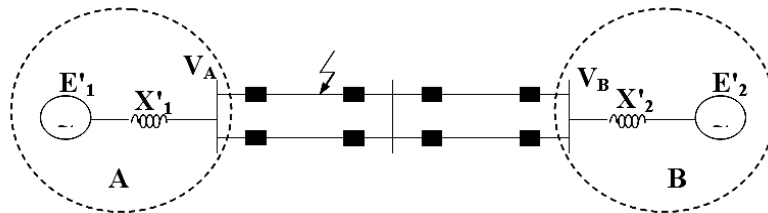


Figure 2.26. Représentation d'un système à deux régions

On représente sur le même diagramme, les deux vecteurs des tensions V_A et V_B avec δ_{AB}° le déphasage initial entre eux :

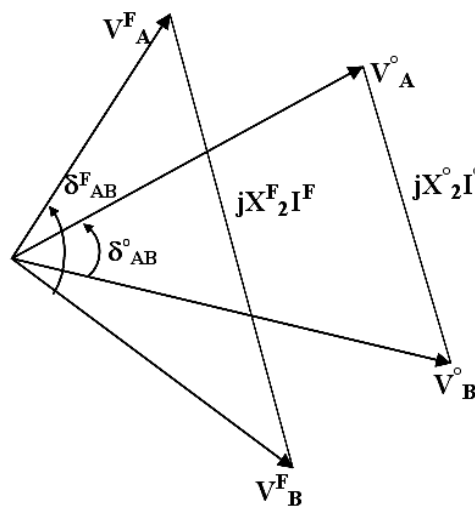


Figure 2.27. Le diagramme vectoriel d'un système à deux régions

Le vecteur $V_A - V_B$ représente la chute de tension $jX_2 I$ appliquée sur la réactance des lignes. Durant le défaut l'écart angulaire entre les deux tensions V_A et V_B augmente, ainsi que $V_A - V_B$, ce qui donne une grande valeur au courant de retour après l'élimination de défaut, d'où une puissance de retour très élevée.

Deux résultats sont probables :

- Un état stable : le système revient à son régime de fonctionnement initial après quelques oscillations de grande amplitude.
- Un état instable : le système perd son synchronisme en cas δ dépasse $\pi - \delta_0$.

2.6.3. Cas d'un système multi machine

On va étudier l'ensemble des générateurs interconnectés, ce qui donne une complexité du modèle, en plus, il exige l'introduction de AVR en compte ce qui donne un système d'équation très compliqué. [29]

Au moment de l'apparition de la perturbation en un point du système large, elle se propage à l'intérieur du réseau et n'affecte pas tout le système si celui ci est très large.

La réaction des machines dépend de deux facteurs :

- Les caractéristiques des machines (puissances, constante d'inertie,..)
- La distance entre les machines et le point de la perturbation.

Le comportement de chaque machine peut être obtenu par la résolution simultanée de ses équations de mouvement :

$$\begin{aligned} \frac{2.H_i}{\omega_b} \cdot \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} &= P_{m_i} - P_{e_i} = \Delta P_{e_i} \\ \Delta P_{e_i} &= \frac{E_i \cdot \Delta V_i}{X_i} \cdot \sin \delta_i \end{aligned} \quad (2.25)$$

Tel que :

ΔV_i : La différence entre la tension aux bornes de la machine i et le point d'application de perturbation.

X_i : La réactance entre la machine i et le point d'application de la perturbation.

$i=1, \dots, n$: nombre des machines connectées au réseau.

On peut dire qu'un système est stable, si à la suite d'une perturbation, les angles différentiels δ_{ij} restent limités ($\delta_{ij} < \pi$), et qu'il est instable si l'un des angles δ_{ij} tend vers l'infini.

i et j sont le nombre des machines.

2.7. Conclusion

Ce chapitre présente les machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien. Trois grandes familles de machines sont présentées: machines asynchrones, machine synchrones et machines à structures spéciales.

Compte tenu des deux principaux modes de fonctionnement d'une éolienne, à savoir: les éoliennes fonctionnant à vitesse fixe et les éoliennes fonctionnant à vitesse variable. En fonctionnement à vitesse fixe, la machine asynchrone à cage d'écureuil comme une solution intéressante du point de vue du coût et de la facilité de maintenance grâce à l'absence de contacts glissants. Une première étude portera donc sur les performances d'un dispositif basé sur l'utilisation de cette machine qui seront étudiées dans les prochains paragraphes.

Pour le fonctionnement à vitesse variable, nous avons vu qu'il est nécessaire la présence de convertisseurs de puissance entre la génératrice et le réseau nuisait au rendement global de l'installation. Dans le cas des éoliennes à vitesse variable basé sur la machine asynchrone à double alimentation, propose un bon compromis entre la plage de variation de vitesse qu'il autorise, et la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine. C'est par conséquent cette structure qui sera étudiée dans un deuxième temps dans notre étude.

La seconde partie de ce chapitre présente une étude globale sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. Dans le premier temps, on fait l'étude sur une seule machine connectée à un réseau infini. Influences de court-circuit triphasé sur la stabilité transitoire d'un générateur connecté à un réseau infini via une ligne de transport d'énergie où on a appliqué la loi des aires. Le cas de deux machines interconnectées et le système multi machine ont été ainsi décrits.

Le but de ce chapitre est comment faire l'intégration des systèmes éoliens dans le réseau électrique et étudier sa stabilité transitoire. Cette partie sera retenue dans les chapitres suivants.

Chapitre 03

CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE : PRINCIPE ET MODELISATION

3.1. Introduction

Une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation globale de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne.

Dans un premier temps, la modélisation de la partie mécanique est décrite d'une façon détaillée, modèle simplifié et les hypothèses simplificatrices sont aussi décrites.

Les machines utilisées dans un système éolien, machine asynchrone à cage et la machine double alimentation sont modélisées d'une manière générale, le modèle de convertisseur de puissance pour les éoliennes fonctionnant à vitesse variable est brièvement décrit.

La seconde partie de ce chapitre, illustre les caractéristiques mécanique de deux type d'éolienne, à vitesse fixe basé sur la machine asynchrone à cage et à vitesse variable basé sur la machine double alimentation, ainsi que le profil du vent appliqué dans notre étude.

3.2. Modélisation d'une turbine éolienne

3.2.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales orientable et de longueur R . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse $\Omega_{turbine}$ qui est relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (figure 3.1). [36]

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent :

- La même inertie J_{pale}
- La même élasticité Kb

- Le même coefficient de frottement par rapport à l'air db

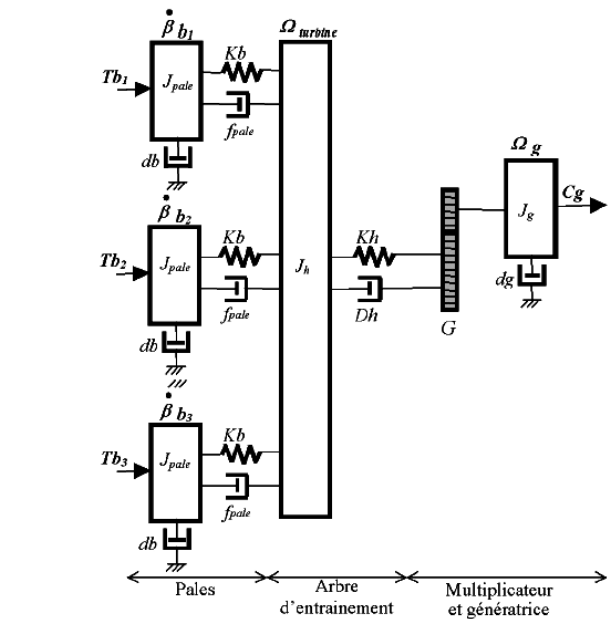


Figure 3.1. Système mécanique de l'éolienne

Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support f_{pale} . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées $\dot{\beta}b_1, \dot{\beta}b_2, \dot{\beta}b_3$. Chaque pale reçoit une force Tb_1, Tb_2, Tb_3 qui dépend de la vitesse du vent qui lui est appliquée. [31]

L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- Une inertie J_h
- Une élasticité Kh
- Un coefficient de frottement par rapport au multiplicateur Dh

Le rotor de la génératrice possède :

- Une inertie J_g
- Un coefficient de frottement dg

Ce rotor transmet un couple entrainant (C_g) à la génératrice électrique et tourne à une vitesse notée Ω_{mec} .

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ($Tb_1 = Tb_2 = Tb_3$) alors, on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. D'autre part, la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de

frottement par rapport à l'air (db) est très faible, donc on peut négliger. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes du côté génératrice. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses (figure 3.2) dont la validité a déjà vérifiée. [5]

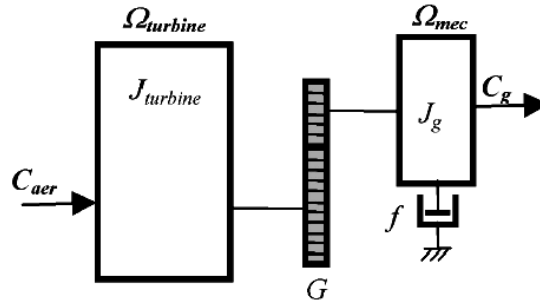


Figure 3.2. Modèle mécanique simplifiée de la turbine

3.2.2. Modélisation 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 3.3).

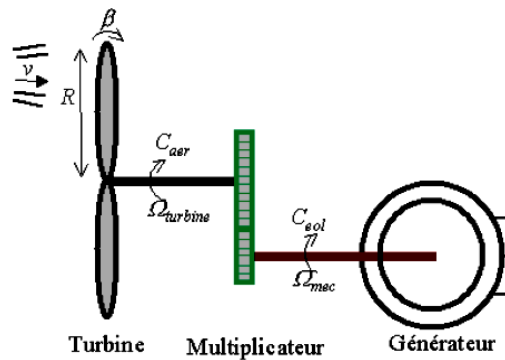


Figure 3.3. Schéma de la turbine éolienne

La puissance du vent ou la puissance éolienne est définie de la manière suivante:

$$P_v = \frac{\rho S v^3}{2} \quad (3.1)$$

Où :

ρ : La densité de l'air ($\rho = 1.22 \text{ kg/m}^3$ à la pression atmosphérique à 15°C).

S : La surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale. (m^2)

v : La vitesse du vent. (m/s)

La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors:

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \quad (3.2)$$

Tel que :

C_p est le coefficient de puissance de la turbine, est en fonction de l'angle d'orientation des pales β et le ratio de vitesse λ .

Ce ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse de la turbine et la vitesse du vent:

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} \cdot R}{v} \quad (3.3)$$

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

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine}} \quad (3.4)$$

3.2.3. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte une vitesse lente de la turbine à la vitesse de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les deux équations suivantes:

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (3.5)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (3.6)$$

Où :

G c'est le gain du multiplicateur.

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

3.2.4. 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.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (3.7)$$

Où :

J est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de génératrice, $J_{turbine}$ l'inertie de la turbine et J_g l'inertie de la génératrice ($kg.m^2$).

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 :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (3.8)$$

Le 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 .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (3.9)$$

Le couple résistant due aux frottements est modélisée par un coefficient de frottement visqueux f
Tel que :

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \quad (3.10)$$

Où

C_{mec} le couple mécanique total appliquer au rotor de l'éolienne, C_g le couple entraînant la génératrice, C_{em} le couple électromagnétique et C_{vis} le couple des frottement visqueux (N.m)
 f coefficient de frottement visqueux.

3.3. Modélisation des machines utilisées dans un système éolien

3.3.1. Modèle de la machine asynchrone

La machine asynchrone triphasée est formée d'un stator fixe, et d'un rotor cylindrique mobile. Les trois enroulements statoriques, couplés en étoile ou en triangle, sont alimentés par un système triphasé de tensions. Il en résulte alors la création d'un champ magnétique glissant dans l'entrefer de la machine. La vitesse de glissement de ce champ par rapport au stator est

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} \quad (3.11)$$

Où

ω_s désigne la pulsation du réseau d'alimentation triphasé statorique et p est le nombre de bobines de paire de pôles du champ magnétique apparaissant au stator.

Le rotor de la machine support un bobinage triphasé avec un même nombre de pôles que celui du stator couplé en étoile. Ce type de rotor est dit bobiné mais on peut envisager un autre type de rotor qui est constitué de barres conductrices court-circuitées par un anneau conducteur à chaque extrémité. Ce second type de machines est appelé machine asynchrone à cage. Le rotor tourne par rapport au stator à la vitesse : $\Omega_{mec} = \frac{d\theta}{dt}$ (figure 3.4), θ étant l'angle entre le repère statorique et le repère rotorique. [37]

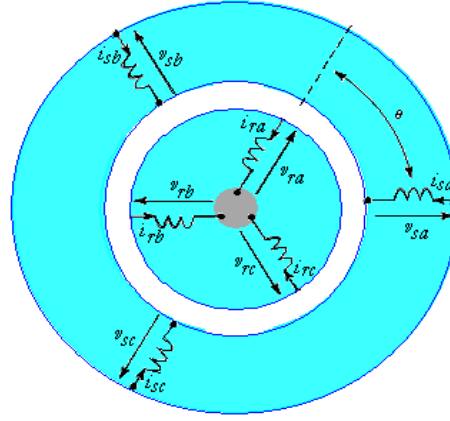


Figure 3.4. Structure générale de la machine asynchrone [37]

Les hypothèses traditionnelles permettant le développement des équations électromagnétiques de la génératrice sont :

- les armatures magnétique du stator et du rotor sont toutes deux cylindriques, séparées par un entrefer constant, et munies chacune d'un enroulement triphasé ;
- le circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante ;
- les pertes ferromagnétiques, effet de peau et effet des encoches négligeables.

3.3.1.1. Equation électrique

Les six enroulements (figure. 3.4) obéissent aux équations électriques suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \frac{d\varphi_r}{dt} + R_r i_r = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \frac{d\varphi_s}{dt} + R_s i_s = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Les notations a, b, c désignent les trois phases de la génératrice, s se référant au stator et r au rotor. La tension est notée v , le courant i et le flux φ .

Avec les définitions suivantes :

R_s, R_r : respectivement la résistance d'une phase du stator et du rotor.

l_s, l_r : respectivement l'inductance propre d'une phase du stator et du rotor.

m_s, m_r : respectivement l'inductance mutuelle entre deux phases du stator et du rotor.

m_{rs} : Inductance mutuelle (maximale) entre une phase du stator et une phase du rotor.

Les flux sont reliés aux courants selon les relations :

$$\begin{cases} \varphi_s = L_s i_s + M_{sr} i_r \\ \varphi_r = M_{rs} i_s + L_r i_r \end{cases} \quad (3.14)$$

Avec :

$$L_s = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$L_r = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$M_{sr} = m_{sr} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$M_{rs} = (M_{sr})^T \quad (3.18)$$

Où θ désigne l'angle électrique entre une phase du rotor et la phase correspondante du stator et vérifie :

$$\frac{d\theta}{dt} = p\Omega$$

Ω : étant la vitesse de la génératrice et p le nombre de paire de pôles.

Ces équations présentent deux inconvénients majeurs :

- un nombre important de variables couplées entre elles,
- la dépendance des matrices M_{sr}, M_{rs} de l'angle de rotation θ .

Pour palier ce problème, on recherche des transformations linéaire des variables triphasées de la machine permettant de passer du repère triphasé de la machine réelle abc (voir hypothèses) à un repère biphasé orthogonal fixe qd (*direct et quadrature*) par rapport au stator ou au rotor.

3.3.1.2. Modèle généralisé de la machine asynchrone dans le repère de Park

La transformation de Park définie par la matrice de rotation P , permet de ramener les variables du repère triphasé (a,b,c) sur les axes d'un repère biphasé tournant (d,q) . Les grandeurs statoriques et rotoriques sont alors exprimées dans un même repère. La transformation de **Park** est souvent définie par :

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Lorsque la valeur zéro est attribuée à l'angle θ , la transformation de Park porte le nom de transformation de Concordia C et les axes d, q seront désignés par α, β .

La figure (3.5) montre alors la disposition des systèmes d'axe dans l'espace électrique.

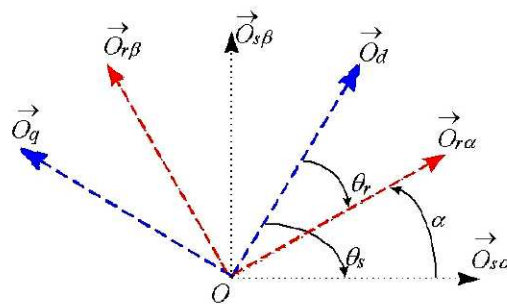


Figure 3.5. Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique

Le rotor et le stator de la machine, alors désignée machine de Park, tournent à la même vitesse de sorte que les flux et les courants soient liés par une expression indépendante du temps. En appliquant la transformation de Park aux équations de la machine asynchrone dans le repère naturel (équations (3.12) et (3.13)), un modèle de la machine est obtenu de la façon suivante :

$$\frac{d}{dt}\phi_{sdq} = V_{sdq} - R_s I_{sdq} - \lambda \cdot \phi_{sdq} \cdot \frac{d\theta_s}{dt} \quad (3.20)$$

$$\frac{d}{dt}\phi_{rdq} = V_{rdq} - R_r I_{rdq} - \lambda \cdot \phi_{rdq} \cdot \frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.21)$$

Avec :

$$\lambda = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Où :

- V_{sdq} est le vecteur tension statorique dans le repère de Park.
- I_{sdq} est le vecteur courant statorique dans le repère de Park.
- ϕ_{sdq} est le vecteur flux statorique dans le repère de Park.
- V_{rdq} est le vecteur tension rotorique dans le repère de Park.
- I_{rdq} est le vecteur courant rotorique dans le repère de Park.
- ϕ_{rdq} est le vecteur flux rotorique dans le repère de Park.

Dans le repère de Park, les flux et les courant sont liés par :

$$\begin{pmatrix} \phi_{sdq} \\ \phi_{rdq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_{sp} & M_{srp} \\ M_{srp} & L_{rp} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{sdq} \\ I_{rdq} \end{pmatrix} \quad (3.22)$$

$$L_{sp} = \begin{pmatrix} l_s - m_s & 0 & 0 \\ 0 & l_s - m_s & 0 \\ 0 & 0 & l_s - m_s \end{pmatrix} \quad (3.23)$$

$$L_{rp} = \begin{pmatrix} l_r - m_r & 0 & 0 \\ 0 & l_r - m_r & 0 \\ 0 & 0 & l_r - m_r \end{pmatrix} \quad (3.24)$$

$$M_{srp} = \begin{pmatrix} \frac{3M_{\max}}{2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{3M_{\max}}{2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{3M_{\max}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.25)$$

$M_{\max}$: La valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelles stator - rotor.

3.3.1.3. Expression du couple électromagnétique

Les deux expressions du couple électromagnétique sont données par les expressions suivantes :

Soit en utilisant les grandeurs statoriques :

$$C_{em} = p.(\varphi_{sd}.i_{sq} - \varphi_{sq}.i_{sd}) \quad (3.26)$$

Soit en utilisant les grandeurs du rotor :

$$C_{em} = p.(\varphi_{rd}.i_{rq} - \varphi_{rq}.i_{rd}) \quad (3.27)$$

3.3.1.4. Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne

La représentation du modèle de cette chaîne de conversion est illustrée sur la figure suivante :

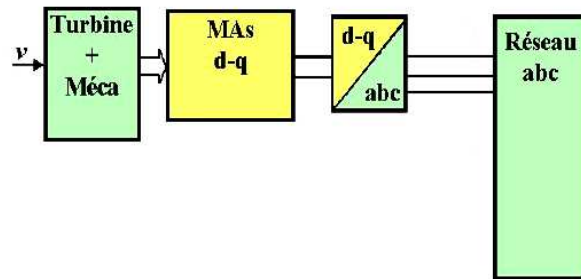


Figure 3.6. Modèle de la chaîne de conversion éolienne fonctionnant à vitesse fixe

3.3.1.5. Caractéristique de la turbine éolienne basée sur la machine asynchrone à cage

La caractéristique d'une turbine permet de déterminer la vitesse de rotation de la machine en fonction des variables d'état du fluide de travail (pression, température, vitesse,...). Compte tenu du caractère aléatoire du vent, une éolienne est condamnée à travailler en mode transitoire sous l'action d'un flux (le vent) échappant à toute commande ou prévision (variable aléatoire). [38]

Par ailleurs, l'énergie disponible à l'entrée de la roue subit fatalement des dégradations en cascades le long du parcours du fluide de travail. De ce fait, l'estimation des potentialités énergétiques éoliennes d'une région ne peut se suffire des données exprimées par les atlas sous forme de moyennes mensuelles ou annuelles. L'estimation des potentialités énergétiques éoliennes d'une région nécessite donc la connaissance de la courbe de distribution des vitesses du vent. Mais on ne pourra parler de potentialités utiles (sortie machine) que pour une éolienne donnée. [39]

En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utilisable est récupérée au niveau de l'axe de la machine (énergie mécanique). Pour avoir la puissance électrique utile, il faut multiplier la puissance mécanique par le rendement de la génératrice.

L'énergie cinétique moyenne, disponible sur un site, par unité de temps et par unité de surface est donnée par l'équation (1.2), (§1).

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique (mouvement de rotation de l'éolienne) l'énergie disponible subit une suite de pertes en cascades, jusqu'à la sortie machine, (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion). Cette dégradation de l'énergie est représentée schématiquement en (figure 3.7).

La détermination de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne se fait à partir de l'étude statistique des données brutes, en utilisant la distribution de Weibull. [39]

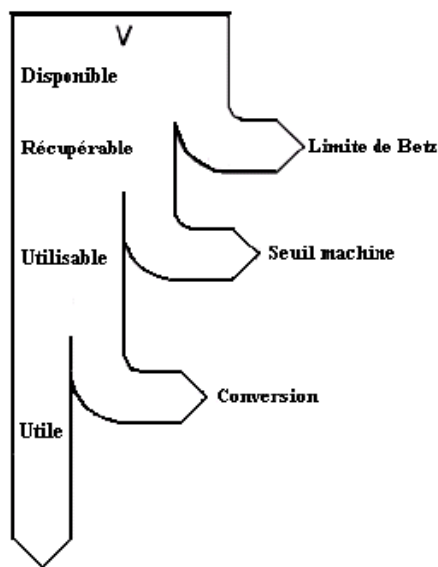


Figure 3.7. Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation [39]

Le profile du vent appliqué dans notre étude en utilisant le logiciel PSAT [40], et on considère que la vitesse moyenne du vent est de 9m/s, le profil est représenté dans la figure (3.8).

La vitesse du vent en aval du rotor n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice. En effet, seule une partie de la puissance disponible est récupérée, et donnée par l'équation (3.1).

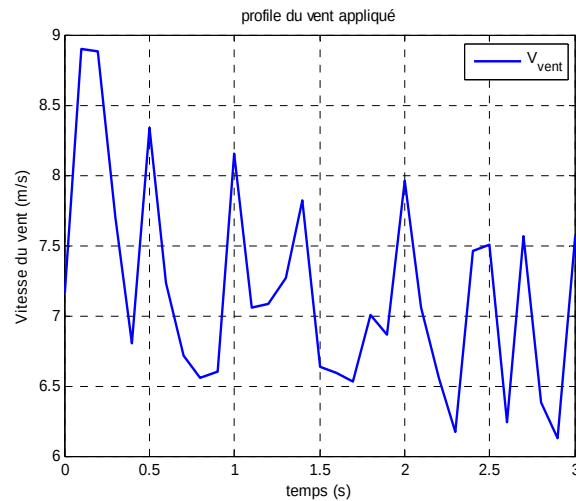


Figure 3.8. Le profil du vent appliqué sur le système éolien [40]

Après l'exécution du programme Simulink dans le Matlab, la caractéristique de la turbine éolienne pour des différentes vitesses du vent est donnée par la figure (3.9) :

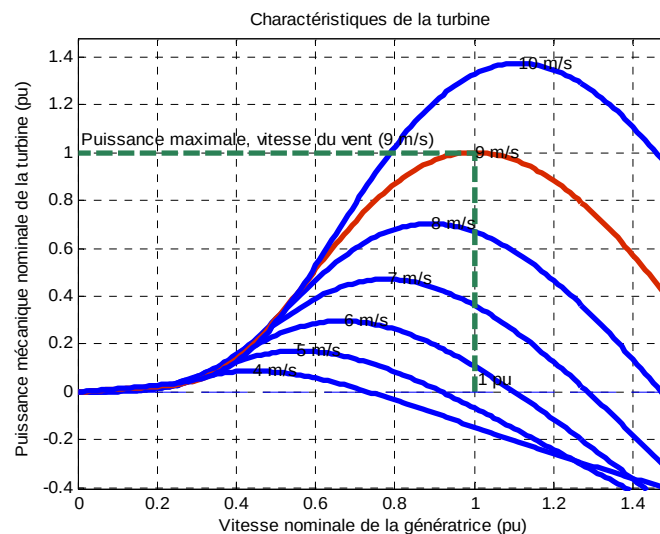


Figure 3.9. Caractéristiques mécaniques de la turbine éolienne basée sur la machine asynchrone à cage

Nous constatons que si la machine à cage est capable de produire de l'énergie pour les très faibles vitesses de vent, cette énergie est écrêtée à la puissance nominale lorsque la machine atteint une vitesse très légèrement supérieure au synchronisme.

3.3.2. Modèle de la machine double alimentation

3.3.2.1. Structure des machines asynchrones à double alimentation

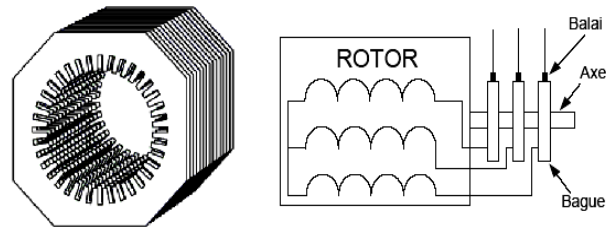


Figure 3.10. Structure du stator et des contacts rotoriques de la MADA

La machine asynchrone à double alimentation présente un stator analogue à celui des machines triphasées classiques (asynchrone à cage ou synchrone) constitué le plus souvent de tôles magnétiques empilées munies d'encoches dans lesquelles viennent s'insérer les enroulements. L'originalité de cette machine provient du fait que le rotor n'est plus une cage d'écureuil coulée dans les encoches d'un empilement de tôles mais il est constitué de trois bobinages connectés en étoile dont les extrémités sont reliées à des bagues conductrices sur lesquelles viennent frotter des balais lorsque la machine tourne (figure 3.10). [2]

L'application importante de la MADA est le fonctionnement moteur sur une grande plage de variation de la vitesse. Dans les machines synchrones classiques et asynchrones à cage d'écureuil, la vitesse de rotation est directement dépendante de la fréquence des courants des bobinages statoriques. La solution classique permettant alors le fonctionnement à vitesse variable consiste à faire varier la fréquence d'alimentation de la machine. Ceci est généralement réalisé par l'intermédiaire d'un redresseur puis d'un onduleur commandé. Ces deux convertisseurs sont alors dimensionnés pour faire transiter la puissance nominale de la machine. L'utilisation d'une MADA permet de réduire la taille de ces convertisseurs d'environ 70 % en faisant varier la vitesse par action sur la fréquence d'alimentation des enroulements rotoriques. Ce dispositif est par conséquent économique et, contrairement à la machine asynchrone à cage, il n'est pas consommateur de puissance réactive et peut même être fournisseur. [3]

3.3.2.2. Fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation en génératrice à vitesse variable

a. Principe

La structure de conversion est constituée d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné entraînée par une turbine éolienne comme montre la figure (3.11).

Pour expliquer son principe de fonctionnement, on néglige toutes les pertes. En prenant en compte cette hypothèse, la puissance P est fournie au stator et traverse l'entrefer : une partie de cette puissance fournie $(1 - g)P$, est retrouvée sous forme de puissance mécanique; le reste, gP sort par les balais sous forme de grandeurs alternatives de fréquence gf . Ces grandeurs de fréquence variable, sont transformées en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique, auquel elle est envoyée, par l'intermédiaire du deuxième convertisseur. Ce réseau reçoit donc $(1 + g)P$. Les bobinages du rotor sont donc accessibles grâce à un système de balais et de collecteurs. Une fois connecté au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et donc du courant statorique. [5]

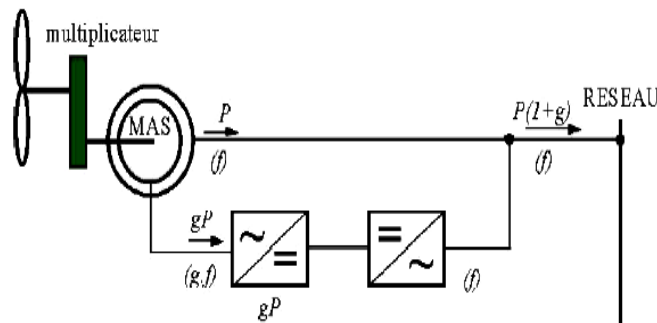


Figure 3.11. Schéma de principe d'une MADA [5]

Pendant la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des f.e.m dans le bobinage du rotor. Le rapport entre les f.e.m créée au rotor et stator est [41] :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_s} \quad (3.28)$$

Où :

N_r et N_s sont respectivement le nombre de spires des bobinages rotorique et statorique.

ω_s et ω_{mec} sont respectivement les pulsations de synchronisme et mécanique de machine.

En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_s} \quad (3.29)$$

L'équation (3.28) devient :

$$\frac{E_r}{E_s} = g \cdot \frac{N_r}{N_s} \quad (3.30)$$

Les courants au stator et au rotor sont définis comme dans le cas d'un transformateur parfait :

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{N_s}{N_r} \quad (3.31)$$

Donc, le rapport entre la puissance S_r au rotor et la puissance S_s au stator devient :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{i_r}{i_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (3.32)$$

Cette équation montre que pour une puissance constante transmise au stator, plus on transmet de la puissance par le rotor et, plus on augmente le glissement. La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante.

b. Caractéristique mécanique de la turbine éolienne basée sur la MADA

En fonctionnement générateur, le comportement est similaire, la puissance fournie à la machine par le dispositif qui l'entraîne est une puissance mécanique. En mode hyposynchrone, une partie de la puissance transitant par le stator est réabsorbée par le rotor. En mode hypersynchrone, la totalité de la puissance mécanique fournie à la machine est transmise au réseau aux pertes près. Une partie de cette puissance est transmise par l'intermédiaire du rotor. [6, 7]

L'exécution du programme Simulink dans le Matlab nous a permis de tracer la caractéristique de production optimale pour ce type de machine dans un système éolien qui est représentée par la figure (3.11). La MADA ne commence à produire qu'à partir du point B (ce qui correspond à la vitesse de synchronisme moins 30%) de façon à ne pas augmenter la taille du convertisseur rotorique.

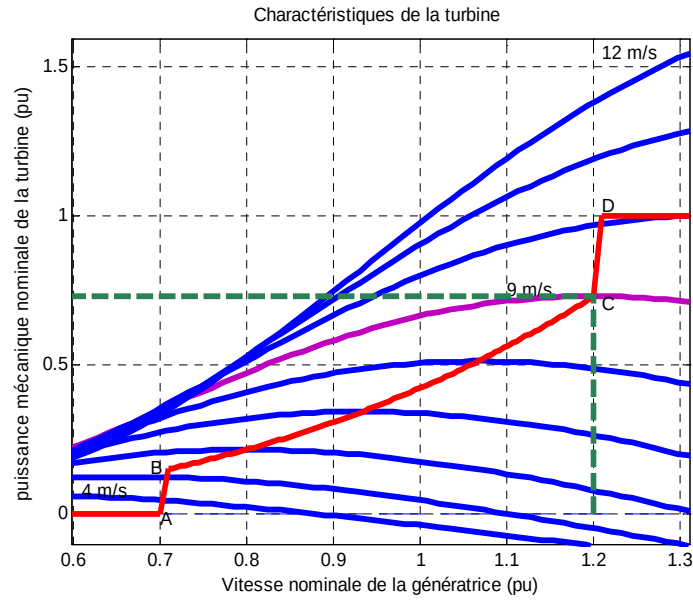


Figure 3.12. Caractéristique mécanique de la turbine éolienne basée sur la MADA

La puissance totale produite par la MADA est la somme des puissances statorique et rotorique. En revanche, au-delà du synchronisme, la figure montre que la MADA est capable de produire de l'énergie par l'intermédiaire du rotor jusqu'à point C où la vitesse moyenne du vent est considérée 9m/s (vitesse de synchronisme + 30%). [42]

3.3.2.3. Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne

a. Modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation

Le rotor et le stator de la machine, modélisée dans le repère de Park, tournent à la même vitesse de sorte que les flux et les courants sont liés par une expression indépendante du temps. En appliquant la transformation de Park aux équations de la machine asynchrone dans le repère naturel, ces dernières sont obtenues de la façon similaire que dans les équations (3.16) et (3.17): [5]

$$\frac{d}{dt}\phi_{sdq} = V_{sdq} - R_s I_{sdq} - \lambda \cdot \phi_{sdq} \cdot \frac{d\theta_s}{dt} \quad (3.33)$$

$$\frac{d}{dt}\phi_{rdq} = V_{rdq} - R_r I_{rdq} - \lambda \cdot \phi_{rdq} \cdot \frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.34)$$

Où :

- V_{sdq} est le vecteur tension statorique dans le repère de Park.
- I_{sdq} est le vecteur courant statorique dans le repère de Park.
- ϕ_{sdq} est le vecteur flux statorique dans le repère de Park.

- V_{rdq} est le vecteur tension rotorique dans le repère de Park.
- I_{rdq} est le vecteur courant rotorique dans le repère de Park.
- ϕ_{rdq} est le vecteur flux rotorique dans le repère de Park.

b. Modèle de convertisseur de puissance

L'électronique de puissance occupe maintenant une place importante dans les procédés industriels tant au niveau du contrôle de l'énergie électrique qu'à la conversion électromagnétique. Cet état de fait est dû aux progrès conséquents réalisés par les semi-conducteurs de puissance, les matériaux et l'électronique de commande.

Durant les trois décennies passées, les développements de dispositifs à semi-conducteurs de puissance ont abouti successivement à l'apparition des éléments tels que les thyristors, pour ce qui concerne les dispositifs commandables à la fermeture, ainsi que les GTO et l'IGBT pour les éléments commandables à la fermeture et l'ouverture.

En effet, le développement de transistors de type IGBT pour une tension de blocage de près de 3 kV, permettant de déclencher un courant plus de 3.6 kA, a permis la réalisation d'une installation éolienne, basée sur la structure de l'onduleur commandé en MLI. Dans cette partie, on s'intéresse à la modélisation du convertisseur de puissance constituée d'IGBT et de diode en anti-parallèle dans le repère triphasé naturel.

L'ensemble de transistor et la diode est un interrupteur bidirectionnel en courant comme montre la figure (3.13) : [43]

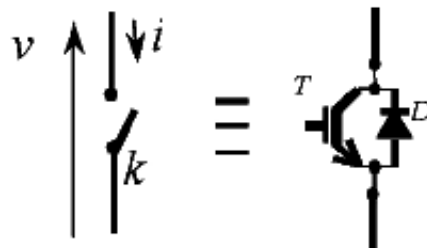


Figure 3.13. Interrupteur bidirectionnel en courant

Le schéma électrique de la liaison au réseau via un convertisseur MLI est montré dans la figure (3.14) :

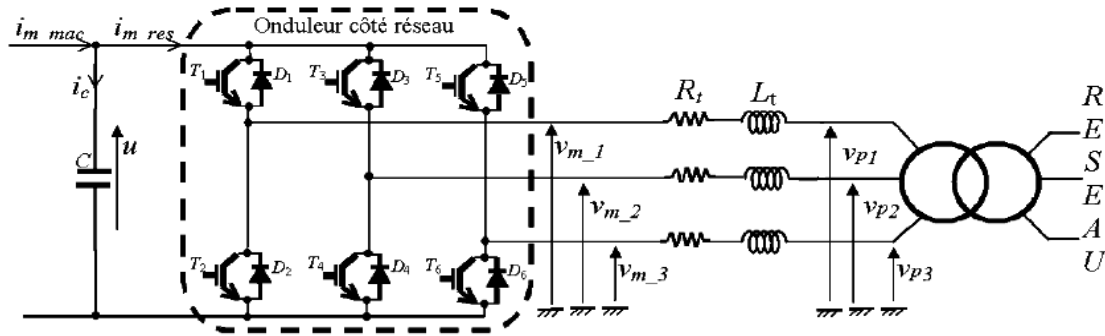


Figure 3.14. Le schéma électrique de la liaison au réseau [42]

Où :

$i_{m\ mac}$ est le courant fourni par la génératrice.

i_c est le courant traversant le condensateur.

u est la tension aux bornes du condensateur (tension de bus continu).

$i_{m\ res}$ est le courant modulé par le convertisseur MLI.

$v_{m-1}, v_{m-2}, v_{m-3}$ sont les tensions simples modulées par le convertisseur MLI.

R_t, L_t sont la résistance et l'inductance du filtre.

v_{p1}, v_{p2}, v_{p3} sont les tensions simples appliquées aux bornes du transformateur.

c. Modèle de la chaîne de conversion

Le modèle global de la chaîne de conversion éolienne basée sur la machine asynchrone à double alimentation utilisant des interrupteurs idéaux est donné par la figure (3.15) :

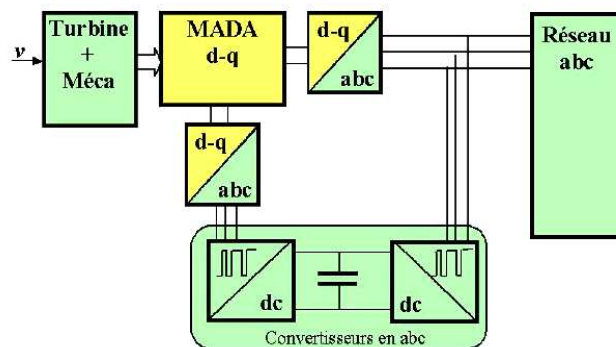


Figure 3.15. Décomposition globale du modèle

3.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différents éléments d'une éolienne utilisant un multiplicateur de vitesse et leur modélisation. Puis nous avons établi les deux grandes familles d'éolienne existantes, à savoir les éoliennes à vitesse fixe basées sur la machine asynchrone à cage, et les éoliennes à vitesse variable basées sur la machine double alimentation, le modèle de ces machines sont ainsi décrites.

Les caractéristiques mécaniques des deux machines sont simulées avec un profil du vent basé sur une vitesse moyenne du vent égale à 9 m/s.

Dans les chapitres suivants, nous allons étudier le fonctionnement des éoliennes relié au réseau, et basé sur la machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe, et la machine double alimentation fonctionnant à vitesse variable.

Chapitre 04

ETUDE DE LA STABILITE TRANSITOIRE : FERMES EOLIENNES A VITESSE FIXE

4.1. Introduction

Un défaut du réseau est, physiquement un court-circuit se produisant quelque part dans le réseau, où la tension diminue à une valeur de seuil comprise entre 10 et 90%, suivie de son rétablissement après un court instant compris entre 10ms et 3 minutes, s'il est inférieur à 10ms, le phénomène est considéré comme transitoire.

L'étude de la stabilité transitoire consiste à analyser la réponse des machines à la suite d'une forte perturbation en diverses positions du système électrique. Pour cela, des simulations sont effectuées sur quelques réseaux électriques tests IEEE de tailles différentes, avec et sans l'intégration de parc éolien.

La simulation effectué sous environnement Matlab, en utilisant le PSAT, le comportement dynamique d'un système électro- énergétique et le problème de la stabilité est prévue pour nous donner des informations prédictives sur : La stabilité des machines (angle rotorique, les oscillations des vitesses angulaire), les valeurs crêtes de tension, les puissances actives et réactives générée... etc, à la suite des différentes types des défauts.

Dans ce chapitre, on étudie l'influence de l'intégration d'une ferme éolienne dans le réseau électrique, vis-à-vis de la stabilité transitoire. Pour se faire, on a considéré des réseaux tests de différentes tailles.

Dans la première application, on va simuler trois turbines éoliennes qui forment une ferme, connecté à un réseau infini, présentant le court-circuit pour étudier sa stabilité transitoire face à ce défaut.

Dans les autres applications, on a fait une étude comparative de variation des conditions de la stabilité transitoire des systèmes électro- énergétiques de 3 machines 9 jeux de barres, 4 machines 11 jeux de barres et 5 machines 14 jeux de barres avec et sans l'intégration d'une ferme éolienne, cette ferme éolienne qui comporte 21 turbines de 1.68 MW chacune.

4.2. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques

Une fois l'éolienne produit l'électricité, l'énergie électrique est transportée aux consommateurs par des réseaux électriques. Typiquement, pour les machines d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension produite en sortie 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 de se raccorder aux réseaux de moyennes tensions pour les fermes éoliennes de petites puissances, ou aux réseaux d'interconnexions pour les fermes éoliennes de fortes puissances (fermes éoliennes offshore), où la présence du vent est plus régulière. [11]

Cependant, le raccordement aux réseaux doit prendre en compte les conditions de couplage, qui se résument comme suit :

- L'égalité de valeurs maximales de tension, donc de leurs valeurs efficaces ;
- L'égalité de fréquences ;
- Un déphasage nul entre elles ;
- En triphasé, même succession des phases.

4.2.1. Nécessité de même fréquence nominale

Les électriciens se rendent bien compte que, s'ils veulent interconnecter leurs réseaux, il faut faire le choix d'une fréquence nominale commune, ce qui à l'avantage supplémentaire d'harmoniser la construction des matériels.

4.2.2. Nécessité de même tension

Ce problème est moins grave, à l'intérieur de la même tension normalisée, les écarts de tension entre les points de jonction des deux réseaux interconnectés doivent être très faibles, sinon l'interconnexion est traversée par des transits de puissance réactive excessifs.

4.2.3. Marche en parallèle des alternateurs

Cette question doit être étudiée très tôt, dès qu'il s'agit de réunir électriquement plusieurs alternateurs, situés à quelque distance les uns des autres. Et toute une génération d'électrotechniciens s'évertue à établir la théorie du fonctionnement en parallèle des machines synchrones, et particulièrement des conditions de stabilité.

4.3. Outils de simulation

Dans notre étude, on a choisi le PSAT comme logiciel de simulation pour valider les modèles étudiés. Le PSAT (Power System Analysis Toolbox), figure (4.1), est une boîte à outils dans le Matlab qui sert à analyser les systèmes électro-énergétiques et leur contrôle. Le PSAT inclut : [40]

- L'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton Raphson.
- L'écoulement de puissance continu.
- L'écoulement de puissance optimal.

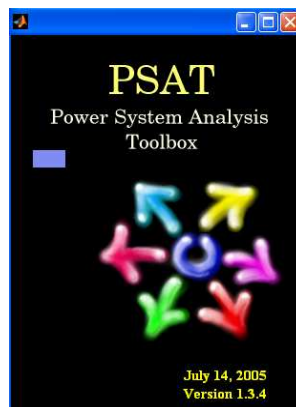
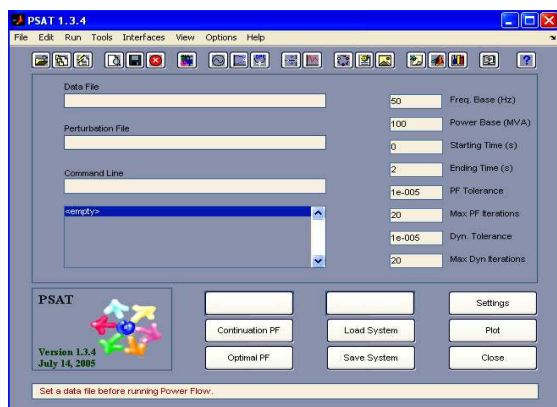


Figure 4.1. Fenêtre de PSAT

Toutes les opérations de PSAT peuvent être réparties en deux genres d'analyse :

- Le premier analyse est de résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur comme montre la figure (4.2 (a)).
- Le second analyse est d'implanter le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de Simulink qui contient de nombreux modèle pour l'implantation les systèmes électriques, figure (4.2(b)).



(a)



(b)

Figure 4.2. L'éditeur de PSAT (a) et bibliothèque de simulink (b)

4.4. Première application

4.4.1. Description du réseau étudié

Cette première application consiste à simuler le comportement de réseau test représenté dans la figure (4.3), constitué de:

- 3 turbines éoliennes fonctionnant à vitesse fixe et basées sur la MAS.
- Réseau interne qui contient :
 - 4 jeux de barres.
 - Transformateur de puissance.
 - Réseau externe ou réseau infini.

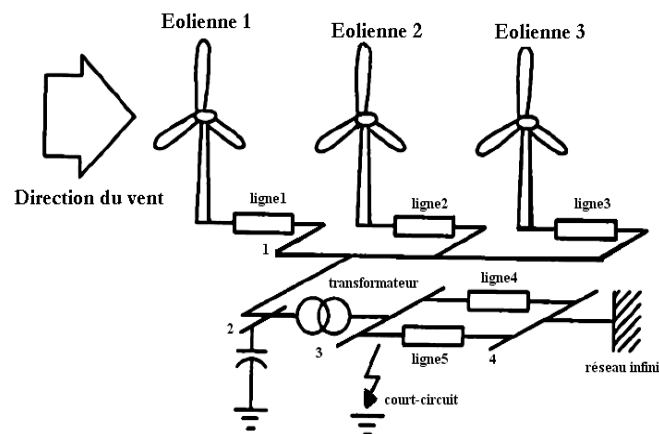


Figure 4.3. Ferme éolienne connectée à un réseau infini [2]

Tous les paramètres de ce réseau sont détaillés dans l'annexe C.1.

En affectant un défaut symétrique au niveau de la ligne 5 de durée de 5 périodes à 60 Hz près du jeu de barre 3.

Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de : $S = 12.6$ MVA.

4.4.2. Simulation

L'exécution de programme Simulink sous Matlab nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures (4.4) et (4.5)

Les figures 4.4 (a), 4.4 (b), 4.4 (c), 4.4 (d) représentent respectivement la puissance active générée, la puissance réactive consommée, la vitesse de rotation de la machine asynchrone et la tension au jeu de barre 4.

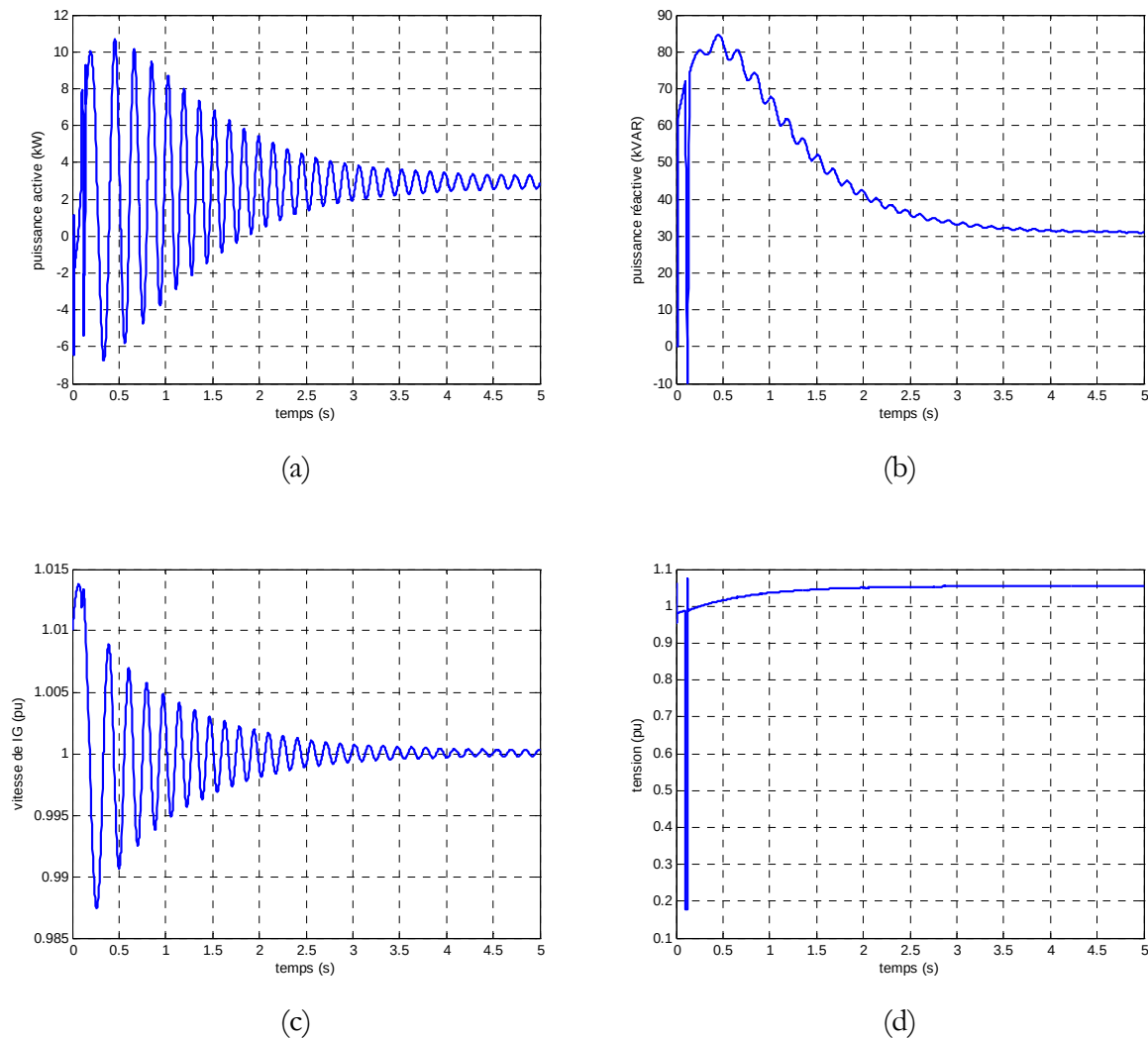


Figure 4.4. Simulation d'une ferme éolienne connectée à un réseau infini

- a- La puissance active générée [kW]
- b- La puissance réactive consommée [kVAR]
- c- La vitesse de rotation de la machine asynchrone [pu]
- d- La tension au jeu de barre 4.

Les figures 4.5 (a) et 4.5 (b), représentent respectivement la puissance active générée et la puissance réactive consommée en fonction du temps d'élimination de défaut.

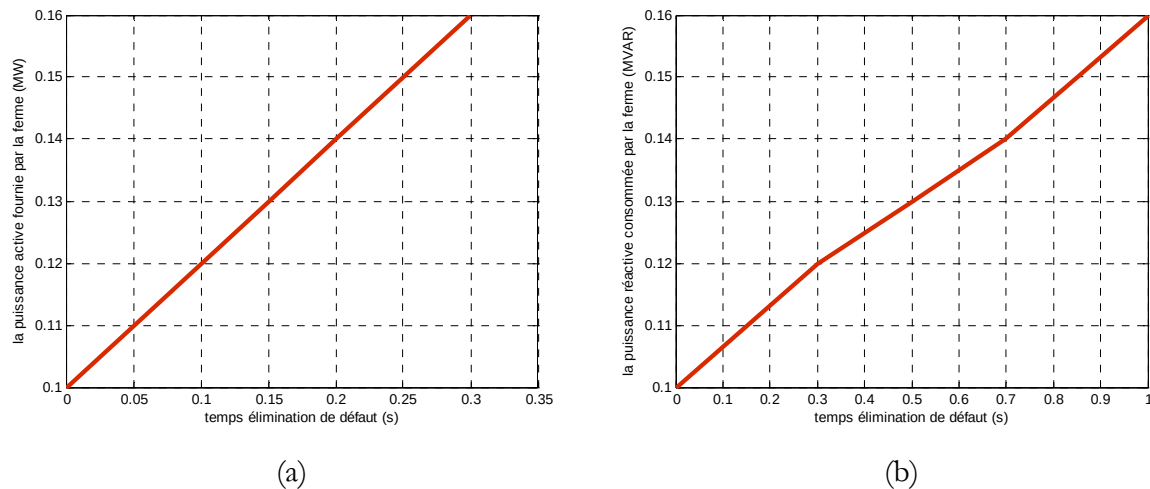


Figure 4.5. Puissance active et réactive en fonction de temps d'élimination de défaut

a- La puissance active générée en fonction de CCT

b- La puissance réactive consommée en fonction de CCT

4.4.3. Interprétation des résultats obtenus

Les puissances active et réactives issus de la simulation collent de très près les puissances comparées sur notre référence, et permettent de valider le modèle électromécanique de la turbine éolienne.

La ferme éolienne fournie la puissance active présenté sur la figure (4.4 (a)), à la suite de court-circuit, cette puissance générée par les trois turbines oscille puis elle stabilise après l'élimination de défaut.

La ferme éolienne consomme l'énergie réactive nécessaire à l'aimantation du circuit magnétique du rotor. Pendant le défaut, elle consomme beaucoup d'énergie puis à l'apparition du défaut, elle consomme son énergie nominale. Les puissances actives et réactives sont proportionnelles aux temps d'élimination de défaut.

Pendant le défaut, la tension au jeu de barre 4 va chuter à cause de forte perturbation, après l'élimination de défaut, la tension revienne à l'état normal.

La vitesse de rotation des générateurs asynchrones reste toujours au voisinage de synchronisme, qui est imposée par le réseau et le nombre de paire de pôles de la machine.

Si on prend la vitesse angulaire des générateurs asynchrones comme indicateur de stabilité, on peut dire que ce système est transitoirement stable dans ces conditions.

4.5. Deuxième application

4.5.1. Sans l'intégration de la ferme éolienne

4.5.1.1. Description du réseau étudié

Cette application consiste à simuler le comportement de réseau test figure (4.6) constitué de:

- 3 machines
- 9 jeux de barres
- 3 charges statiques

En affectant un défaut symétrique au niveau de jeux de barres 7 de durée de 5 périodes à 60 Hz.

Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de : $S = 100$ MVA.

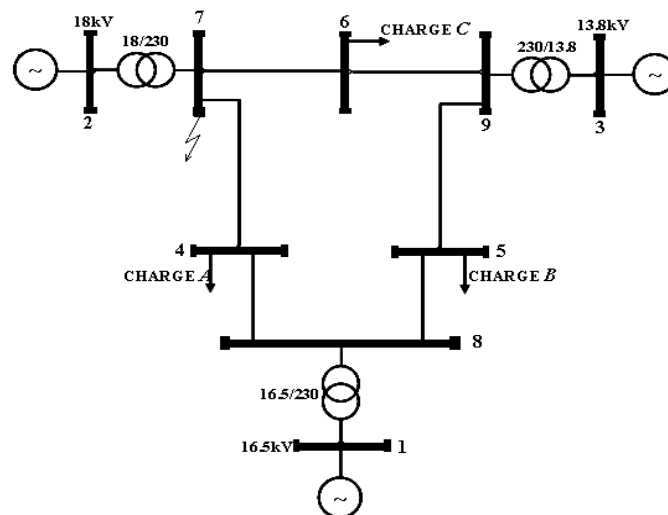


Figure 4.6. Réseau 3 générateurs 9 jeux de barres [44]

Pour valider les résultats du programme simulation, Le PSAT permet de résoudre le problème de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphsan.

4.5.1.2. Simulation

L'exécution de programme PSAT nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures (4.7) et (4.8).

Les figures 4.7 (a), 4.7 (b), 4.7 (c), 4.7 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion.

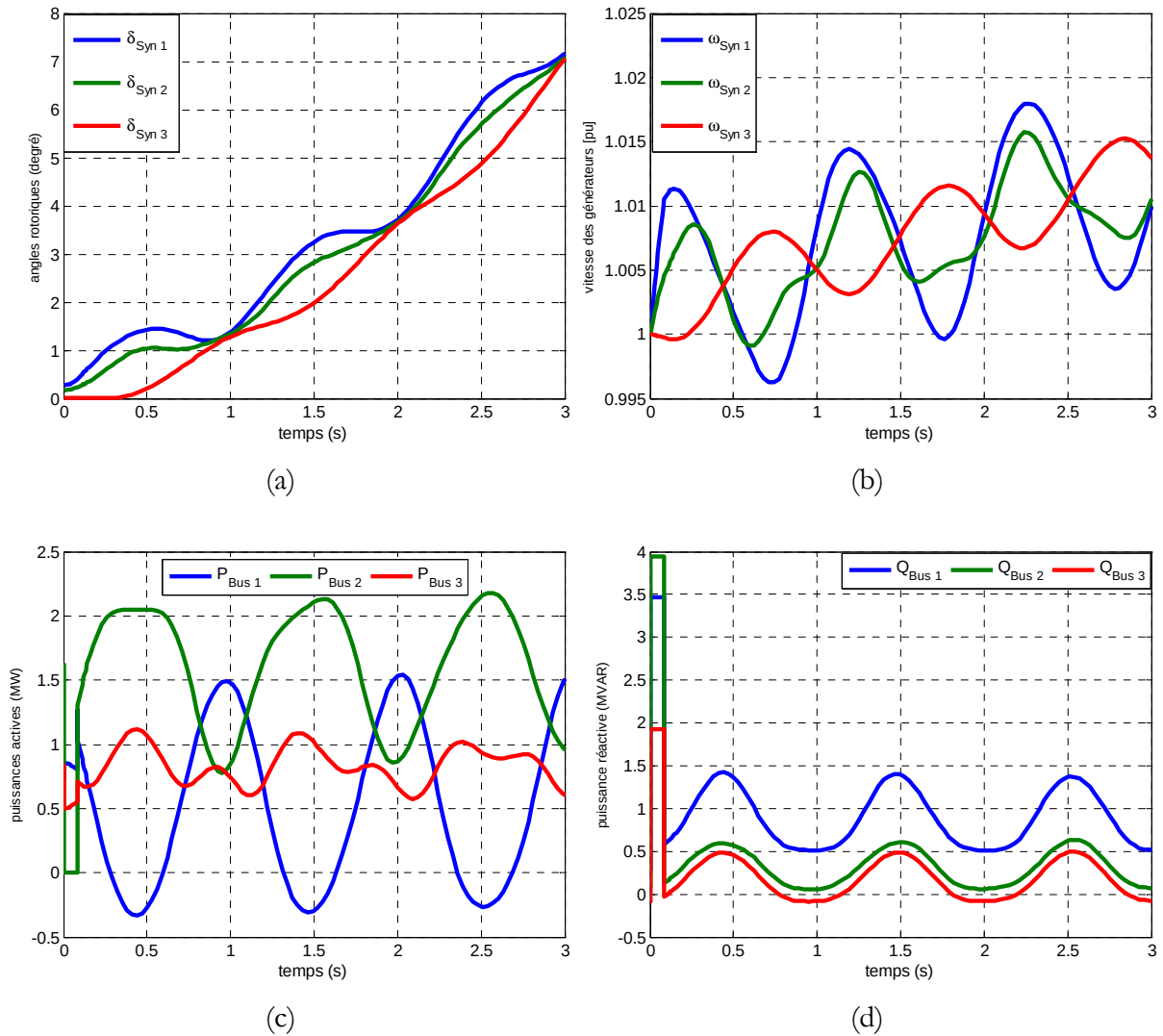


Figure 4.7. Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des trois générateurs [pu].
- c- Les puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW]
- d- Les puissances réactives aux jeux de barres de connexion [MVAR]

Les figures 4.8 (a), 4.8 (b), 4.8(c), 4.8(d) représentent respectivement les tensions aux jeux de barres (1,2,3), (2,4,5), (6,7,8) et son spectre.

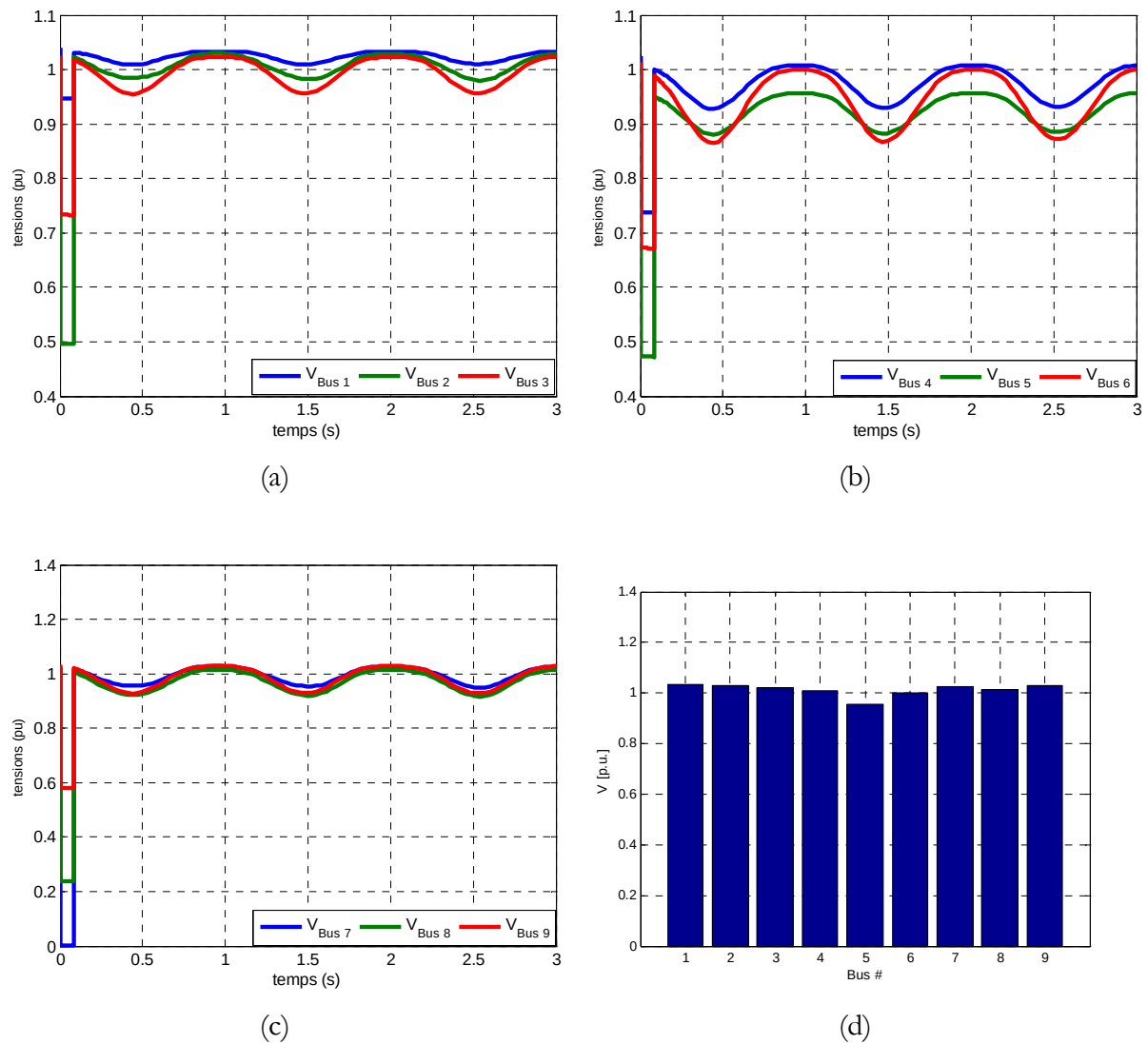


Figure 4.8. Simulation d'un réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres

- a- Tension aux jeux de barres de connexion des générateurs (1, 2,3) [pu]
- b- Tension aux jeux de barres (4, 5,6) [pu]
- c- Tension aux jeux de barres (7, 8,9) [pu]
- d- Spectre des tensions aux jeux de barres. [pu]

4.5.1.3. Interprétation des résultats obtenus

On constate que les comportements des générateurs à la suite de cette perturbation sont identiques sauf que n'atteint pas des mêmes valeurs à cause des facteurs suivants :

- Les caractéristiques des machines.
- La distance qui sépare les machines de la perturbation.

Pendant le défaut, une chute de tension importante apparaît aux bornes des jeux de barres de connexion. Lors de l'apparition du C-C à $t = 0.083s$, les tensions oscillent longuement.

Du fait que la puissance électrique fournie est en fonction de la tension, elle diminue considérablement, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors, ce qui provoque une augmentation des vitesses de rotations et par conséquent les angles de charges.

Si on prend les angles rotoriques comme indicateur de stabilité, on observe que (δ_2 , δ_1 , δ_3) ont même allure, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

4.5.2. Avec l'intégration de la ferme éolienne

4.5.2.1. Description du réseau étudié

Dans cette application, on fait l'intégration d'un parc éolien sur le système électrique représenté dans la figure (4.9), l'influence de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire sans et avec l'intégration de la ferme éolienne.

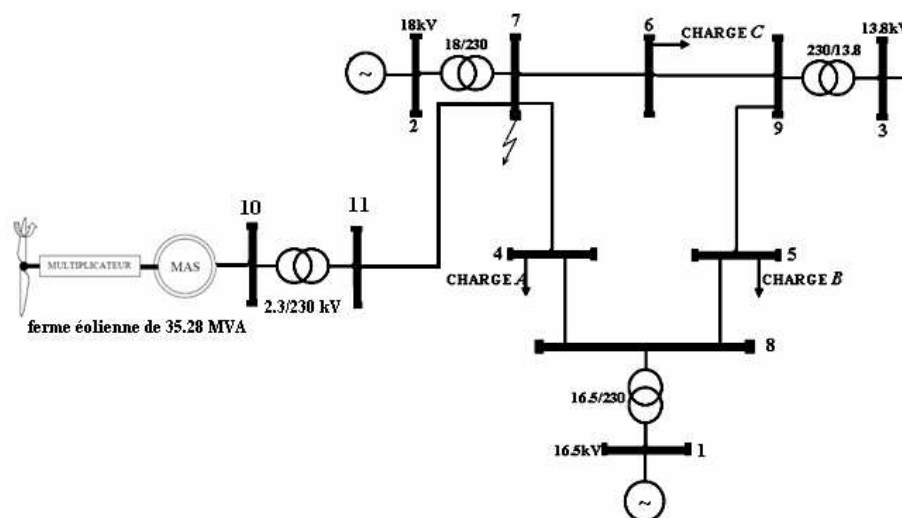


Figure 4.9. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres

Ce réseau de test contient:

- 3 machines.
- 11 jeux de barres.
- 3 charges statiques.

Intégration d'une ferme éolienne de :

- Éoliennes de 35.28 MVA.
- Intégrée au jeux de barres N° 7.
- Modélisée par une seule éolienne équivalente.

En affectant un défaut considéré de:

- Type : triphasé
- Lieu: jeu de barres N° 7
- Durée de défaut: 5 périodes à 60 Hz

4.5.2.2. Simulation

Les résultats de simulation effectuée sous programme PSAT sont présentés dans les figures (4.10), (4.11), (4.12) et (4.13).

Les figures 4.10 (a) et 4.10 (b) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs et leurs vitesses de rotations.

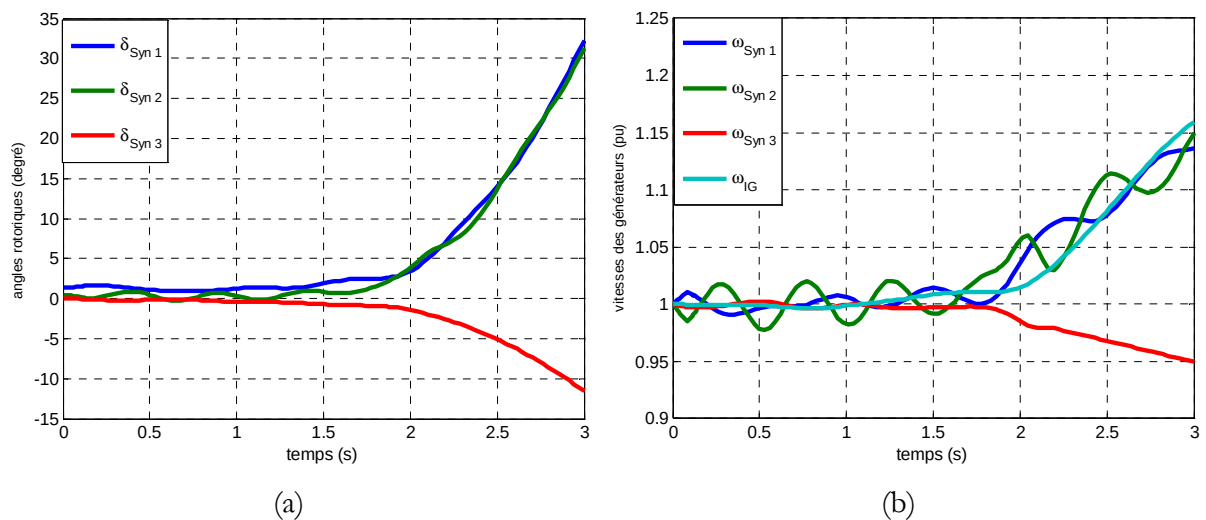


Figure 4.10. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres

a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].

b- Les vitesses angulaires des trois générateurs [pu].

Les figures 4.11 (a) et 4.11 (b) représentent respectivement le déphasage entre le courant et la tension aux jeux de barres où la ferme éolienne est connectée ainsi que leurs tensions.

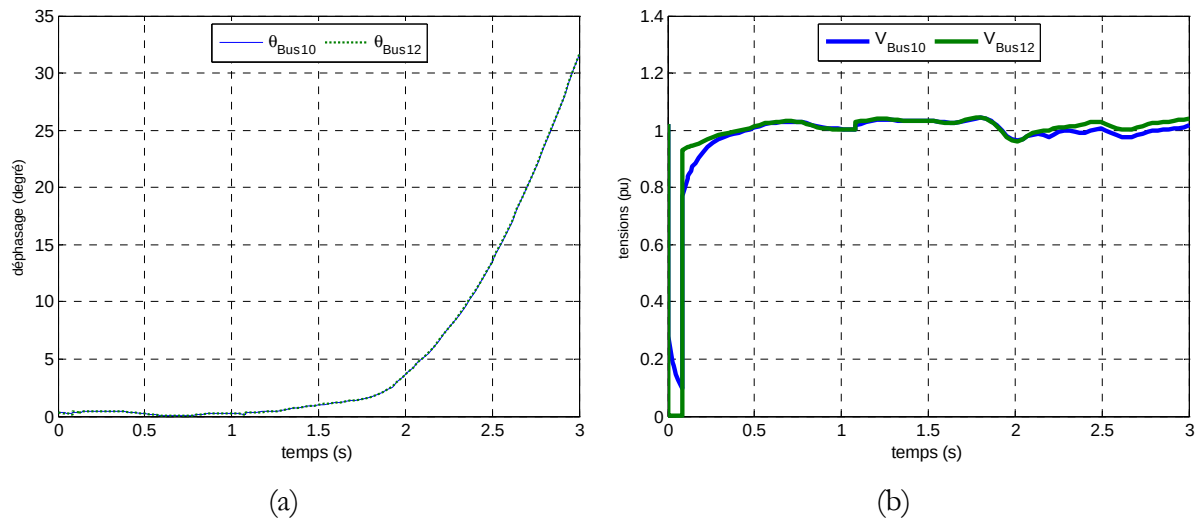


Figure 4.11. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 11 jeux de barres

a- Le déphasage entre le courant et la tension [degré].

b- La tension aux jeux de barres (10, 11) [pu].

Les figures 4.12 (a) et 4.12 (b) représentent respectivement les tensions dans tous les jeux de barres et son spectre.

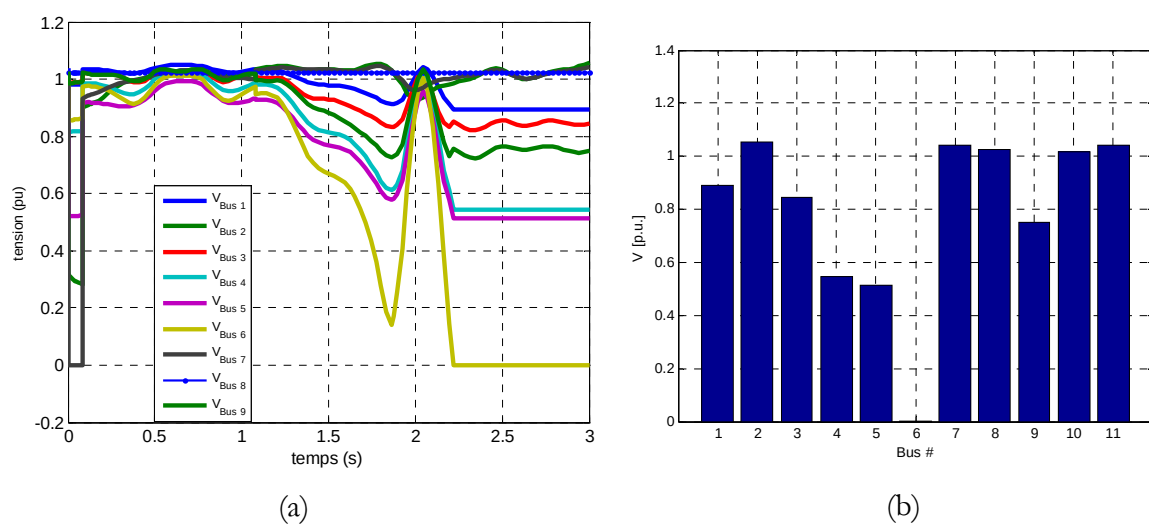


Figure 4.12. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 11 jeux de barres

a- La tension aux jeux de barres [pu].

b- Le spectre des tensions [pu].

Les figures 4.13 (a) et 4.13 (b) représentent respectivement les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion.

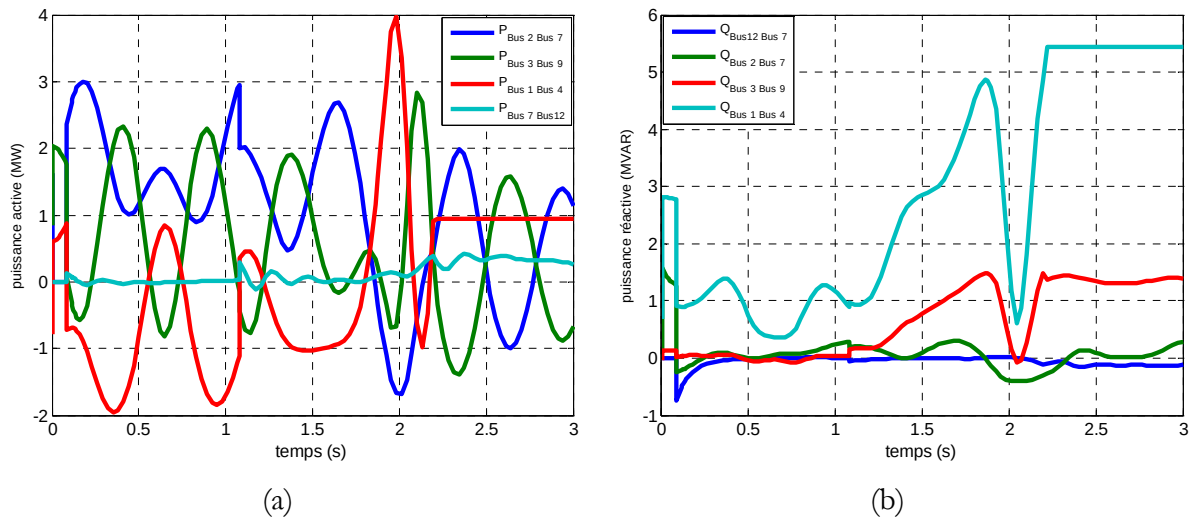


Figure 4.13. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres

a- La puissance active générée [MW]

b- La puissance réactive consommée [MVAR].

4.5.2.3. *Interprétation des résultats obtenus*

Après la mise en service de la ferme éolienne, le rotor du troisième générateur freine et les autres rotors accélèrent.

Si on prend l'angle rotorique des générateurs comme indicateur de stabilité, on peut dire que le système a perdu sa stabilité.

4.5.2.4. *L'intégration des régulateurs de tension (AVR)*

a. *Simulation*

Pour prévenir la stabilité de ce réseau, on ajoute des régulateurs de tension (AVR) au niveau des générateurs, on trouve les résultats de simulations montrées dans les figures (4.12) et (4.13).

Les figures 4.12 (a), 4.12 (b), 4.12 (c), 4.12 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation, la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone et les tensions aux jeux de barres.

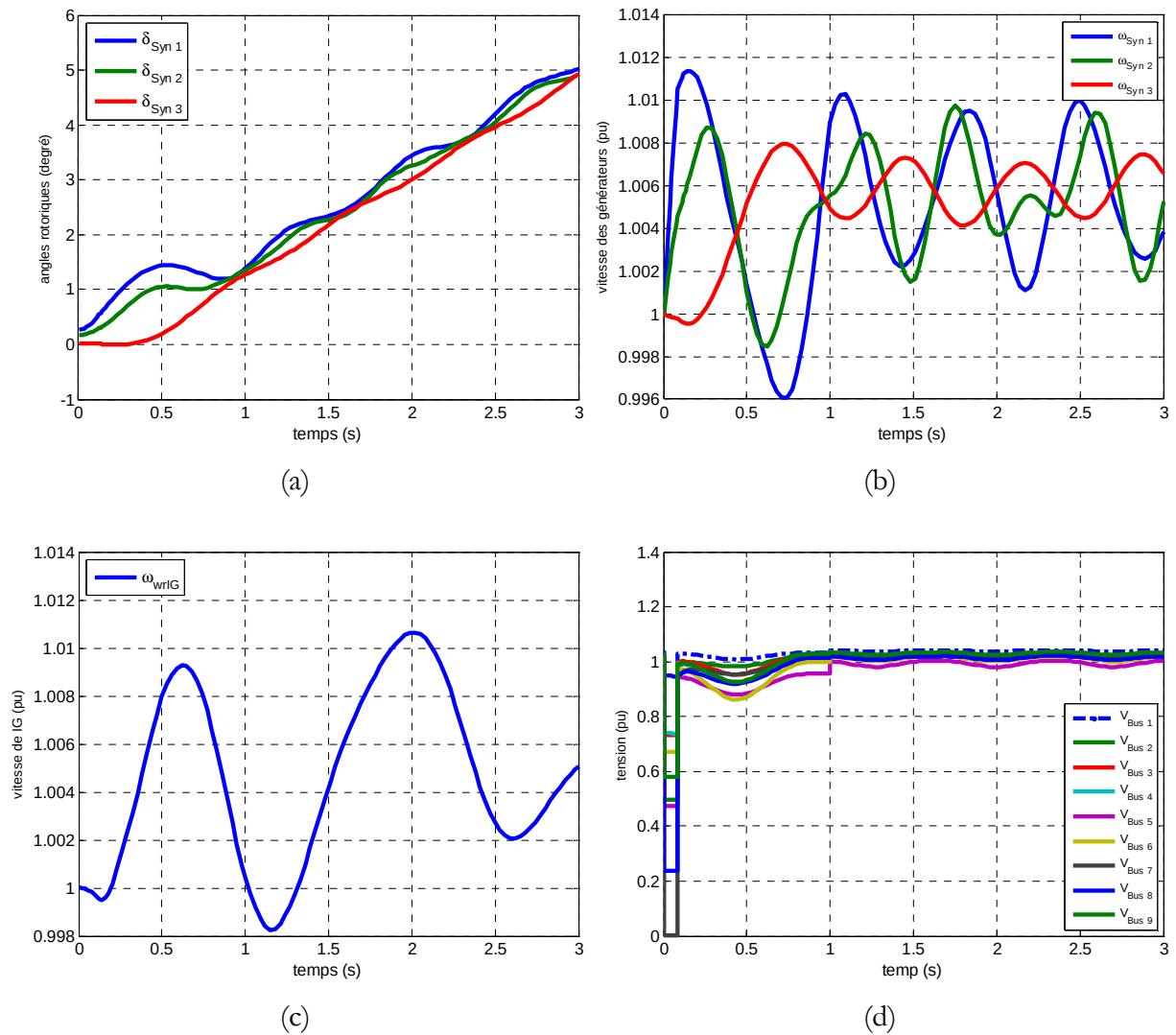


Figure 4.14. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres avec AVR

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des trois générateurs [pu].
- c- La vitesse de rotation de la génératrice asynchrone [pu].
- d- La tension aux jeux de barres [pu].

Les figures 4.13 (a), 4.13 (b), 4.13 (c), 4.13 (d) représentent respectivement les tensions dans les jeux de barres où l'éolienne est connectée, le spectre de toutes les tensions et les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion.

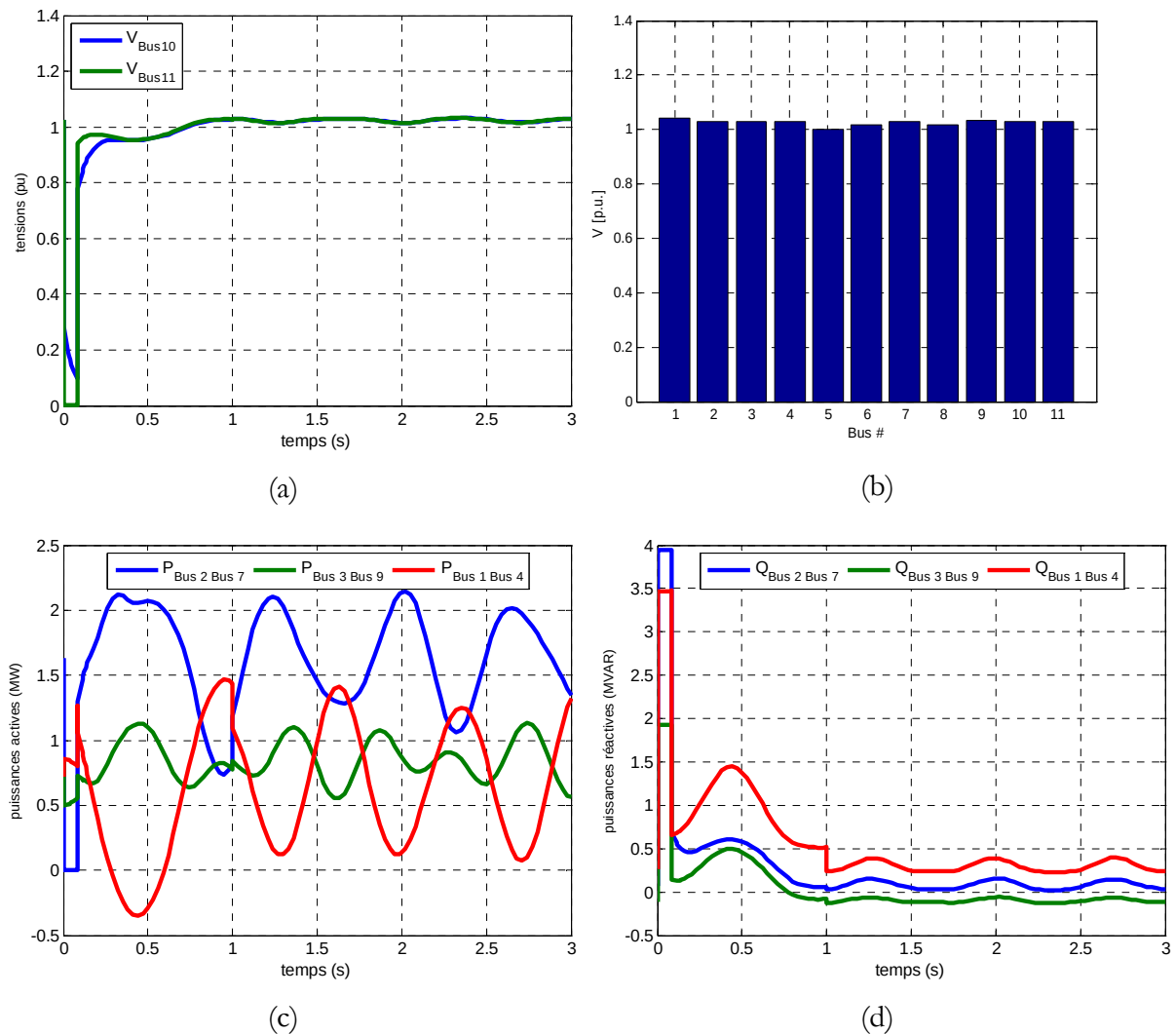


Figure 4.15. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs 9 jeux de barres avec AVR

- a- La tension aux jeux de barres (10, 11) [pu].
- b- Le spectre des tensions [pu].
- c- La puissance active générée [MW]
- d- La puissance réactive consommée [MVAR].

b. Interprétation des résultats obtenus

Après la mise en place des régulateurs de tension au niveau des générateurs, le système est revenu dans sa stabilité. Quand la demande de l'énergie électrique s'écarte de sa valeur normale, l'état du système change. Il faut que le système de régulation automatique détecte ce changement et commence à réagir en temps réel.

L'ensemble de ces réactions doit être plus rapide et plus efficace que possible, pour trouver un équilibre entre l'énergie électrique fournie et demandée.

La tension au niveau de groupe de production subit à un réglage appelé réglage primaire de tension en agissant sur la tension du champ pour la maintenir égale à une valeur désirée. Pour cette raison, on utilise le régulateur à action continu qui a pour caractéristiques une grande rapidité ce qui permet de faire face aux variations aléatoire de la tension aux bornes de la machine et maintenir la stabilité du réseau.

4.6. Troisième application

4.6.1. Sans l'intégration de la ferme éolienne

4.6.1.1. Description du réseau étudié

Cette application permet d'analyser des simulations de la stabilité transitoire du système électrique représenté dans la figure (4.16), y contient :

- 4 machines.
- 11 jeux de barres.
- 2 charges statiques.

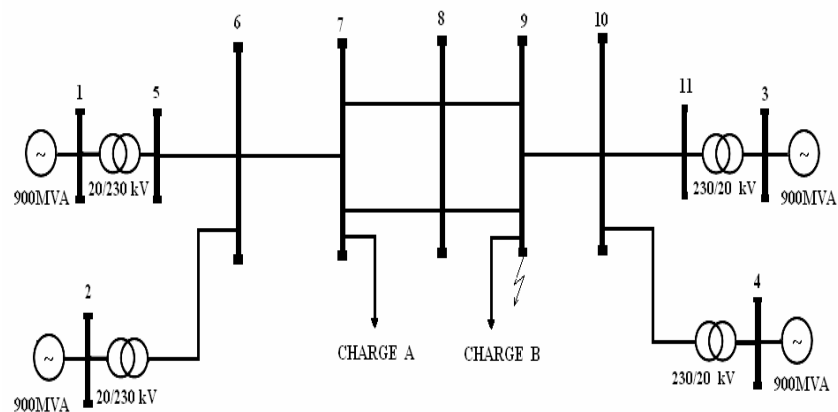


Figure 4.16. Réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres [4]

En affectant un défaut symétrique au niveau de jeux de barres 9 de durée de 5 périodes à 60 Hz. Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de : $S = 100$ MVA.

4.6.1.2. Simulation

L'exécution de programme *PSAT* nous a permis d'obtenir les résultats de simulation montrée dans les figures (4.17) et (4.18).

Les figures 4.17 (a), 4.17 (b), 4.17 (c), 4.17 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion.

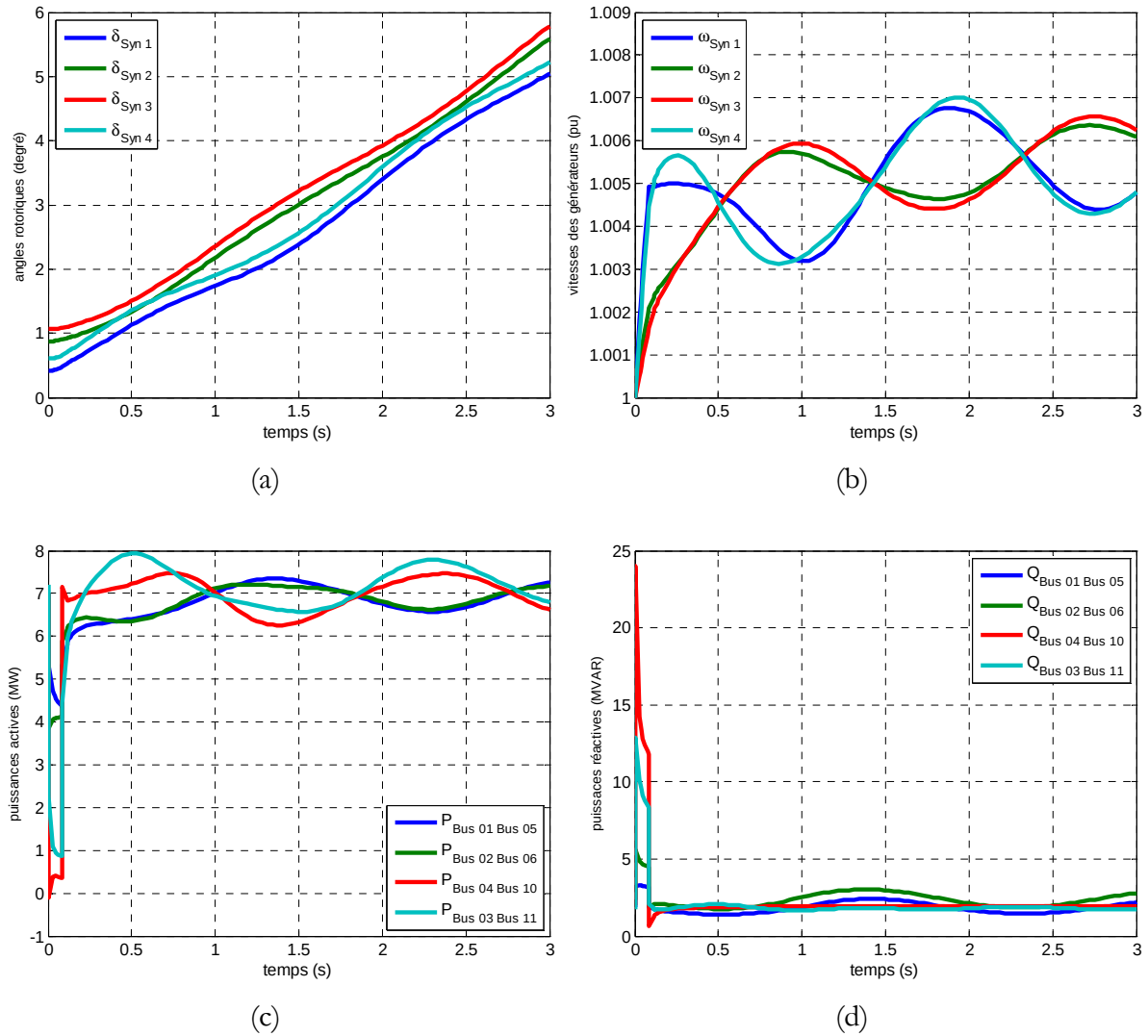


Figure 4.17. Simulation d'un réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des trois générateurs [pu].
- c- Les puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW]
- d- Les puissances réactives aux jeux de barres de connexion [MVAR]

Les figures 4.18 (a), 4.18 (b), 4.18 (c), 4.18 (d) représentent respectivement les tensions aux jeux de barres (1,2,3,4), (5,6,7,8), (9,10,11) ainsi que son spectre.

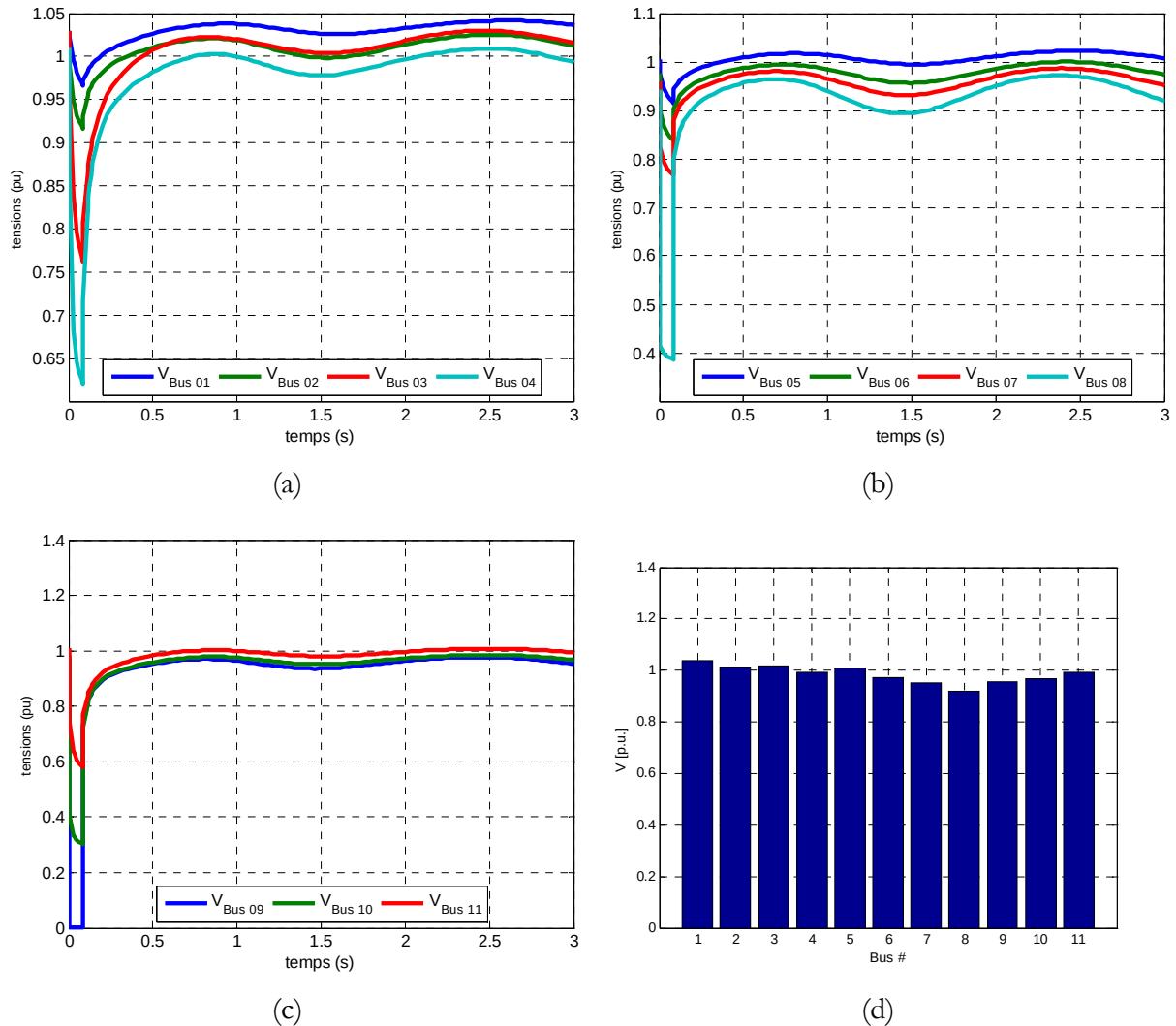


Figure 4.18. Simulation du réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres

a- Tension aux jeux de barres de connexion des générateurs (1, 2, 3, 4) [pu]

b- Tension aux jeux de barres (5, 6, 7, 8) [pu].

c- Tension aux jeux de barres (9, 10, 11) [pu].

d- Spectre des tensions aux jeux de barres. [pu]

4.6.1.3. Interprétation des résultats obtenus

On constate que les comportements des générateurs à la suite de cette perturbation sont identiques sauf qu'ils n'atteignent pas des mêmes valeurs.

Pendant le défaut, une chute de tension importante apparaît aux bornes des jeux de barres de connexion. Lors de l'apparition du C-C à $t = 0.083s$, les tensions oscillent longuement.

Du fait que la puissance électrique fournie et en fonction de la tension, elle diminue considérablement, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors des machines, ce qui provoque une augmentation des vitesses rotoriques et par conséquent les angles de charge.

D'après l'évolution des angles rotoriques, on observe que les angles rotoriques des machines (δ_2 , δ_1 , δ_3 , δ_4) ont même allure, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

4.6.2. Avec l'intégration de la ferme éolienne

4.6.2.1. Description du réseau étudié

Un parc éolien est composé de plusieurs éoliennes connectées au réseau de transport représenté dans la figure (4.19), au moyen d'un seul bus car la modélisation de chaque turbine pour la stabilité transitoire est trop lourde.

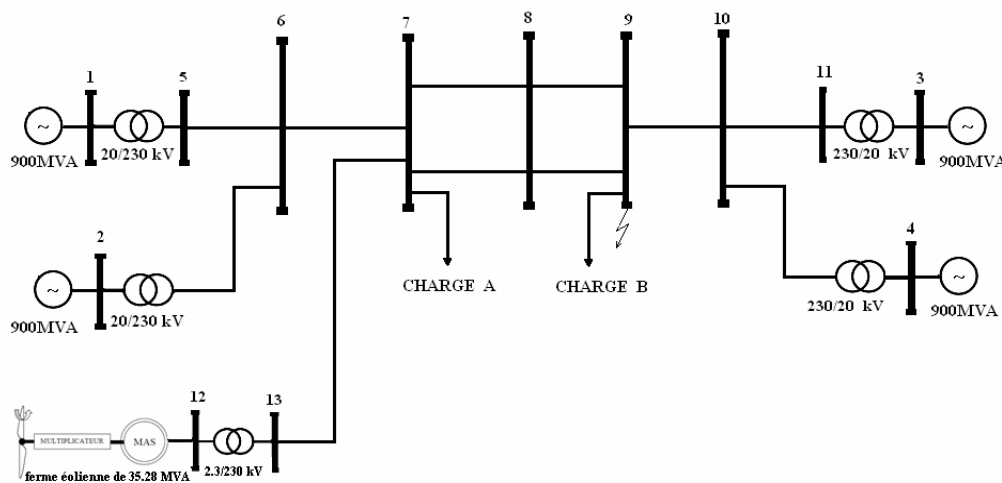


Figure 4.19. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres [4]

Cette application contient :

- 4 machines.
- 13 jeux de barres.
- 2 charges statiques.

Intégration d'une fermes éoliennes de :

- Éoliennes de 35.28 MVA.
- Intégrée au jeu de barre N° 7.

- Modélisée par une seule éolienne équivalente.

En affectant un défaut considéré de:

- Type : triphasé
- Lieu: jeu de barres №.9
- Durée de défaut: 5 périodes à 60 Hz.

4.6.2.2. Simulation

Après un d'exécution du programme PSAT, les résultats de simulation sont illustrés dans les figures (4.20), (4.21), (4.22) et (4.23).

Les figures 4.20 (a), 4.20 (b) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs et leurs vitesses de rotation.

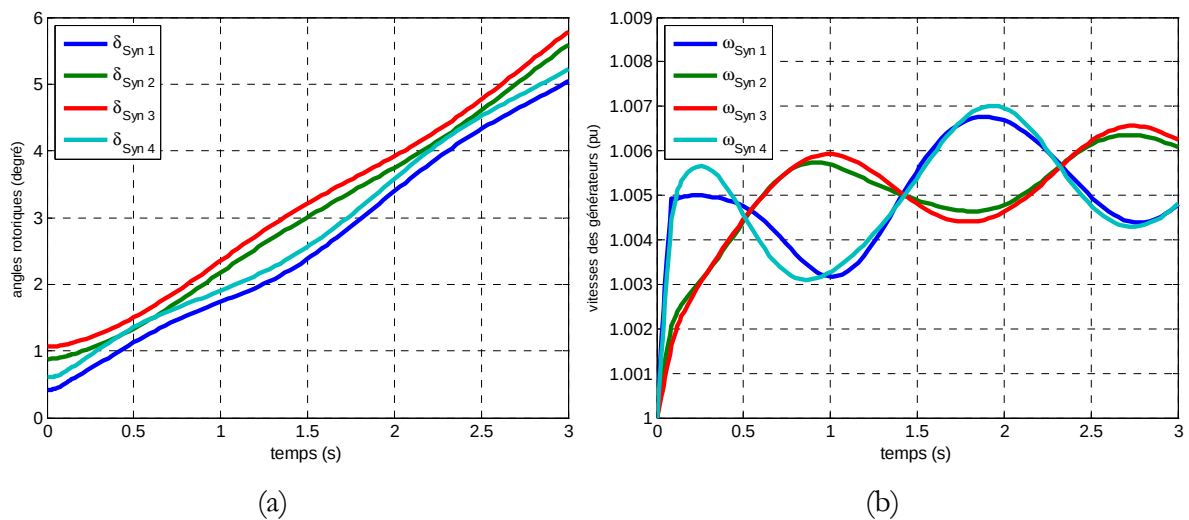


Figure 4.20. Simulation d'une ferme éolienne connectée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres

a- Les angles rotoriques des quatre générateurs [degré].

b- Les vitesses angulaires des quatre générateurs [pu].

Les figures 4.21 (a), 4.21 (b) représentent respectivement la variation de la vitesse de la MAS et les tensions aux jeux de barres de connexion.

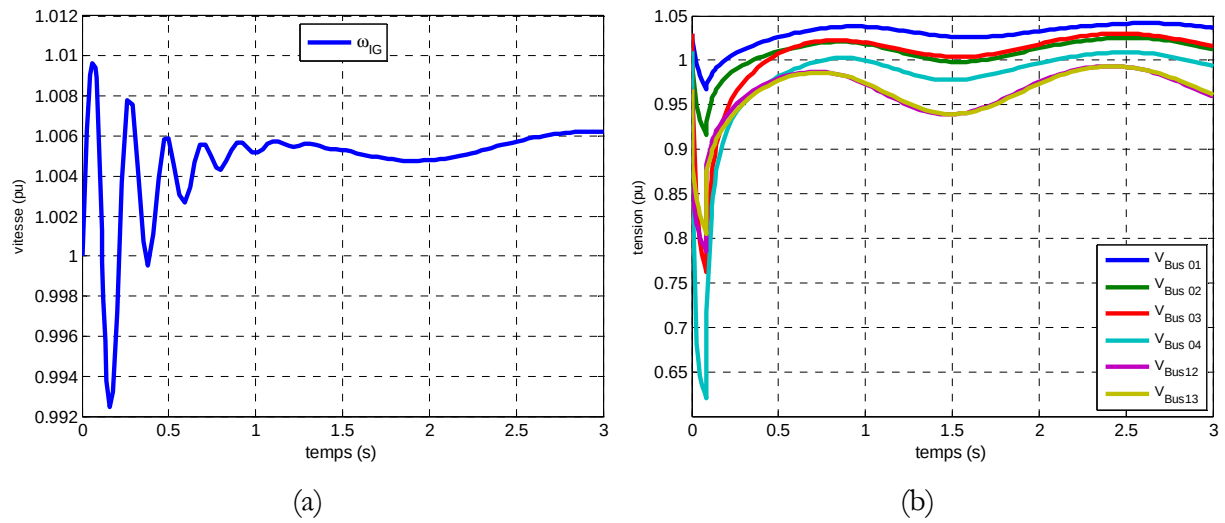


Figure 4.21. Simulation d'une ferme éolienne connectée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres

a- La vitesse angulaire de la MAS [pu]

b- Les tensions aux jeux de barres de connexion [pu].

Les figures 4.22 (a), 4.22 (b) représentent respectivement le spectre de toutes les tensions et angles les puissances actives aux jeux de barres de connexion.

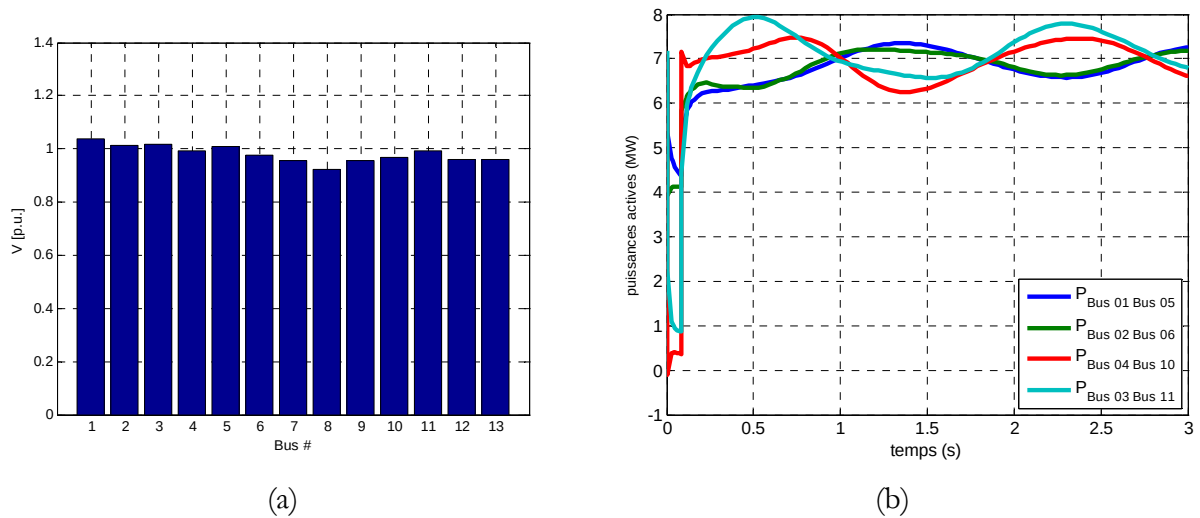


Figure 4.22. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres

a- Le spectre des tensions aux jeux de barres. [pu]

b- Les puissances actives aux jeux de barres de connexion [MW]

Les figures 4.23 (a), 4.23 (b) représentent respectivement la puissance active et réactive dans les jeux de barres où la ferme éolienne est connectée les puissances réactives aux jeux de barres de connexion.

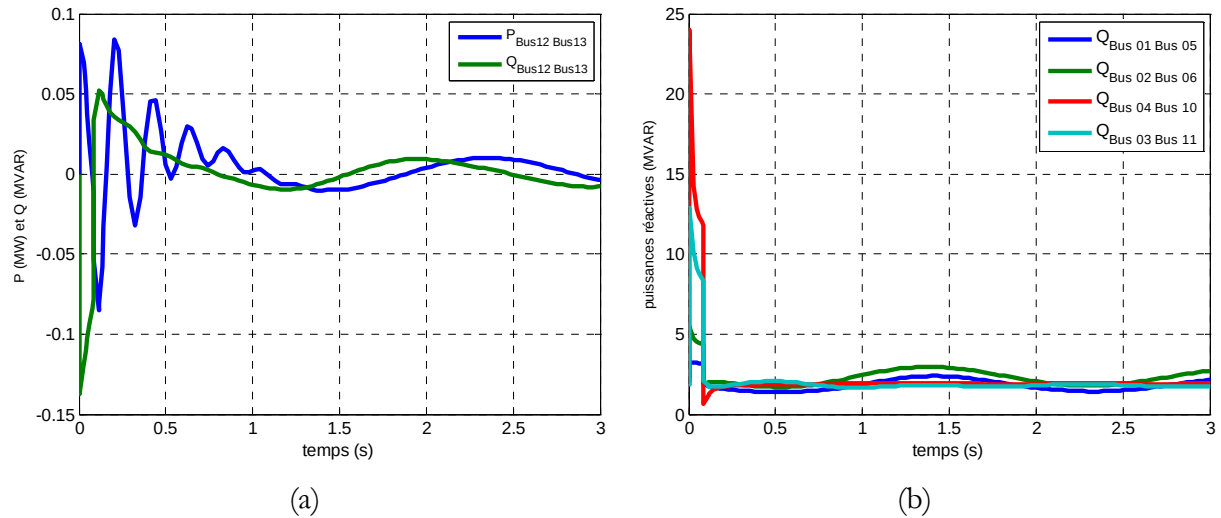


Figure 4.23. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 4 générateurs 13 jeux de barres

a- La puissance active et réactive aux jeux de barres (12, 13) [MW], [MVAR]

b- Les puissances réactives aux jeux de barres de connexion [MVAR]

4.6.2.3. Interprétation des résultats obtenus

La figure 4.18(c) représente la vitesse de rotation de la MAS qui est oscillatoire amortie, et maintenir après l'élimination de défaut la vitesse de synchronisme imposée par le réseau et le nombre de paires de pôles de la machine asynchrone.

La puissance électrique fournie et en fonction de la tension, elle diminue pendant le défaut, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors des machines, ce qui provoque une augmentation des vitesses rotoriques et par conséquent les angles de charge.

D'après des simulations des angles rotoriques, on observe que les angles rotoriques des machines ($\delta_1, \delta_2, \delta_3, \delta_4$) ont même allure, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

4.7. Quatrième application

4.7.1. Sans l'intégration de la ferme éolienne

4.7.1.1. Description du réseau étudié

La dernière application consiste à simuler le comportement de réseau test représenté dans la figure (4.24), et constitué de:

- 5 machines ; 2 générateurs et 3 compensateurs synchrones.
- 14 jeux de barres.
- 10 charges statiques.

En affectant un défaut symétrique au niveau de jeux de barres 9 de durée de 5 périodes à 60 Hz.

Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de : $S = 100$ MVA.

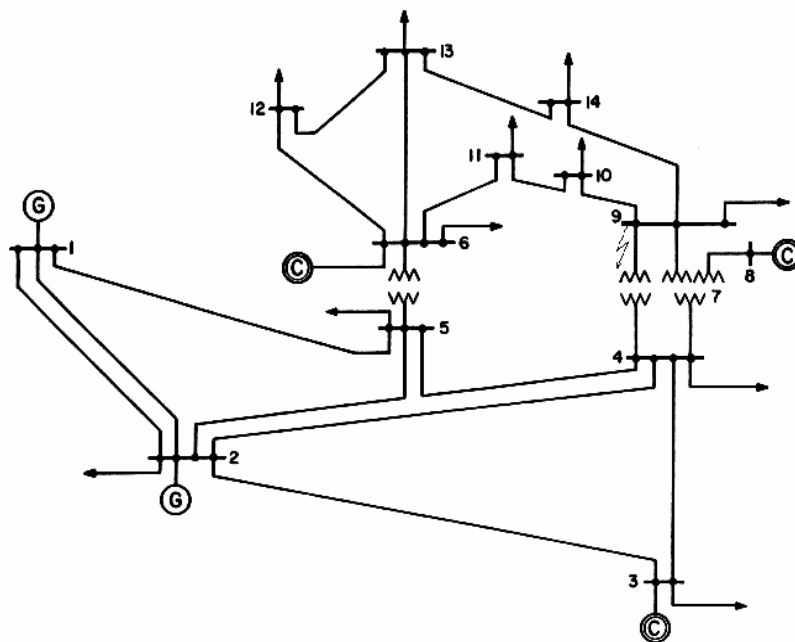


Figure 4.24. Réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres [45]

4.7.1.2. Simulation

L'exécution de programme *MATLAB* de durée de 3s nous a permis d'obtenir les résultats de simulation représentés dans les figures (4.25) et (4.26).

Les figures 4.25 (a), 4.25 (b), 4.25 (c), 4.25 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs ainsi que les vitesses de rotation, les tensions aux jeux de barres de connexion et son spectre.

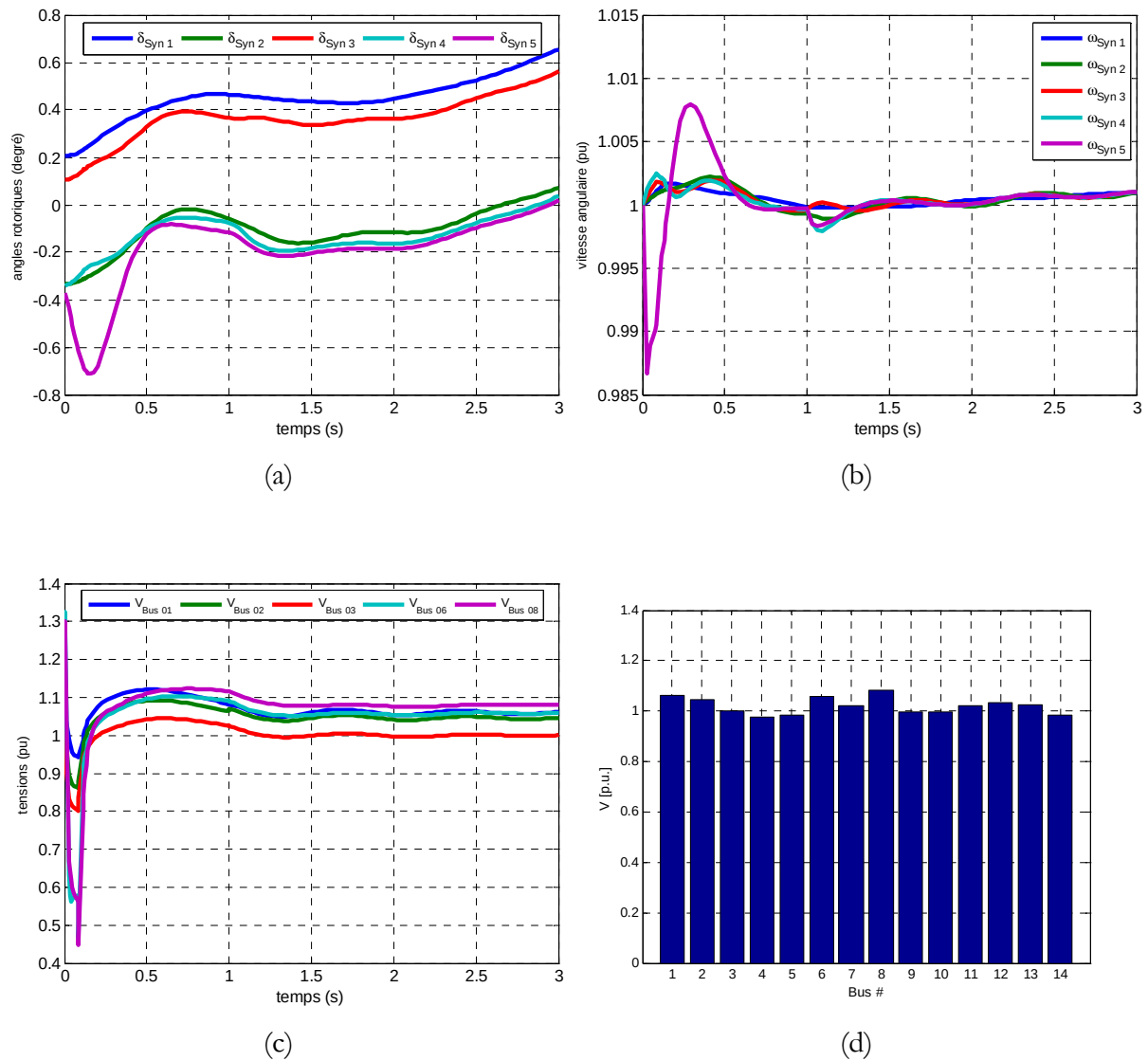


Figure 4.25. Simulation du réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des cinq générateurs [pu].
- c- Les tensions aux jeux de barres de connexion [pu].
- d- Le spectre de tension aux jeux de barres [pu].

Les figures 4.26 (a), 4.26 (b), 4.26 (c), 4.26 (d) représentent respectivement le déphasage entre le courant et la tension aux jeux de barres de connexion, ainsi que les puissances actives et réactive premièrement dans les jeux de barres 1, 2 et 3 ensuite dans 6 et 8.

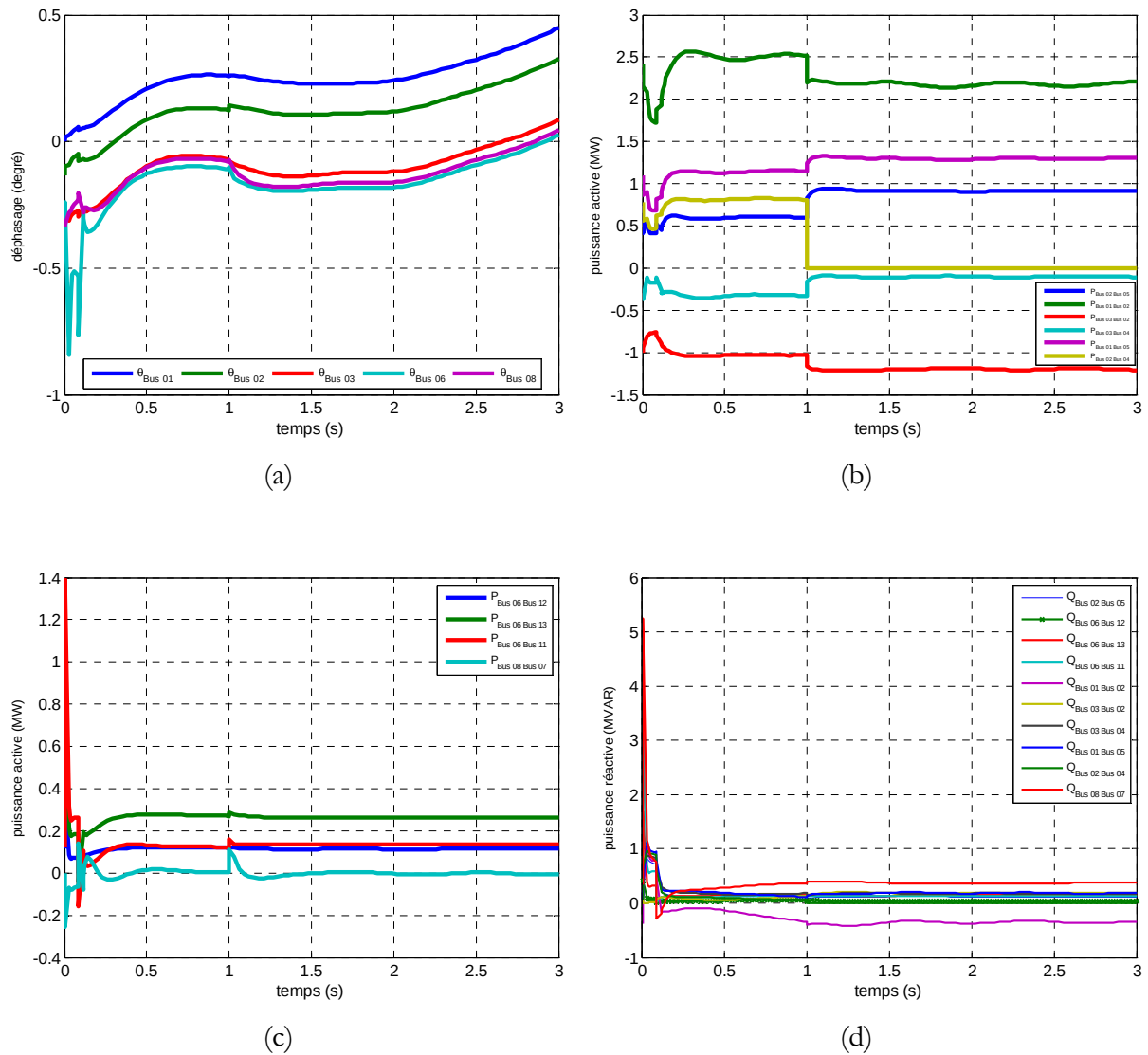


Figure 4.26. Simulation du réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres

a- Le déphasage entre le courant et la tension aux jeux de barre de connexion [degré].

b- La puissance active aux jeux de barres de connexion (1,2,3) [MW]

c- La puissance active aux jeux de barres de connexion (6,8) [MW]

d- La puissance réactive aux jeux de barres de connexion [MVAR]

4.7.1.3. Interprétation des résultats obtenus

D'après des simulations des angles rotoriques, on observe que les angles rotoriques des machines (δ_1, δ_3) ont même allure car sont des compensateur synchrone, ($\delta_2, \delta_4, \delta_5$) ont même allure

aussi puisqu'ils sont des générateurs synchrones, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

La puissance électrique fournie et en fonction de la tension, elle diminue pendant le défaut, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors des machines, ce qui provoque une augmentation des vitesses rotoriques et par conséquent les angles de charge.

4.7.2. Avec l'intégration de la ferme éolienne

4.7.2.1. Description du réseau étudié

Les simulations réalisées dans cette application ont également démontré la fonctionnalité et l'efficacité d'analyser l'impact de l'intégration des fermes éoliennes éolienne dans un réseau électrique représenté dans la figure (4.27) ainsi l'étude de la stabilité transitoire à la suite d'une perturbation donnée.

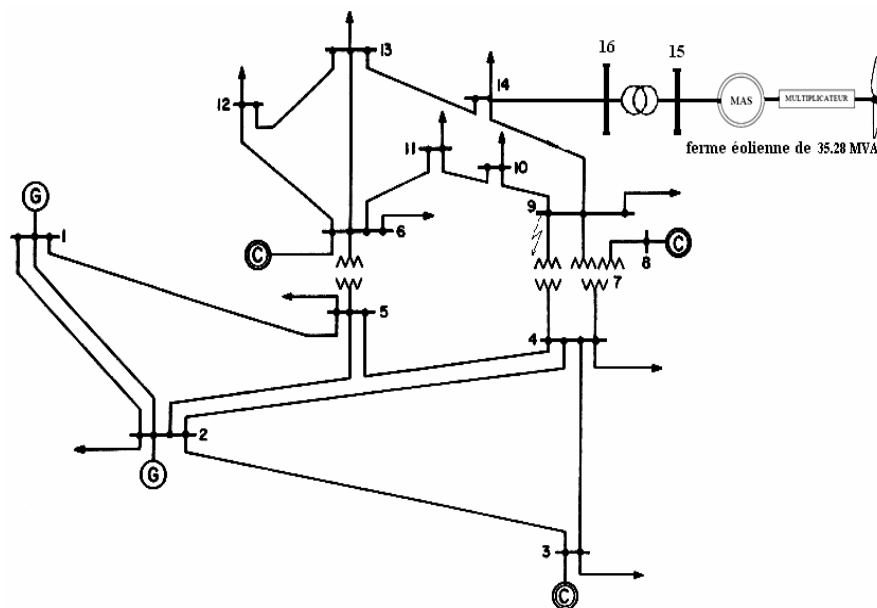


Figure 4.27. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 5 générateurs 14 jeux de barres

Cette application contient :

Réseau test de:

- 5 machines ; 2 générateurs et 3 compensateurs synchrones.
- 16 jeux de barres.
- 10 charges statiques.

Intégration d'une fermes éoliennes de :

- Éoliennes de 35.28 MVA.

- Intégrée au jeu de barre №14.
- Modélisée par une seule éolienne équivalente.

En affectant un défaut considéré de:

- Type : triphasé
- Lieu: jeu de barres №.9
- Durée de défaut: 5 période à 60 Hz.

4.7.2.2. Simulation

L'exécution de programme *PSAT* de durée de 3s nous a permis d'obtenir les résultats de simulation représentés dans les figures (4.28), (4.29) et (4.30), (4.31), (4.32) et (4.33)

Les figures 4.28 (a), 4.28 (b) représentent respectivement les angles rotoriques des cinq générateurs ainsi que leurs vitesses de rotation.

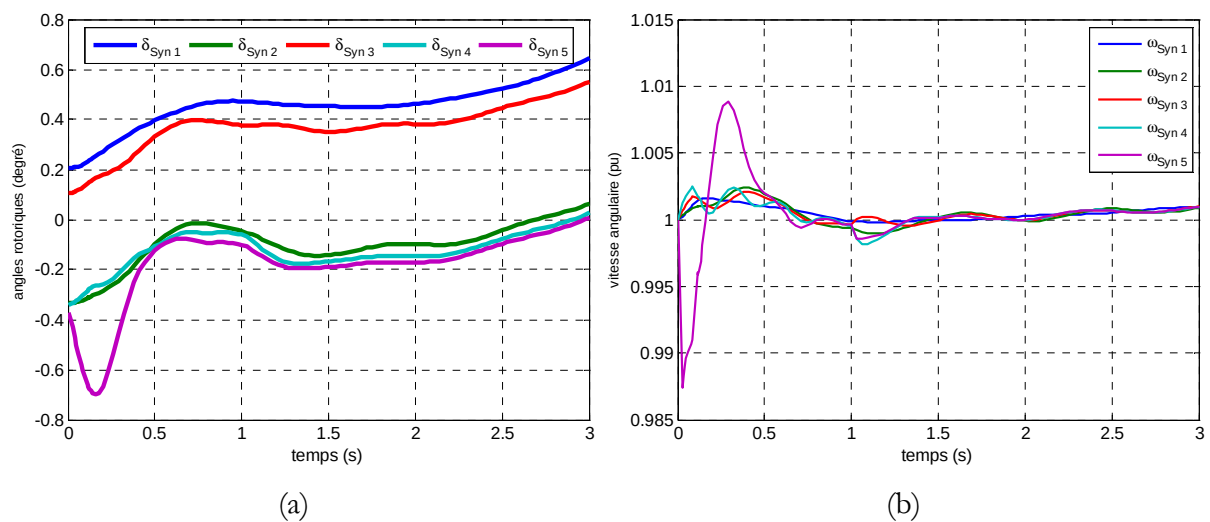


Figure 4.28. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des cinq générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des cinq générateurs [pu].

Les figures 4.29 (a), 4.29 (b) représentent respectivement la variation de la vitesse de rotation de la MAS et les tensions aux jeux de barres de connexion.

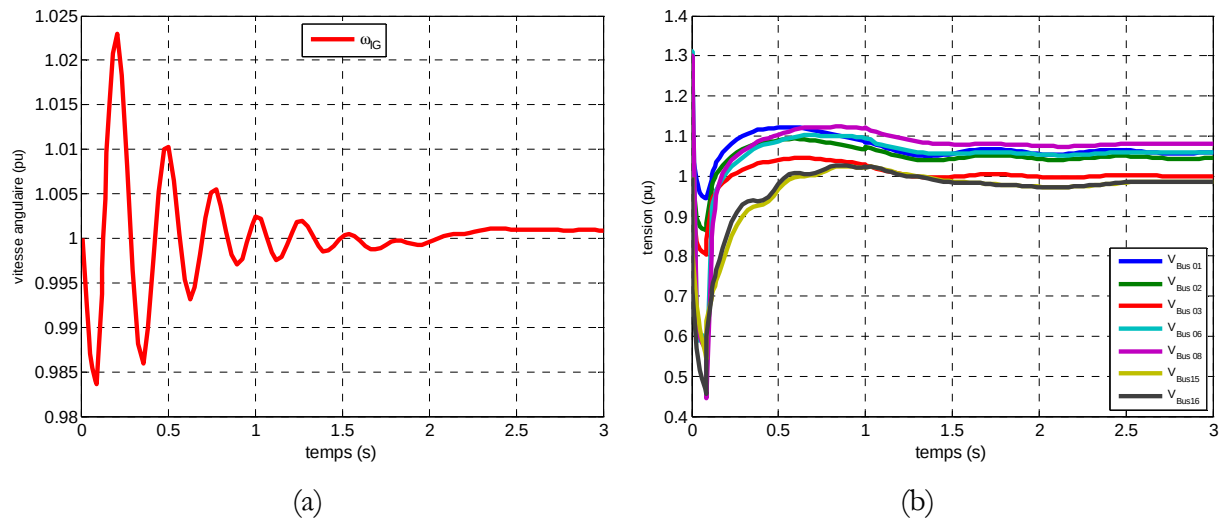


Figure 4.29. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres

a- La vitesse angulaire de la MAS [pu].

b- Les tensions aux jeux de barres de connexion [pu].

Les figures 4.30 (a), 4.30 (b) représentent respectivement la puissance active et réactive où la ferme éolienne est connectée ainsi que le déphasage entre le courant et la tension.

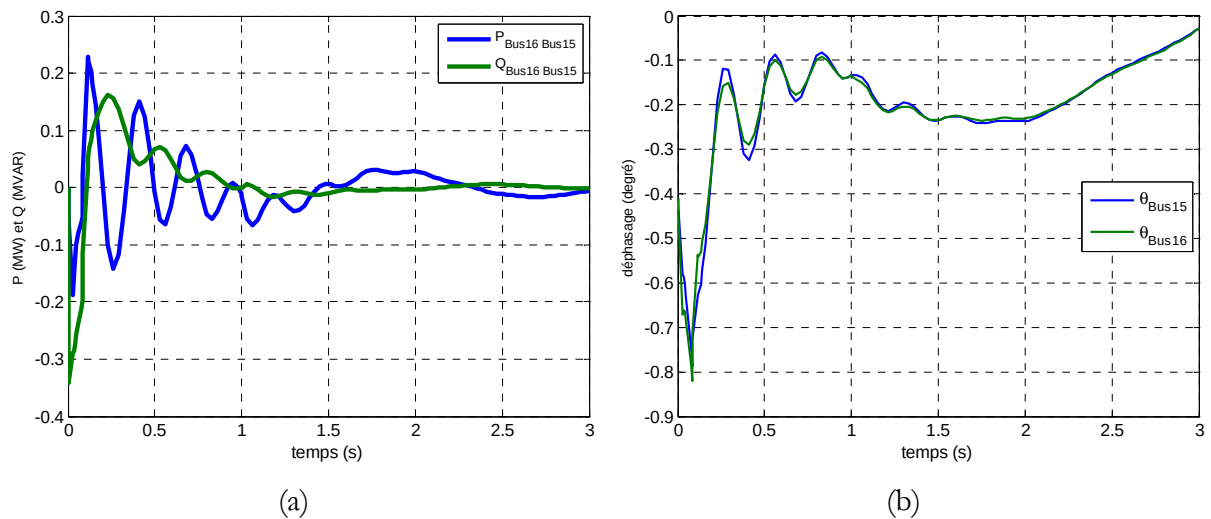


Figure 4.30. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres

a- La puissance active et réactive aux jeux de barres (15, 16) [MW], [MVAR].

b- Le déphasage entre le courant et la tension [degré].

Les figures 4.31 (a), 4.31 (b) représentent les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion 1, 2 et 3

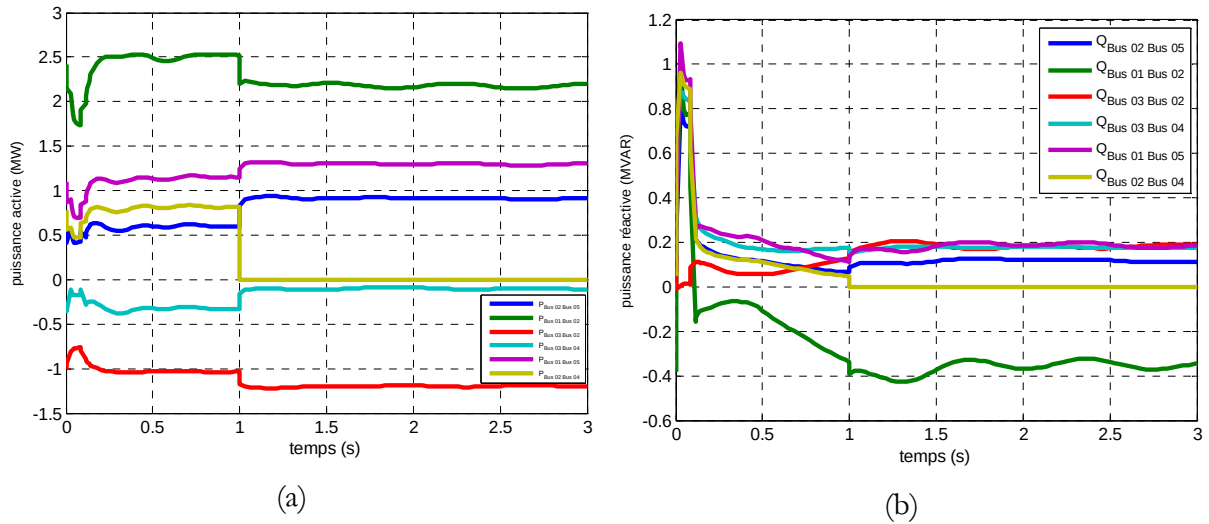


Figure 4.31. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres

a- La puissance active aux jeux de barres de connexion (1,2,3) [MW].

b- La puissance réactive aux jeux de barres de connexion (1, 2, 3) [MVAR].

Les figures 4.32 (a), 4.32 (b) représentent respectivement les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion 6 et 8

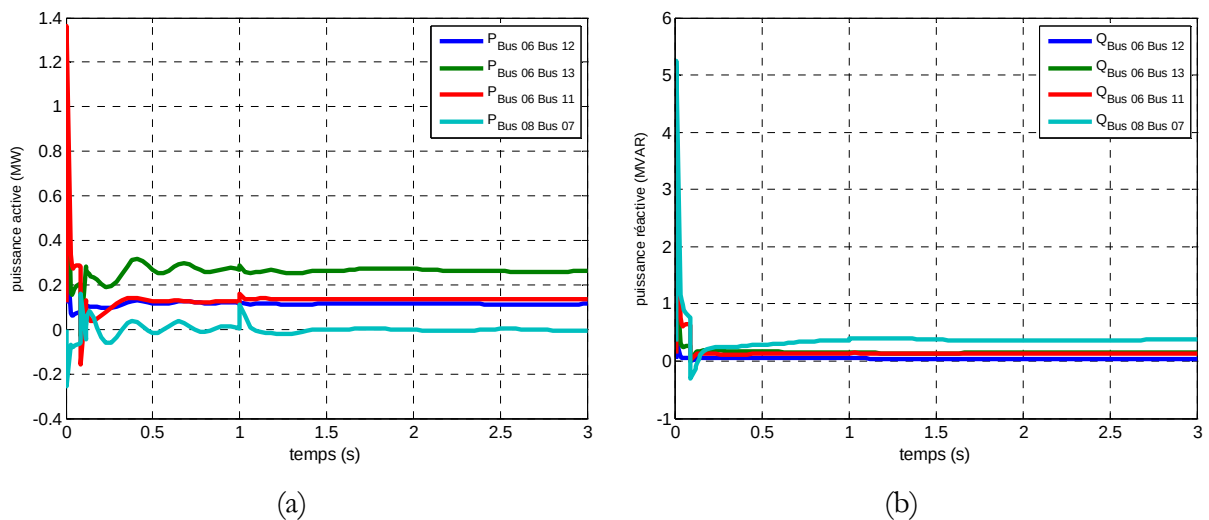


Figure 4.32. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres

a- La puissance active aux jeux de barres de connexion 6 et 8 [MW].

b- La puissance réactive aux jeux de barres de connexion 6 et 8 [MVAR].

La figure (4.33) représente le spectre de toutes les tensions aux jeux de barres pendant l'exécution du programme PSAT avec l'intégration de la ferme éolienne dans le réseau de 5 générateurs et 16 jeux de barres.

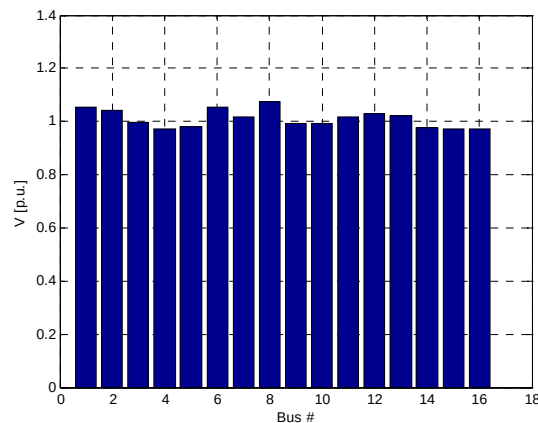


Figure 4.33. Spectre de tensions dans les 16 jeux de barres

4.7.2.3. *Interprétation des résultats obtenus*

Après la mise en service de la ferme éolienne, et d'après les simulations effectuées, on observe que les angles rotoriques des machines (δ_1 , δ_3) ont même allure car sont des compensateur synchrone, (δ_2 , δ_4 , δ_5) ont même allure aussi puisqu'ils sont des générateurs synchrone, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

La puissance électrique fournie et en fonction de la tension, elle diminue pendant le défaut, alors une énergie d'accélération importante apparaît au niveau des rotors des machines, ce qui provoque une augmentation des vitesses rotoriques et par conséquent les angles de charge.

Lorsque le vent à une vitesse très faible, le générateur synchrone se hâte pour alimenter la charge. Quand la vitesse du vent dépasse la demande de la charge, la machine synchrone qui est utilisée comme un condenseur synchrone et son système d'excitation contrôle le voltage du réseau à sa valeur nominale, et considérée comme une charge secondaire variable pour régler la fréquence du système en absorbant la puissance de la turbine éolienne lorsque sa valeur dépasse la demande du consommateur.

4.8. Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté un système de génération d'électricité par les éoliennes, susceptible de participer au réseau électrique. On a effectué quatre applications pour la validation du modèle proposé.

Les différentes simulations effectuées sur les systèmes électriques choisis pour différents défauts on peut tirer les remarques suivantes :

La variation de fonctionnement du système électrique lors d'un défaut transitoire dépend donc de différents paramètres :

- les caractéristiques du groupe (caractéristiques électriques de l'alternateur..) ;
- la nature, la location et la durée des défauts ;
- l'état initial des machines ;
- le plan de tension du réseau.

On peut encore imaginer des éoliennes fonctionnant à vitesse variable, en association avec les autres sources de génération, cela sera décrit dans le prochain chapitre.

Chapitre 05

ETUDE DE LA STABILITE TRANSITOIRE : FERMES EOLIENNES A VITESSE VARIABLE

5.1. Introduction

Diverses configurations d'éoliennes pour extraire l'énergie du vent sont utilisées, l'objectif commun est d'être transféré un maximum de puissance sur une large plage de variation de la vitesse pour adapter à la fréquence du réseau. Le marché à vitesse variable pour les éoliennes est orientée vers la conception de haute puissance (2 MW et plus). Pour ces applications, les machines à double alimentation (MADA) ont grand intérêt car ils sont capables de contrôler et de générer une puissance élevée grâce à la réduction des convertisseurs par rapport aux autres technologies pour la même puissance.

Dans le présent de chapitre, nous allons étudier le fonctionnement d'une ferme éolienne de 50 MVA, comporte 20 turbines de 2 MW chacune basée sur la machine à double alimentation fonctionnant à vitesse variable, modélisée par une seule éolienne équivalente. Un dispositif d'électronique de puissance est nécessaire pour ce fonctionnement.

Le comportement électrique des réseaux test choisis, face au défaut symétrique est alors étudié. L'influence de ce défaut est mise en évidence. La comparaison des résultats sera présentée en examinant les différents critères et grandeurs électriques pour deux programmes de PSAT sur l'impact de la vitesse variable à la vitesse fixe sur la stabilité transitoire des systèmes électriques.

5.2. Première application

5.2.1. Description du réseau étudié

La modélisation des éoliennes qui fonctionne à vitesse variable et basées sur la MADA est particulièrement complexe. La complexité découle du fait que les convertisseurs d'électroniques de puissance sont par nature des systèmes à événements discrets, alors que les éléments du réseau électrique alternatif sont des systèmes en continu. Pour l'analyse du comportement du réseau électrique face à une forte perturbation, il convient de définir un modèle équivalent du système éolien et les convertisseurs de puissance. Le modèle proposé prend en compte les éléments utiles des courants et des tensions dans le système de génération.

Les simulations réalisées dans cette première application ont démontré la fonctionnalité et l'efficacité d'analyser l'impact de l'intégration des fermes éoliennes dans un réseau électrique représenté dans la figure (5.1), ainsi l'étude de la stabilité transitoire à la suite d'une perturbation donnée.

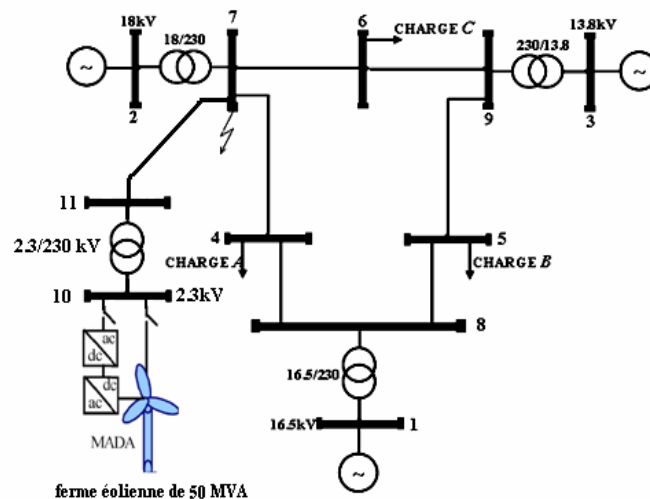


Figure 5.1. Intégration de la ferme éolienne basée sur MADA au réseau de 3 générateurs 11 jeux de barres

Ce réseau test contient:

- 3 machines.
- 11 jeux de barres.
- 3 charges statiques.

Intégration d'une fermes éoliennes de :

- Éoliennes de 50 MVA.
- Intégrée au jeux de barre № 7.
- Modélisée par une éolienne équivalente basée sur MADA avec le convertisseur de puissance.

En affectant un défaut considéré de:

- Type : triphasé.
- Lieu: jeu de barres №.7.
- Durée de défaut: 5 périodes à 60 Hz.

5.2.2. Simulation

L'exécution de programme *PSAT* de durée de 3s, nous a permis d'obtenir les résultats de simulation représentés dans les figures (5.2) et (5.2).

Les figures 5.2 (a), 5.2 (b), 5.2 (c), 5.2 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs ainsi que leurs vitesses de rotation, la vitesse de rotation de la MADA et les tensions aux jeux de barres de connexion.

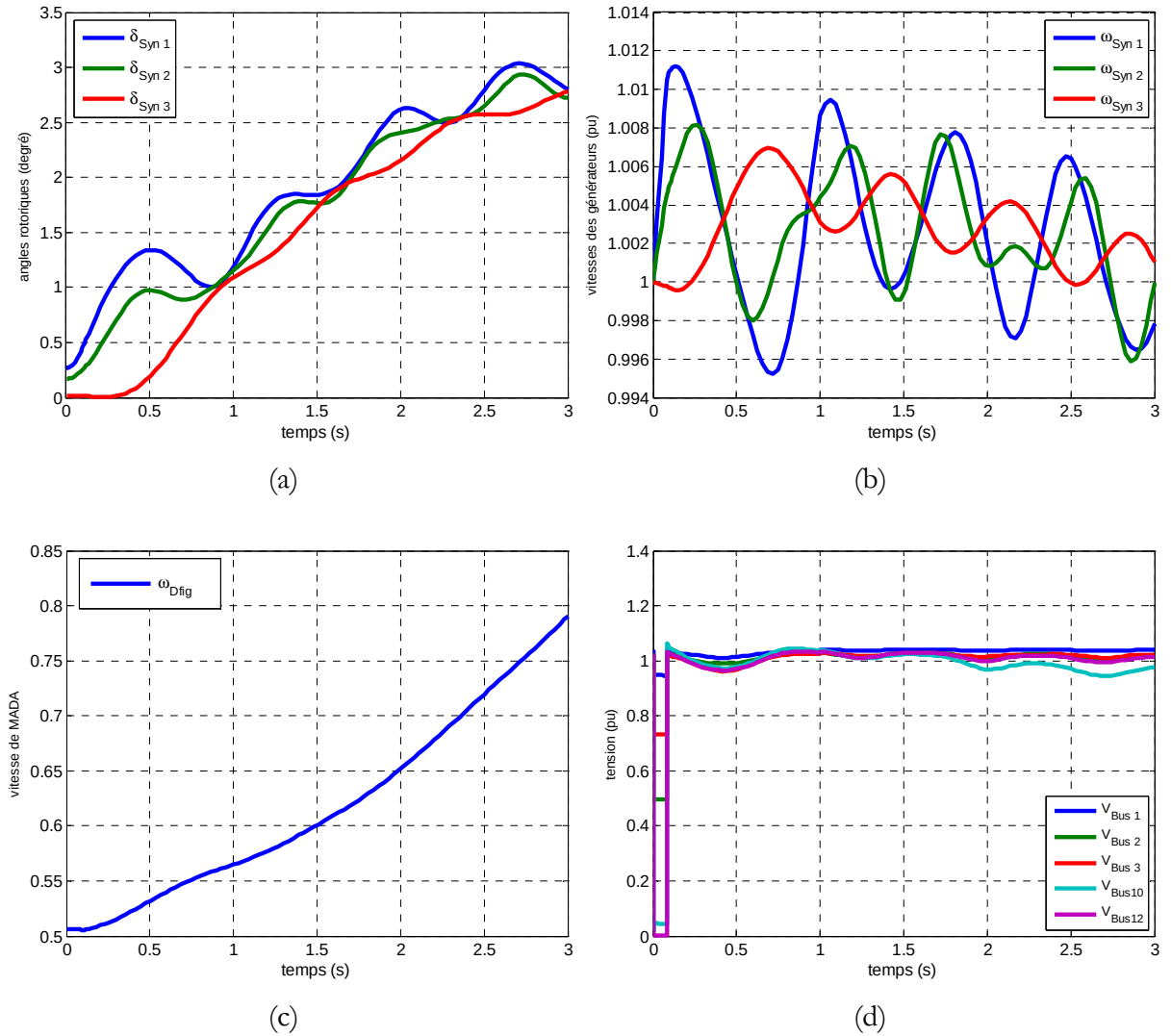


Figure 5.2. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 3 générateurs et 9 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des trois générateurs [pu].
- c- La vitesse angulaire de la MADA [pu].
- d- Les tensions aux jeux de barres de connexion [pu].

Les figures 5.3 (a), 5.3 (b), 5.3 (c), 5.3 (d) représentent respectivement les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion où les générateurs délivrent ces puissances ainsi aux jeux de

barres où la ferme éolienne est connectée, et le déphasage entre le courant et la tension dans tous les jeux de barres de connexion.

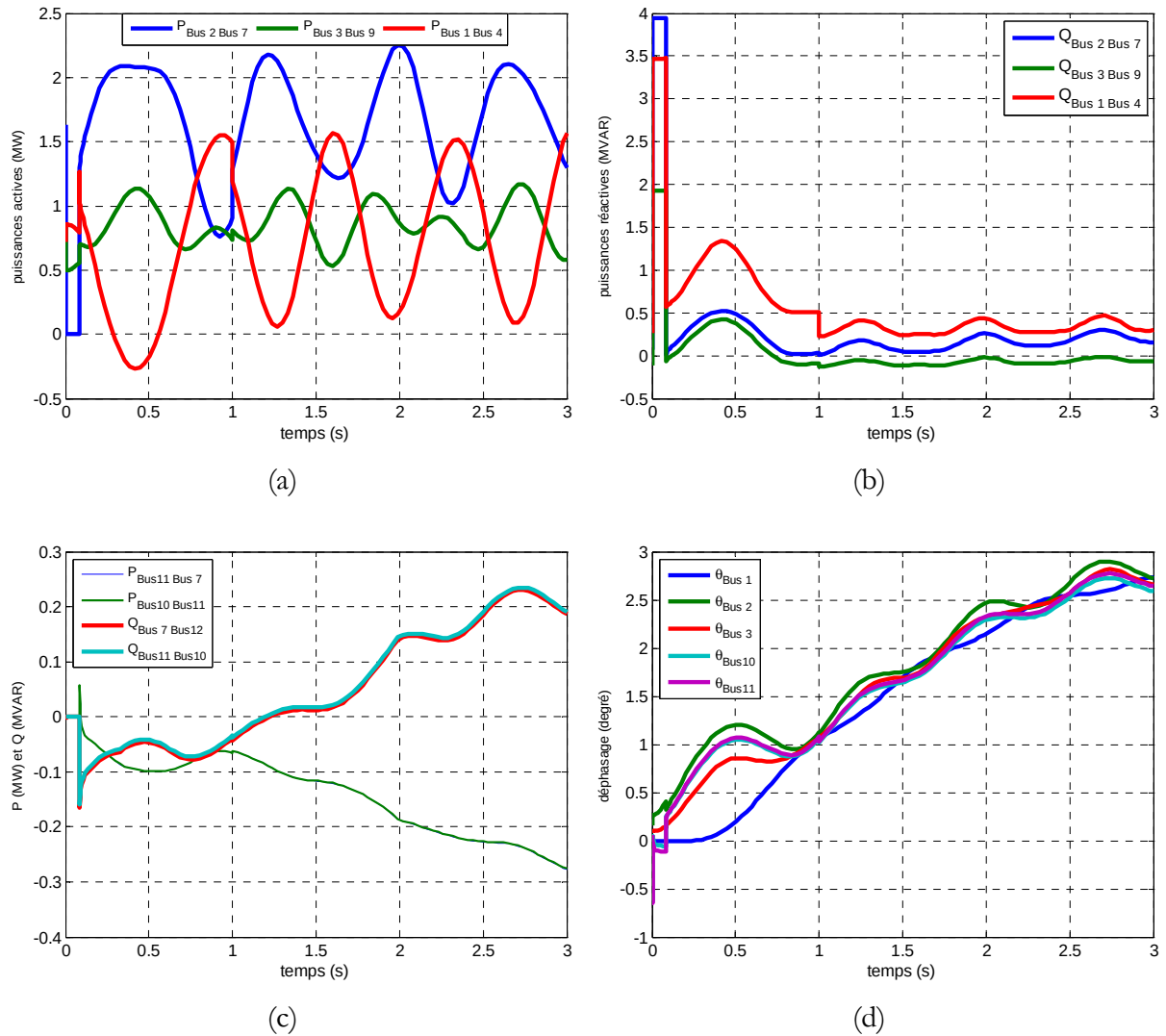


Figure 5.3. Simulation de la ferme éolienne intégrée au réseau de 3 générateurs et 11 jeux de barres

a- Les puissances active aux jeux de barres de connexion [MW].

b- Les puissances réactive aux jeux de barres de connexion [MVAR].

c- Les puissances actives et réactives aux jeux de barres (7, 10, 11) [MW, MVAR].

d- Le déphasage entre le courant et la tension aux jeux de barres de connexion [degré]

La figure (5.4) représente le spectre de toutes les tensions aux jeux de barres pendant l'exécution du programme PSAT avec l'intégration de la ferme éolienne dans le réseau de 3 générateurs et 11 jeux de barres.

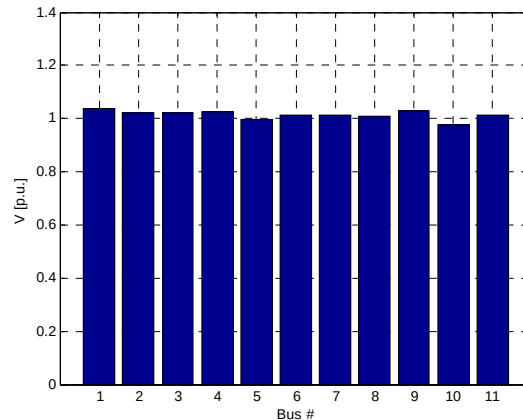


Figure 5.4. Spectre de tensions dans les 11 jeux de barres

5.2.3. Interprétation des résultats obtenus

Après la mise en place de la ferme éolienne qui fonctionne à vitesse variable, et basée sur la MADA, les régulateurs de tension au niveau des générateurs (AVR) sont indispensables pour garder toujours la stabilité du réseau. Quand la demande de l'énergie électrique s'écarte de sa valeur normale, l'état du système change. Il faut que le système de régulation automatique détecte ce changement et commence à réagir en temps réel.

D'après des simulations des angles rotoriques, on observe que les angles rotoriques des machines ($\delta_1, \delta_2, \delta_3$) ont même allure, donc on peut dire que le fonctionnement du système est transitoirement stable dans ces conditions.

5.3. Deuxième application

5.3.1. Description du réseau étudié

Pour valider le modèle de la turbine éolienne qui fonctionne à vitesse variable, et basée sur la MADA, nous proposons une autre application représentée sur la figure (5.5).

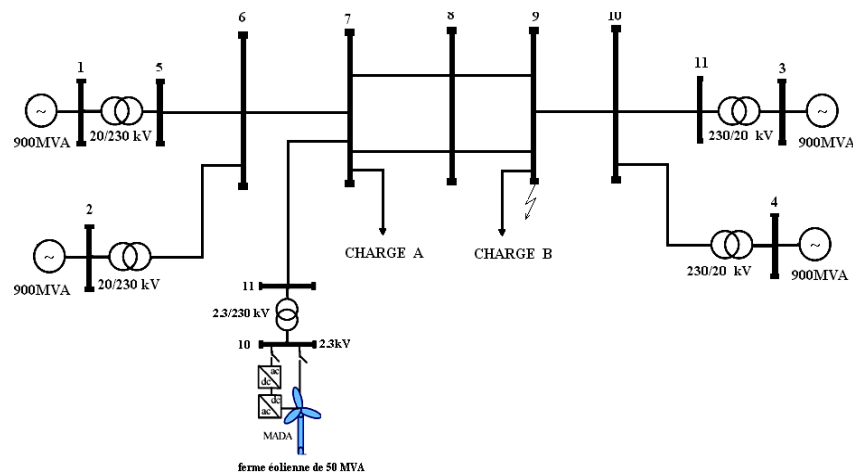


Figure 5.5. Intégration de la ferme éolienne au réseau de 4 générateurs 11 jeux de barres

Cette application contient :

Réseau test:

- 4 machines.
- 13 jeux de barres.
- 2 charges statiques.

Intégration d'une fermes éoliennes de :

- Éoliennes de 50 MVA basée sur la MADA.
- Intégrée au jeux de barre №7.
- Modélisée par une éolienne équivalente intégrée avec le convertisseur de puissance.

En affectant un défaut considéré de:

- Type : triphasé.
- Lieu: jeu de barres № 9
- Durée de défaut: 5 période à 60 Hz

Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de : $S = 100$ MVA.

5.3.2. Simulation

L'exécution de programme *PSAT* de durée de 3s, nous a permis d'obtenir les résultats de simulation représentés dans les figures (5.6) et (5.7).

Les figures 5.6 (a), 5.6 (b), 5.6 (c), 5.6 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs ainsi que leurs vitesses de rotation, la vitesse de rotation de la MADA et les tensions aux jeux de barres de connexion.

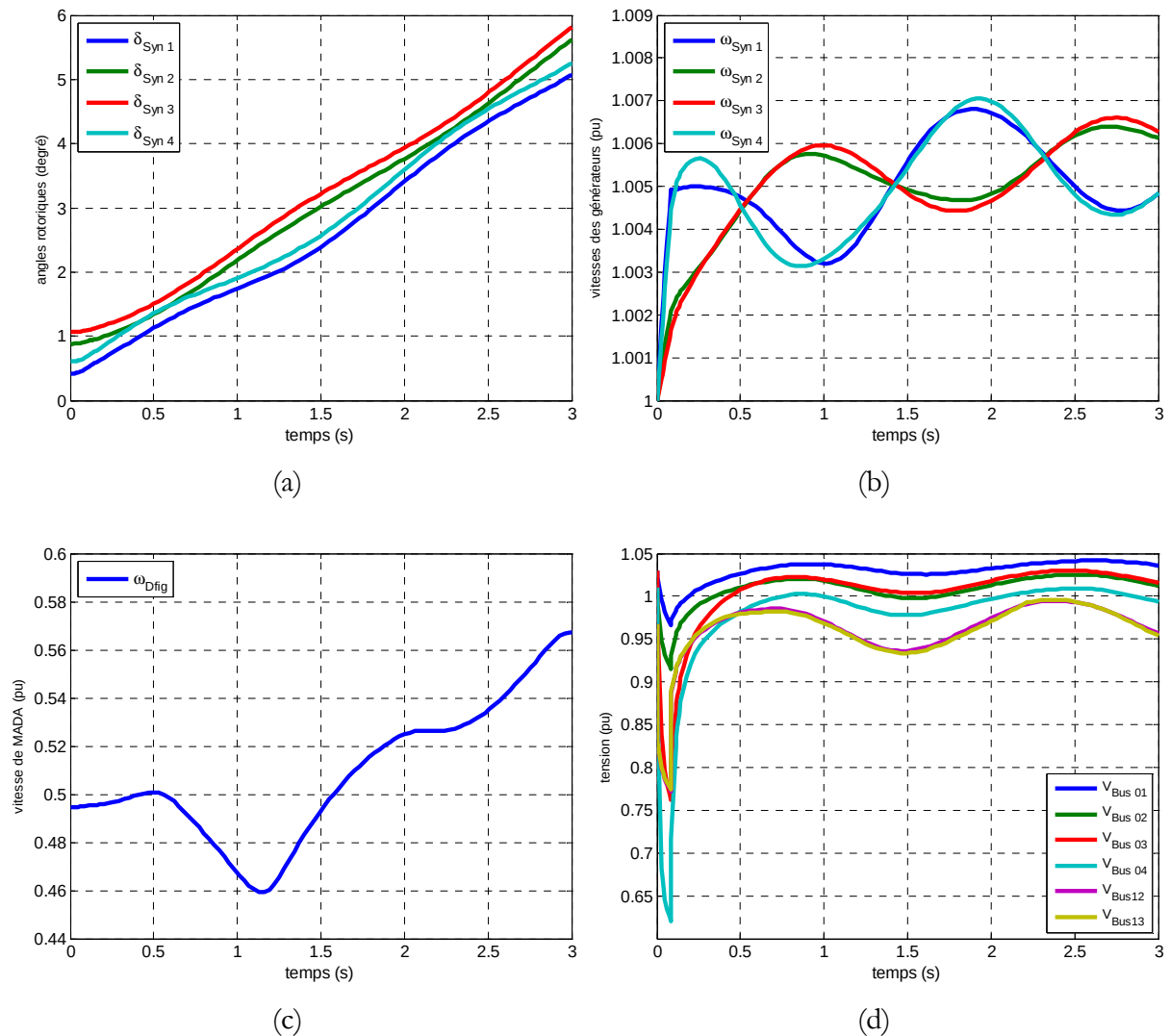


Figure 5.6. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 4 générateurs et 11 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des trois générateurs [pu].
- c- La vitesse angulaire de la MADA [pu].
- d- Les tensions aux jeux de barres de connexion [pu].

Les figures 5.7 (a), 5.7 (b), 5.7 (c), 5.7 (d) et 5.7 (e) représentent respectivement le spectre de tension aux jeux de barres, les puissances actives et réactives aux jeux de barres de connexion des générateurs ainsi aux jeux de barres où la ferme éolienne est connectée, et enfin le déphasage entre le courant et la tension dans tous les jeux de barres de connexion.

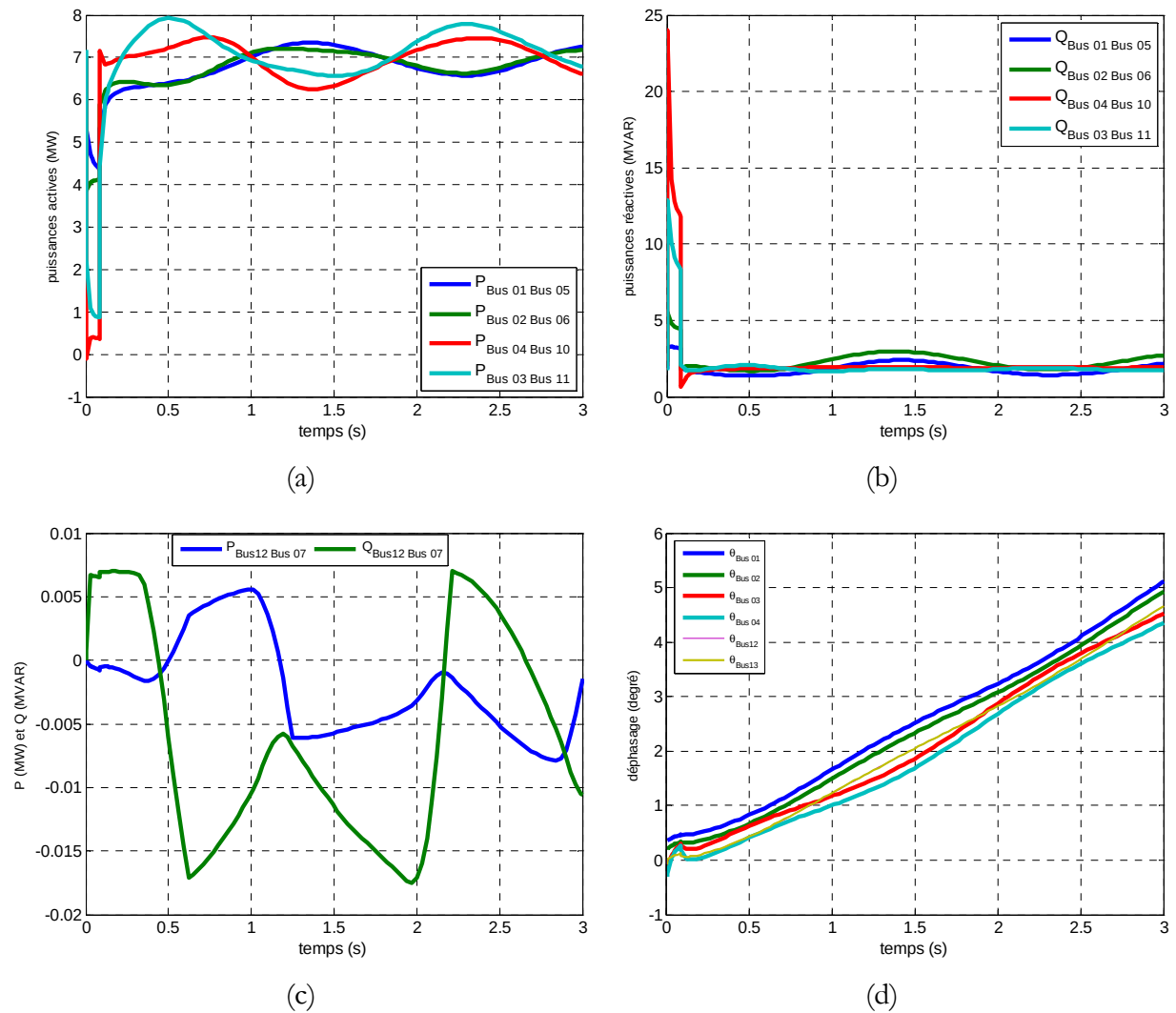


Figure 5.7. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 4 générateurs et 13 jeux de barres

- a- Les puissances active aux jeux de barres de connexion [MW].
- b- Les puissances réactive aux jeux de barres de connexion [MVAR].
- c- Les puissances actives et réactives aux jeux de barres (7, 10, 11) [MW, MVAR].
- d- Le déphasage entre le courant et la tension aux jeux de barres de connexion [degré]

La figure (5.8) représente le spectre de toutes les tensions de ce réseau test.

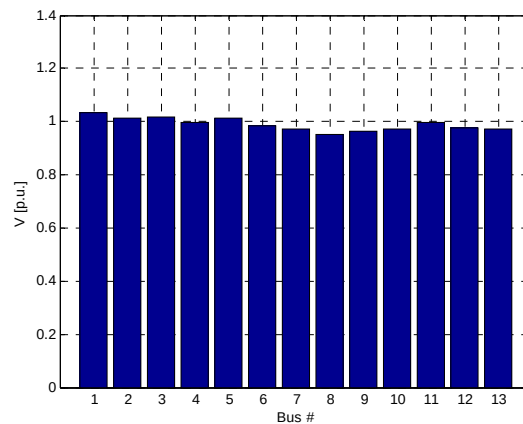


Figure 5.8. Spectre de tensions dans les 11 jeux de barres

5.3.3. Interprétation des résultats obtenus

On remarque que les résultats de simulation dans ce cas sont similaires que celles obtenus dans le cas où l'éolienne fonctionne à vitesse fixe.

Si on prend l'angle rotorique des générateurs (comme indicateur de stabilité) on observe que (δ_1 - δ_2 - δ_3 - δ_4) ont même allure, donc on peut dire que le fonctionnement du système est stable dans ces conditions.

5.4. Troisième application

5.4.1. Description du réseau étudié

Pour valider les résultats précédents, on augmente la taille du réseau test illustré dans la figure (5.9).

Cette dernière application contient :

Réseau test:

- 5 machines ; 2 générateurs et 3 compensateurs synchrones.
- 16 jeux de barres.
- 10 charges statiques.

Intégration d'une ferme éolienne de :

- Éoliennes de 50 MVA basée sur la MADA.
- Intégrée au jeu de barre N° 14.
- Modélisée par une éolienne équivalente et le convertisseur de puissance.

En affectant un défaut considéré de:

- Type : triphasé
- Lieu: jeu de barres № 9
- Durée de défaut: 5 périodes à 60 Hz

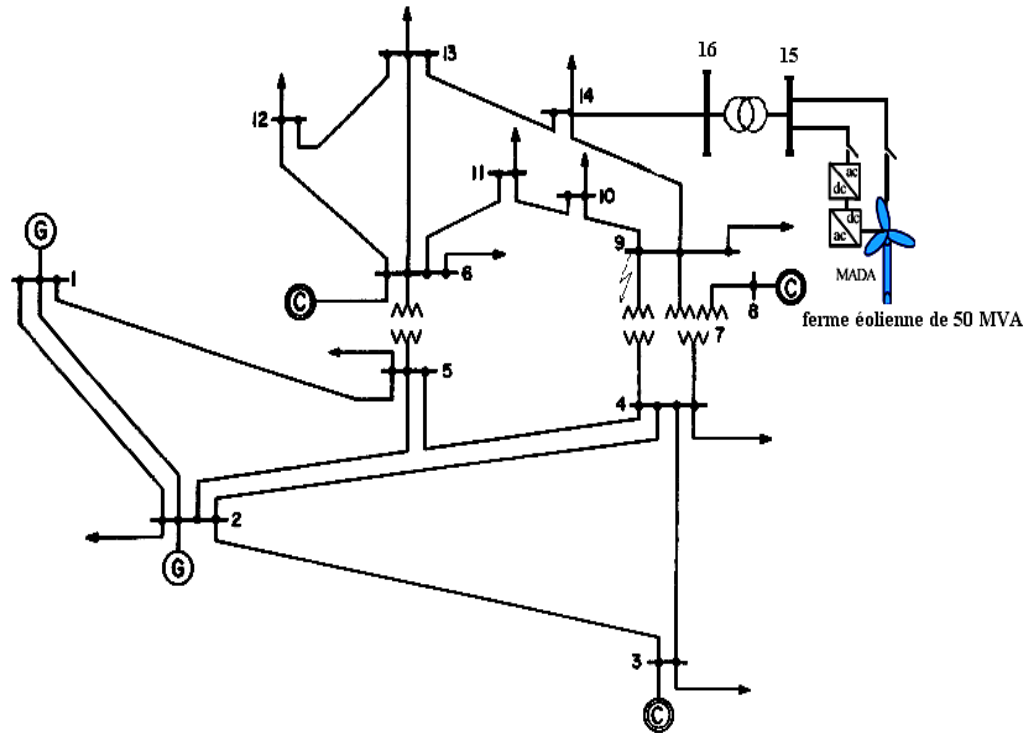


Figure 5.9. Intégration de la ferme éolienne basée sur MADA au réseau de 5 générateurs 16 jeux de barres

Toutes les données sont exprimées en (pu) dans la base de puissance de : $S = 100$ MVA.

5.4.2. Simulation

L'exécution de programme *PSAT* toujours de durée de 3s, nous a permis d'obtenir les résultats de simulation représentés dans les figures (5.10), (5.11) et (5.12).

Les figures 5.10 (a), 5.10 (b), 5.10 (c), 5.10 (d) représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, les vitesses de rotation des compensateurs synchrones, ainsi que les générateurs et la vitesse de rotation de la MADA.

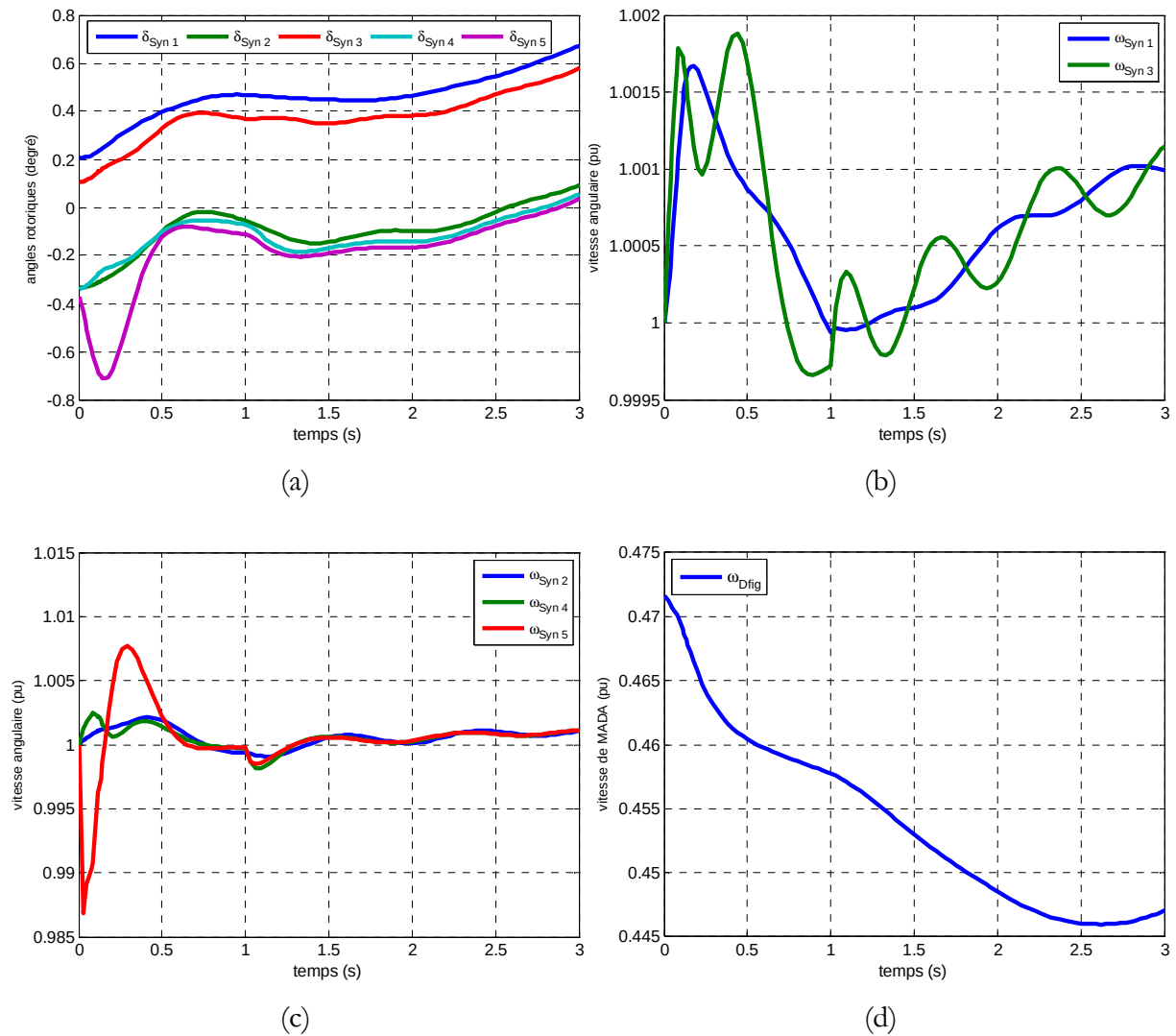


Figure 5.10. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 5 générateurs et 16 jeux de barres

- a- Les angles rotoriques des trois générateurs [degré].
- b- Les vitesses angulaires des compensateurs [pu].
- c- Les vitesses angulaires des générateurs [pu].
- d- La vitesse angulaire de la MADA [pu].

Les figures 5.11 (a), 5.11 (b), 5.11 (c), 5.11 (d) représentent respectivement les tensions dans tous les jeux de barres de connexion, son spectre, les puissances actives aux jeux de barres (1,2,3) ainsi dans les jeux de barres (6,8,16).

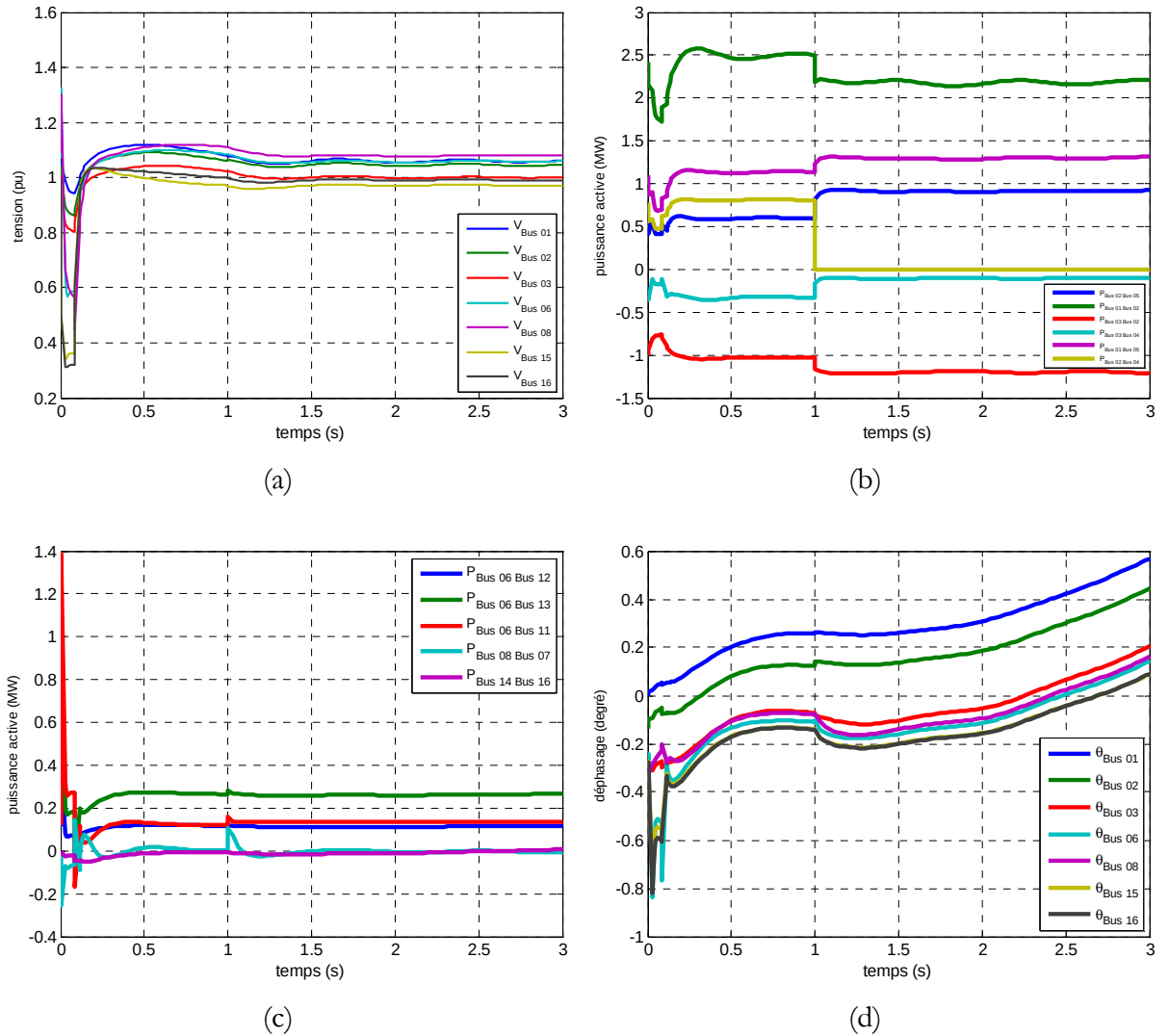


Figure 5.11. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 5 générateurs et 16 jeux de barres

- a- Les tensions aux jeux de barres de connexion [pu].
- b- Les puissances actives aux jeux de barres (1,2,3) [MW].
- c- Les puissances actives aux jeux de barres (6,8,16) [MW].
- d- Le déphasage entre le courant et la tension aux jeux de barres de connexion [pu].

Les figures 5.12 (a), 5.12 (b), 5.12 (c) représentent respectivement les puissances réactives aux jeux de barres (1,2,3) ainsi dans les jeux de barres (6,8,16) et enfin le spectre des tensions dans tous les jeux de barres.

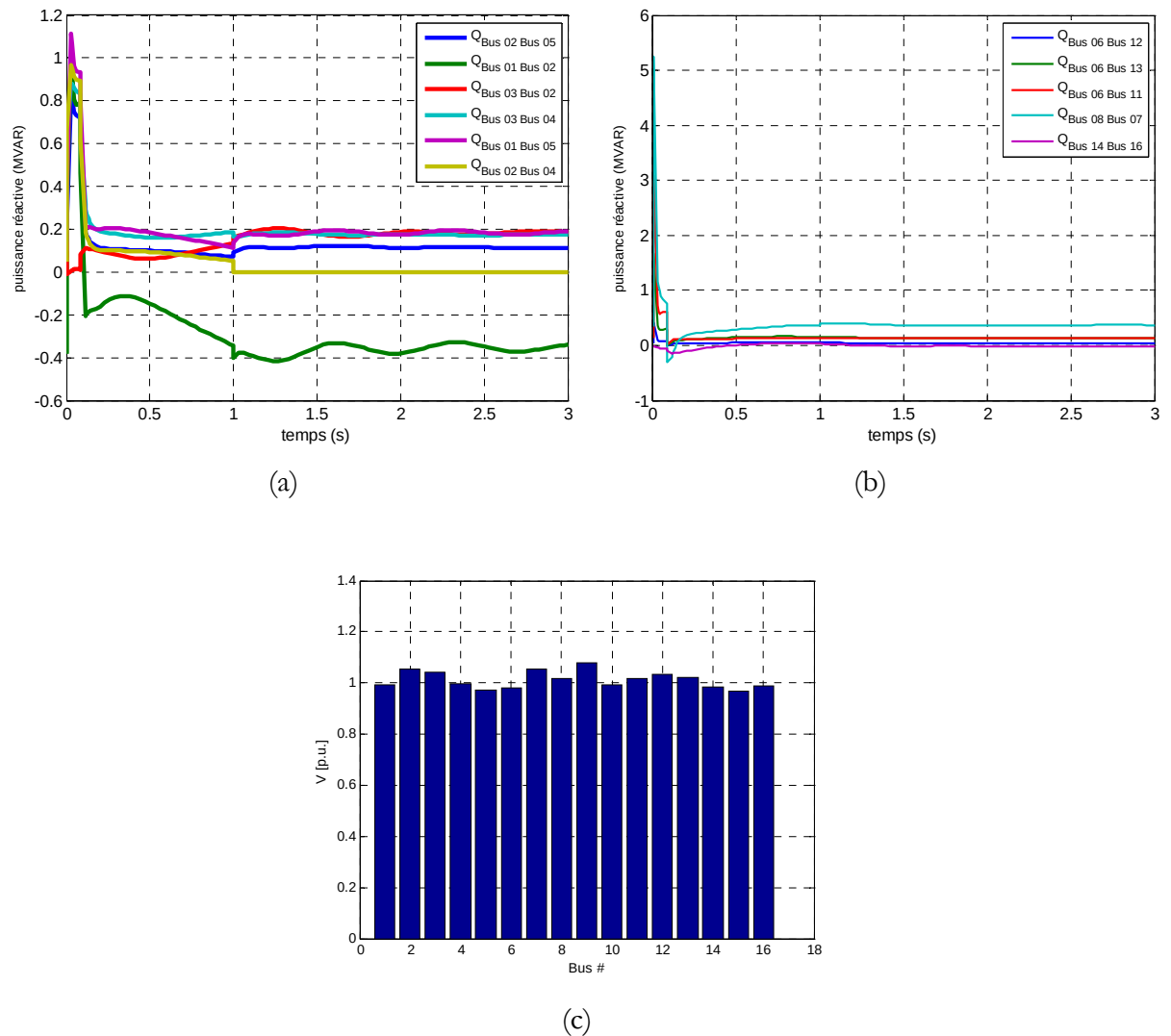


Figure 5.12. Simulation de la ferme éolienne basée sur MADA intégrée au réseau de 5 générateurs et 14 jeux de barres

a- Les puissances réactives aux jeux de barres (1,2,3) [MW].

b- Les puissances réactives aux jeux de barres (6,8,16) [MW].

c- Le spectre de tension aux jeux de barres [pu].

5.4.3. Interprétation des résultats

On remarque que les résultats de simulation dans ce cas sont similaires que celles obtenus dans le cas où l'éolienne fonctionne à vitesse fixe.

Si on prend l'angle rotorique des générateurs (comme indicateur de stabilité) on observe que (δ_1 - δ_2 - δ_3 - δ_4 - δ_5) ont même allure, donc on peut dire que le fonctionnement du système est stable dans ces conditions.

5.5. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet d'une étude du fonctionnement d'un système éolien basé sur la machine double alimentation fonctionnant à vitesse variable, ce système de génération est intégré dans le réseau électrique. Présentant un défaut symétrique pour étudier la stabilité transitoire du système électro-énergétique.

Le modèle proposé permet de tenir compte du comportement de la MADA face au défaut, cette dernière étant très sensible aux perturbations de la tension d'alimentation.

Les résultats obtenus dans ce cas sont différents par rapport aux résultats de la vitesse fixe. Ces résultats ont démontré l'aptitude de ce système de production de fonctionner en régime normal du réseau et pour certains régimes de perturbation.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

L'impact d'intégration des parcs éoliens sur les systèmes électriques est effectué, l'influence de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire est présentée car l'étude de la stabilité transitoire des réseaux d'énergies électriques constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques, Comme nous avons pu le constater tout le long de ce mémoire.

Ce travail fait partie d'un projet de recherche réalisée par le CNEPRU sous le numéro. J0201220070019, mené au département d'Electrotechnique de l'université de Sétif.

Notre étude nous a permis de réaliser une modélisation complète et globale d'un système de génération d'électricité à partir de l'énergie éolienne.

Nous avons établi, dans le cadre de ce travail, dans un premier temps une vue générale sur les systèmes éoliens et leur impact sur la production propre de l'énergie électrique. En deuxième temps, nous avons abordé les différentes conversions électromagnétiques possibles puis une modélisation du système étudié.

Le travail mené avait l'objectif de mettre en ouvre les programmes de simulink sous environnement Matlab, en utilisant le PSAT toolbox, qui peut assurer un fonctionnement robuste vis-à-vis des perturbations qui affectent les réseaux électriques, telle que le court-circuit triphasé qui est le plus dangereux.

Le premier et le deuxième chapitre rappelle les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique, et dresse un état de l'art sur les différentes associations machines électriques – convertisseurs pouvant être accouplées à une éolienne, ainsi que le problème de la stabilité des réseaux. Au regard de ces chapitres, il est apparu que la production d'énergie électrique par éoliennes se divise en deux grandes catégories, celle fonctionnant à vitesse fixe et l'autre à vitesse variable.

Face à ces besoins, nous avons réalisé une première étude concernant la modélisation de la chaîne de conversion éolienne, partie mécanique puis la partie électrique qui contient les machines électriques tel que, la machine asynchrone à cage et la machine double alimentation.

La partie simulation de ce mémoire est consacrée à intégrer ces turbines dans les réseaux électriques, et études de sa stabilité transitoire lors d'un court-circuit affectant ces réseaux. Dans ce cas,

le modèle proposé démontre l'impact d'intégration de la ferme éolienne dans le réseau électrique et permet d'estimer les caractéristiques dynamiques de la stabilité transitoire dans un système électrique.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'amélioration de l'ensemble des chaînes de conversion d'éolienne, dans le but est d'envoyer une énergie propre non polluante au réseau électrique, parmi les perspectives envisageables :

- Insertion des systèmes FACT pour améliorer la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques.
- Développer des régulateurs de tension ou des vitesse pour maintenir toujours la stabilité des systèmes électriques.
- Détailler les commandes de l'onduleur, on peut citer, la commande vectorielle, la commande par MLI.
- Introduire des techniques intelligentes comme les réseaux de neurone, les algorithmes génétiques.
- Faire l'étude du filtrage dynamique du réseau électrique, car les harmoniques sont injectées dans ces réseaux par les convertisseurs statiques.
- Etudes de la stabilité transitoire en présence des défauts asymétriques.

Annexe A. Paramètre de la chaîne de conversion éolienne basée sur MAS

Annexe A.

Les paramètres mécaniques de la turbine éolienne de 1.68 MW basée sur une génératrice asynchrone, sont donnés dans le tableau (A.1).

Tableau A.1. Paramètres de l'éolienne de 1.68 MW

Valeur numérique du paramètre	<i>signification</i>
Rayon de l'éolienne en m	$R=35.25$
Gain de multiplicateur de vitesse	$G=90$
Masse volumique de l'air (kg / m^3)	$\rho = 1.22$
Résistance statorique (Ω)	$R_s = 0.0089$
Résistance rotorique (Ω)	$R_r = 0.0137$
Inductance mutuelle (H)	$M=0.0126$
Inductance statorique (H)	$l_s = M + 2.5060e^{-4}$
Inductance rotorique (H)	$l_r = M$
Inertie de l'arbre ($kg.m^2$)	$J=1000$
Coefficient de frottement de la MAS	$f=0.0024$
Nombre de paire de pôles	$p = 2$

Annexe B. Paramètre de la chaîne de conversion éolienne basée sur la MADA

Annexe B.

Les paramètres mécaniques de la turbine éolienne de 2 MW basée sur une génératrice asynchrone à double alimentation, sont donnés dans le tableau (A.2).

Tableau A.2. Paramètres de l'éolienne de 2 MW

Valeur numérique du paramètre	<i>signification</i>
Rayon de l'éolienne en m	$R=35.25$
Gain de multiplicateur de vitesse	$G=90$
Masse volumique de l'air (kg / m^3)	$\rho = 1.22$
Résistance statorique (Ω)	$R_s = 0.012$
Résistance rotorique (Ω)	$R_r = 0.021$
Inductance mutuelle (H)	$M=0.0135$
Inductance statorique (H)	$l_s = M + 2.037e^{-4}$
Inductance rotorique (H)	$l_r = M + 1.7507e^{-4}$
Inertie de l'arbre ($kg.m^2$)	$J=1000$
Coefficient de frottement de la MAS	$f=0.0024$
Nombre de paire de pôles	$p = 2$
Pulsation du réseau (rd)	$\omega_{res} 2 * \pi * 50$
Résistance du filtre (Ω)	$R_t = 0.002e^{-003}$
Inductance du filtre (H)	$L_t = 5e^{-003}$
Capacité du bus continu (μF)	$C=4400$

Annexe C. Paramètres des réseaux étudiés

C.1. Ferme éolienne connectée à un réseau infini

a. Paramètres du réseau interne

Tableau A.3. Paramètres du réseau interne

Paramètres	Valeur	Unité
Puissance de base	12.6	MVA
Résistance des lignes	0.005	$p.u$
Réactance des lignes	0.02	$p.u$
Résistance du transformateur	0.004	$p.u$
Réactance du transformateur	0.08	$p.u$
<i>Susceptance</i>	<i>0.17</i>	<i>p.u</i>

b. Paramètres du réseau externe ou réseau infini

Tableau A.4. Paramètres du réseau infini

Paramètres	Valeur	Unité
Puissance de base	12.6	MVA
Résistance des lignes	0.017	$p.u$
<i>Réactance des lignes</i>	<i>0.098</i>	<i>p.u</i>

C.2. Le réseau de 3 générateurs et 9 jeux de barres

c. Caractéristique des machines

Tableau A.5. Caractéristique des machines

Paramètres	Centrale 1	Centrale 2	Centrale 3
Sn(MVA)	247.5	192	128
U(kV)	16.5	18	13.8
Facteur de puissance	1.0	0.85	0.85
Type	Hydraulique	Turbo	Turbo
W(tr/min)	180	3600	3600
X_d	0.1460	0.8958	1.3125
X'_d	0.0608	0.1198	0.1813
X_q	0.0969	0.8645	1.2578
X'_q	0.0969	0.1969	0.25

d. Caractéristique des lignes

Tableau A.6. Caractéristique des lignes

NŒUD 1	NŒUD 2	R	X	B/2
1	8	0	0.0576	0
2	7	0	0.0625	0
3	9	0	0.0856	0
4	7	0.032	0.161	0.153
4	8	0.01	0.085	0.088
5	8	0.017	0.092	0.079
5	9	0.039	0.170	0.179
6	7	0.0085	0.072	0.0745
6	9	0.0119	0.1008	0.1045

Références Bibliographiques

- [1] Mission Découverte sur les Energies Renouvelables et la Maîtrise de l'Energie du 3 au 6 décembre 2006, disponible aux sites : www.neal-dz.com, www.sonelgaz.dz
- [2] P. Ledesma, J. Usaola, J.L. Rodriguez, "Transient stability of a fixed speed wind farm", submitted to Elsevier Science, 5 August 2002.
- [3] J. Tamura, T. Yamazaki, M. Ueno, Y. Matsumura and S. Kimoto, "Transient Stability Simulation of Power System Including Wind Generator by PSCAD/EMTDC", IEEE Porto Power Tech Conference 2001.
- [4] D. J. Trudnowski, A. Gentile, J. M. Khan, and E. M. Petritz, "Fixed- Speed Wind-Generator and Wind-Park Modelling for Transient Stability Studies", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, November 2004.
- [5] S. El-Aimani, B. Francois, F. Minne, B. Robins, "Modeling and simulation of doubly fed induction generators for variable speed wind turbines integrated in distribution network" European conference on power electronics and applications, September 2003, Toulouse, France.
- [6] M. A. B. Amora, U. H. Becerra, "Assessment of the effects of wind farms connected in a power system", IEEE Porto Power Tech Conference, 10, 11, September 2001, Porto, Portugal.
- [7] Markus A. Pöler, "Doubly-fed induction machine models for stability assessment of wind farms", DIgSILENT, Heinrich-Hertz-Str, 2002, Germany.
- [8] BELFEDAL Chiekh, "Commande d'une machine asynchrone à double alimentation en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne", Thèse de Doctorat, Université des sciences et Technologies d'Oran, 2007.
- [9] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Ed John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [10] P. Berlu, "Calcul des Efforts Subis par les Eoliennes de Moyenne et Forte Puissance", Thèse de Doctorat, Université des sciences et Technologies de Lille I, 1999.
- [11] Site Internet de l'Association Danoise de l'Industrie Eolienne, www.windpower.org.
- [12] Frédéric POITIERS, "Etude et commande de générateurs asynchrones pour l'utilisation de

- l'énergie ", Thèse de Doctorat, l'Ecole polytechnique de l'Université de Nantes, 2003.
- [13] Dr. Gary, L. Johnson "Wind Energy Systems", Electronic Edition, 20 November, 2001.
- [14] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Ed John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [15] "Modelling of Wind Turbines for Power System Studies", Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden 2003.
- [16] A. Tounzi, "Utilisation de l'Energie Eolienne dans la Production de l'Electricité", Revue 3EI, Mars 2000, pp. 24-38.
- [17] J. Ancel, "Machines Asynchrones, Fonctionnement et Calcul", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique, D 451-9, D3II.
- [18] A. Tounzi, "Utilisation de l'Energie Eolienne dans la Production de l'Electricité", Revue 3EI, Mars 2000, pp. 24-38.
- [19] D. Schreiber, "State of art of variable speed wind turbines", 11th International symposium on power electronics – Ee 2001, Novi Sad, Oct.-Nov. 2001, CDROM proceedings.
- [20] C. Colliez, A. Tounzi, F. Piriou, "Vector Control of an Autonomous Induction Generator Connected to a PWM Rectifier", Proceedings of EPE 97, vol. 2, pp. 711-716, September 8-10, Trondheim, Norvège 1997.
- [21] "The Electrical Engineering Handbook Series", Editor Richard C. Dorf University of California, Davis Published in 2006 by CRC Press.
- [22] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [23] L. Refoufi, B.A.T. Al Zahawi, A.G. Jack "Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator", IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 14, Issue 3, 1999, pp 333-339.
- [24] G.A. Smith, K.A. Nigim, "Wind-energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator", Proc. IEE, 1981, 128, pp. 317-324.
- [25] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins, "Power Electronics, Converters, Applications and design", Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-58408-8.
-

- [26] T. Weigel, "Demagnetization effect in synchronous machine with permanent magnets", Proceedings of the 33rd International Symposium on Electrical Machines, 1997, pp 99-104.
- [27] R. Michaux, P. Letellier, "Les Machines Discoïdes à Champ Axial dans les Systèmes de Production Electrique", Revue de l'Electricité et de l'Electronique, N° 3, Mars 1997, pp. 37- 42.
- [28] M. Machmoum, L. Moreau, M. Zaïm, G. Barakat, N. Takorabet, Ch. Chillet, D. Matt, S. Taïbi, A. Tounzi, Ch. Espanet, A. Miraoui, H. S. Zire, "Comparaison de structures électromagnétiques pour une application en générateur à faible vitesse et fort couple, A paraître dans "Electrotechnique du Futur" - 9 & 10 Décembre 2003, Gif-sur-Yvette.
- [29] B. Raison, A. Morales, M. Crappe, "L'Energie Electrique Eolienne, Partie I : Présentation Générale et Approche Probabilistique", Revue Internationale de Génie Electrique, Vol. 5/3-4 – 2002, pp. 405-484.
- [30] A.S. Neris, N.A. Vovos, G.B. Giannakopoulos, "A Variable Speed Wind Energy Conversion Scheme for Connection to Weak AC Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, N° 1, March 1999, pp. 122-127.
- [31] A. Toba, T. A. Lipo, "Generic Torque-Maximizing Design Methodology of Surface Permanent-Magnet Vernier Machine", IEEE Trans Ind. Appl., vol 36, n°6, Nov 2000, pp.1539-1546.
- [32] L. Moreau "Machine à reluctance variable basse vitesse: optimisation de la forme des dents rotoriques et statoriques", Actes de JCGE'03, 5 et 6 juin 2003, Saint-Nazaire, pp. 141-145.
- [33] S. Taïbi, "Contribution à l'étude, la conception, le dimensionnement et l'optimisation de machines à réluctance variable de type Vernier", Thèse de Doctorat de l'Université de Lille 1 (USTL), juillet 2002.
- [34] " Electrotechnique et application ", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique, D3 545, D4 025, D4 090 et D4 120 Technique de l'ingénieur.
- [35] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques" Thèse de Doctorat, l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [36] Wilki, W. E. Leithhead, C. Aderson, "Modelling of Wind turbines by simple models Wind engineering", vol. 14, No 4, 1990, pp.247-274.

- [37] E. De Vries, "Wind turbines technology trends", Vol. 6, No.4, James (Science Publishers), Renewable Energy World, July-August 2003.
- [38] Ackermann T (ed.), "Wind Power in Power Systems", Ed. John Wiley & Sons, Chichester, England, 2005.
- [39] Nachida Kasbagji Merzouk, Mustapha Merzouk, Hafida Daaou Nedjari, Sabéha Haddouche "Influence des paramètres intersèque sur la qualité d'énergie éolienne utilisable", 8ème Séminaire International sur la Physique Energétique Centre Universitaire de Béchar–Algérie, 11 et 12 Novembre 2006.
- [40] F. Milano, L. Vanfretti, J. C. Morataya, An Open Source Power System Virtual Laboratory: "The PSAT Case and Experience", IEEE Transactions on Education, vol. 51, no. 1, pp. 17-23, February 2008. Available at: www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/
- [41] J. Lesenne, F. Notelet, G. Séguier, " Introduction à l'électrotechnique approfondie ", Technique et documentation, Paris, 1981, ISBN 2-85206-089-2.
- [42] A. D. Hansen, F. Iov, P. Sørensen, N. Cutululis, C. Jauch, F. Blaabjerg, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIGSILENT", Risø National Laboratory Technical University of Denmark Roskilde, Denmark August 2007.
- [43] G. Segulier " Electrotechnique industrielle", Editions Technip 1990.
- [44] P.M. Anderson and A.A. Fouad, "Power System Control and Stability ", IEEE Press, New York.
- [45] KUNDUR P., " Power System Stability and Control", Ed. McGraw Hill Inc., New York.

ملخص: السمة الرئيسية للرياح تكمن في التغير ، ولهذا السبب ، من المهم ان قيمة تأثير الرياح على الاستقرار على الشبكات الكهربائية وعلى وجه الخصوص ، هي تحقيق الاستقرار العابر بعد اضطراب معين. بعد التطرق الى المفاهيم العامة والمعادلات التي تحكم عمل المولدات الريحية ، تم تقديم وعرض مختلف الآلات المختلفة -- المحولات المستخدمة في طاقة الرياح ، ثم دراسة الاستقرار العابر في الشبكات الكهربائية. هذا العمل يطرح نموذج المولدات الريحية والآلات المستخدمة في هذا النظام في توليد الطاقة الكهربائية. تمت دراسة هذا النظام باستخدام بيئة Matlab بالموازيات مع psat. إن المحاكاة المطبقة على النظام، تمت مقارنة الاختلافات من شروط الاستقرار العابر للنظام الكهربائي ، والتكامل الموجود بين وظائف السرعة الثابتة والمتغيرة والمولدات الريحية. إن النموذج المقترح في هذا العمل يدل على التكامل بين المولدات الريحية في الشبكات الكهربائية و تقدير الخصائص الديناميكية لنظام الاستقرار العابر في الشبكة الكهربائية **كلمات مفتاحية:** الطاقة الريحية ، الشبكات الكهربائية ، الاستقرار العابر، نمييط

Résumé :

La principale caractéristique du vent réside dans sa variabilité, donc non « dispatchable » c'est pourquoi, il est important d'évaluer l'impact des fermes éoliennes sur la stabilité sur les réseaux électriques et en particulier, sur sa stabilité transitoire à la suite d'une perturbation donnée.

Après un bref rappel des concepts et équations régissant le fonctionnement d'un système éolien, ce document dresse un état de l'art des ensembles machines – convertisseurs utilisés dans l'énergie éolienne suivi par l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Ce travail présente le modèle de turbine éolienne et les génératrices utilisées dans ce système. La simulation réalisée sous environnement Matlab en utilisant PSAT.

Les simulations effectuées étudient la stabilité transitoire d'un système électro énergétique, et l'impact d'intégration des fermes éoliennes fonctionnant à vitesse fixe et variable.

Dans ce travail, le modèle proposé démontre l'impact d'intégration de la ferme éolienne dans le réseau électrique et permet d'estimer les caractéristiques dynamiques de la stabilité transitoire dans un système électrique.

Mots Clés : Energie Eolienne, Réseaux Electriques, stabilité transitoire, modélisation.

Abstract:

The main characteristic of wind resides in its variability, therefore no « dispatchable », it is why, it is important to value the impact of the wind farms on the stability on the electric networks and in particular, on her transient stability following a given disturbance.

After a brief recall of the concepts and equations governing the working of a wind system, this document raises of the art state of the different machines - converters used in the wind energy, followed of the transient stability studies on electric networks.

This work presents the model of wind turbine and the machines used in this system. The simulation achieved under Matlab environment while using the PSAT.

The simulations consists to compare the variations of the conditions of the transient stability of a system electro energing, and the impact of integration of the wind farms functions in fixed and variable speed.

In this work, the proposed model demonstrates the impact of integration of the wind farm in the electric network and permits to estimate the characteristic dynamic of the transient stability in an electrical system.

Key Words : Wind energy, electric networks, transient stability, modelling.