

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)

Faculté de Technologie

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Par :

Melle. MOKHNACHE Madiha

Thème

Etude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs FACTS

Soutenu le 08/01/2012 devant la commission d'examen composée de :

M. BAYADI Abdelhafid	Professeur à l'Université de Sétif	Président
M. GHERBI Ahmed	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Rapporteur
M. HEMSAS Kamel Eddine	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examineur
M. HACHEMI Mabrouk	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examineur

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail,

-A ma mère

-A mon père

-A mon époux Abdelaziz et ma fille Meriem

- A mes très chers frères : Walid et Khaled

-A ma sœur et son époux et son adorable fillette Tasnime.

-Aux familles Mokhnache et Bellout

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

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu Dr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire, pour avoir suivi ce travail avec autant de rigueur que de sympathie et de m'avoir formée sur tous les aspects des métiers de la recherche et de l'enseignement. Je lui exprime toute ma gratitude pour sa grande expérience, ses qualités humaines ainsi que ses inestimables conseils qui m'ont permis de mener à bien ce mémoire. Qu'il trouve dans ce mémoire la marque de ma gratitude et de mes remerciements.

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail : Prof. BAYADI Abdelhafid pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire Dr. HEMSAS Kamel Eddine et Dr. HACHEMI Mabrouk pour avoir accepté d'être examinateurs de ce mémoire et pour leur participation au jury.

A tous les enseignants du département d'électrotechnique qui, au cours des années de formation, n'ont ménagé aucun effort pour m'inculquer les valeurs de rigueur, de travail et de discipline. C'est aussi l'occasion pour moi de leur adresser mes sincères remerciements pour leur soutien qu'ils m'ont souvent prêté durant toute ma scolarité à l'université.

A l'ensemble de tous mes camarades et amies, pour la parfaite collaboration dont ils ont fait montré afin que mon passage à la faculté se fasse dans un esprit de solidarité et de compréhension mutuelle.

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

Sétif, le 08/01/2012

M.MOKHNACHE

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
<i>Chapitre 01</i>	<i>4</i>
SURVOL SUR LES SYSTEMES EOLIENS	4
1.1. Introduction	4
1.2. Situation énergétique mondiale	4
1.3. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne.....	5
1.3.1. Définition de l'énergie éolienne	5
1.3.2. Principaux composants d'une éolienne.....	6
1.4. Différents types d'éoliennes	7
1.4.1. Eoliennes à axe vertical.....	7
1.4.2. Eoliennes à axe horizontal.....	7
1.4.3. Différentes technologies d'éoliennes.....	8
1.5. Types de régulation de puissance	9
1.6. Intérêt de la vitesse variable	12
1.7. Caractéristique puissance - vitesse d'une éolienne à grande puissance	12
1.8. Types de conversions électromécanique.....	14
1.8.1. Machines asynchrones à cage d'écureuil.....	14
1.8.2. Machine asynchrone à double alimentation (rotor bobiné)	15
1.8.3. Générateur synchrone	18
1.9. IMPACTS DE L'ENERGIE EOLIENNE	19
1.9.1. Couplage au réseau	19
1.9.2. Fluctuations de puissance.....	20
1.9.3. Comportement sur creux de tension	21
1.10. Conclusion.....	21
<i>Chapitre 02</i>	<i>22</i>
AMELIORATION DE LA STABILITE D'UNE FERME EOLIENNE	22
2.1. Introduction	22
2.2. Stabilité des réseaux	22
2.2.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	23
2.2.2. Stabilité de l'angle de rotor	23
2.2.3. Stabilité de tension.....	30
2.2.4. Stabilité de fréquence	31

2.3. Moyen d'amélioration de la stabilité.....	31
2.3.1. Amélioration de la stabilité par les PSS.....	31
2.3.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS	32
2.3.3. Comparaison entre le SVC et le STATCOM.....	36
2.3.4. Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques.....	41
2.4. Conclusion.....	43
 <i>Chapitre 03</i>	 44
MODELISATION DU SYSTEME ETUDIE	44
3.1. Introduction	44
3.2. Modélisation d'un système éolien	44
3.2.1. Modèles du vent.....	44
3.2.2. Modélisation de la turbine.....	45
3.2.3. Modélisation de la machine asynchrone.....	50
3.3. Modélisation du STATCOM.....	58
3.3.1. Modèle mathématique de STATCOM.....	58
3.3.2. Modèle mathématique en considérant le circuit DC	59
3.4. Conclusion.....	61
 <i>Chapitre 04</i>	 62
SIMULATIONS ET INTERPRETATIONS DES RESULTATS	
OBTENUS.....	62
4.1. Introduction	62
4.2. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques	62
4.2.1. Nécessité de même tension.....	63
4.2.2. Nécessité de même fréquence nominale	63
4.3. Etude d'une éolienne à vitesse fixe intégrée à un jeu de barres infini	63
4.3.1. Description du réseau étudié	63
4.3.2. Résultats de Simulation	64
4.4. Etude d'une ferme éolienne à vitesse variable intégrée à un réseau multimachine.....	71
4.4.1. Sans l'intégration de la ferme éolienne	72
4.4.2. Avec l'intégration de la ferme éolienne.....	74
4.4.3. Avec l'intégration de STATCOM	75
4.5. Conclusion.....	77
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	78
 Annexe	 80

Références bibliographiques82

Liste des figures

Figure 1-1. Conversion de l'énergie cinétique du vent	5
Figure 1-2. Principaux composants d'une éolienne	6
Figure 1-3. Flux d'air sur un profil de pale " stall " [12].....	10
Figure 1-4. Variation de l'angle de calage d'une pale [20 ; 21 ; 22]	11
Figure 1-5. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique [14].....	12
Figure 1-6. Zones de fonctionnement de la turbine [24 ; 25]	13
Figure 1-7. Éolienne directement connectée au réseau. [27].....	14
Figure 1-8. Machine asynchrone avec liaison indirecte au réseau.....	15
Figure 1-9. MADA avec contrôle du glissement par dissipation d'énergie.....	16
Figure 1-10. Structure de KRAMER.	16
Figure 1-11. Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur.....	17
Figure 1-12. Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI.....	18
Figure 1-13. Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau. [33].....	20
Figure 1-14. Gabarries de tenue en creux de tensions des parcs éoliens. [30]	21
Figure 2-1. Classification des différents types de stabilité d'un système électrique.	23
Figure 2-2. Variation d'angle rotorique.....	25
Figure 2-3. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini	26
Figure 2-4. Relation puissance- angle rotorique	27
Figure 2-5. Variation d'angle rotorique.	27
Figure 2-6. Evolution de puissance électrique en fonction des angles rotoriques.....	28
Figure 2-7. Schéma de TCR et TSC	33
Figure 2-8. Caractéristique d'un SVC [5].....	33
Figure 2-9. Schéma de base d'un SVC	34
Figure 2-10. Schéma unifilaire du STATCOM. [44]	35
Figure 2-11. Caractéristique tension courant V-I.....	36
Figure 2-12. Structure de TCSC.....	37
Figure 2-13. Schéma de principe du TCSR.....	37
Figure 2-14. Schéma de base du SSSC.....	38
Figure 2-15. Schéma de base de l'UPFC	39
Figure 2-16. Schéma de base d'un TCPAR.....	40
Figure 2-17. Schéma de base d'un IPFC.	41
Figure 2-18. Schéma de deux réseaux connectés	41

Figure 2-19. Diagramme schématique pour l'application des FACTS.	42
Figure 3-1. Vent simulé : gisement EDF « canal des dunes » amplifié.....	45
Figure 3-2. Schéma de la turbine éolienne	45
Figure 3-3. Coefficient de puissance	46
Figure 3-4. Régulation de l'angle avec un correcteur PI.	48
Figure 3-5. Système de génération β de référence.....	49
Figure 3-6. Modélisation de la turbine sous Matlab/Simulink.....	49
Figure 3-7. Structure générale de la machine asynchrone [14].....	50
Figure 3-8. Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique.	54
Figure 3-9. Modèle de la chaîne de conversion éolienne fonctionnant à vitesse fixe.....	56
Figure 3-10. Caractéristiques mécaniques de la turbine éolienne basée sur la MAS à cage.....	57
Figure 3-11. Passage de repère (α, β) vers le repère (d, q)	59
Figure 4-1. Réseau test étudié.....	63
Figure 4-2. Tensions aux jeux de barre 1 et 2.....	64
Figure 4-3. Résultats de simulation sans compensation et sans défaut.	65
Figure 4-4. Résultats de simulation sans compensation et sans défaut.	66
Figure 4-5. Système avec la présence de STATCOM.....	66
Figure 4-6. Résultats de simulations avec compensation (STATCOM).....	67
Figure 4-7. Résultats de simulations avec compensation (STATCOM).....	68
Figure 4-8. Résultats de simulations avec compensation(STATCOM) en présence de défaut.	68
Figure 4-9. Résultats de simulations avec compensation (STATCOM) en présence de défaut.	69
Figure 4-10. Réseau test avec SVC	70
Figure 4-11. Résultats de simulations avec compensation (SVC) en présence de défaut.	70
Figure 4-12. Les tensions au niveau de jeu de barres 1 et 2	71
Figure 4-13. Réseau test de 5 jeux de barres	72
Figure 4-14. Résultats de simulation sans intégration d'une ferme éolienne pour $t_d=0.421s$ et $t_d=0.422s$	73
Figure 4-15. Résultats de simulation sans intégration d'une ferme éolienne pour $t_d=0.310s$ et $t_d=0.311s$	74
Figure 4-16. Réseau test en présence de STATCOM.....	75
Figure 4-17. Résultats de simulation avec intégration du STATCOM pour $t_d=0.315s$ et $t_d=0.316s$	76

Liste des tableaux

Tableau 2-1. Problèmes rencontrés dans les réseaux et les FACTS aptes pour les résoudre.	42
Tableau 4-1. Paramètres de bases du système étudié	64
Tableau 4-2. CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau Test	73
Tableau 4-3. CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau Test en présence de la ferme éolienne	75
Tableau 4-4. CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau Test en présence de STATCOM.....	77

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

SSE	Système de Stockage d'Énergie
FACTS	Flexible AC Transmission System
STATCOM	Static synchronous compensator
UPFC	Unified Power Flow Controllers
SVC	Static Var Compensators
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MAS	Machine Asynchrone
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (transistor bipolaire à grille isolée)
GTO	Gate Turn Off thyristor (le thyristor commandé à l'ouverture)
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
MOV	Metal Oxide Varistor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
LTC	Load Tap Changer
POD	Power Oscillation Dumper
IPFC	Interline Power Flow Controller

Symboles

ρ	La densité volumique de l'air. (kg/m^3)
V_i	La tension au jeu de barres 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)
C_g	couple d'entraînant du générateur (N.m)
$\Omega_{méc}$	vitesse de rotation du rotor de la génératrice (rad/s)
C_{aer}	couple aérodynamique (N.m)

G	vitesse de gain du multiplicateur
$J_{turbine}$	inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice (Kg.m^2)
J	inertie totale (Kg.m^2)
C_{mec}	couple mécanique (N.m)
C_{em}	couple électromagnétique produit par la génératrice (N.m)
C_{vis}	couple des frottements visqueux (N.m)
f	coefficient de frottements visqueux
R	résistance électrique (Ω)
v	tension électrique (V)
i	courant électrique (A)
φ	flux total a travers l'enroulement (web)
θ	angle entre le repère statorique et le repère rotorique (rad)
v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}	Tensions simples triphasées au stator de la machine (V)
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}	Courants au stator de la machine (A)
$\varphi_{sa}, \varphi_{sb}, \varphi_{sc}$	flux propres circulants au stator de la machine (web)
v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}	Tensions simples triphasées au rotor de la machine (V)
i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}	Courants au rotor de la machine (A)
$\varphi_{ra}, \varphi_{rb}, \varphi_{rc}$	flux propres circulants au rotor de la machine (web)
R_s	résistance des enroulements statorique (Ω)
R_r	résistance des enroulements rotorique (Ω)
l_s	coefficient d'inductance propre d'un enroulement statorique (H)
m_s	coefficient d'inductance mutuelle entre deux bobinages statorique (H)
m_1, m_2, m_3	coefficients d'inductance mutuelle avec les trois bobinages rotoriques (H)
m_{sr}	valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique (H)
Φ_{sabc}	vecteur flux a travers le stator (web)
Φ_{rabc}	vecteur flux a travers le rotor (web)
l_r	Coefficient d'inductance propre des enroulements rotoriques (H)
m_r	Coefficient d'inductance mutuelle entre deux enroulements rotoriques (H)
P	matrice de transformation de PARK
θ_s	angle électrique de stator (rad)
θ_r	angle électrique de rotor (rad)
V_{dq0}	vecteur tension dans le repère de PARK (V)

INTRODUCTION GENERALE

La progression rapide de la demande énergétique mondiale et l'échéance des réserves d'énergies fossiles favorise le développement des énergies renouvelables. Ces énergies, que l'on appelle renouvelables, ont été longtemps et pour la plupart les seules énergies disponibles, faibles en puissance, dispersées sur les territoires. Le charbon, le pétrole, le gaz, concurrents à partir du 18^{ième} siècle et sources d'énergie beaucoup plus concentrées et plus efficaces, ne sont pas équitablement répartis sur les territoires, ils ont été sources de conflits [1].

D'une part, les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. D'autre part, les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie électrique et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie [1].

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement. Néanmoins, les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts et d'augmenter l'efficacité énergétique.

D'autre part, la profonde restructuration du secteur de l'énergie électrique, résultant de la Directive Européenne CE 96-92, organisant le marché de l'électricité dans l'Union Européenne, sur laquelle viennent se greffer de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (Protocole de Kyoto, Japon, 1997), d'utilisation de sources d'énergie renouvelables, 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 [2-4]. Sa matière première «le vent» est gratuite. Cependant, sa connexion au réseau électrique est un peu plus compliquée parce qu'elle ne participe pas d'une part au réglage de la tension et de la fréquence ; et d'autre part, son énergie est fluctuante. Ceci peut être considéré comme une perturbation sur la

puissance injectée dans le réseau et peut mettre en danger la stabilité du réseau. En plus, les éoliennes modifient la structure du réseau, cette modification change les comportements dynamiques des machines suite à une perturbation comme un court-circuit.

Les moyens classiques de contrôle des SEE (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes.

Il faudra vraisemblablement, dans l'avenir, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) pour la compensation d'énergie réactive et le contrôle des réseaux [5]. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Le but de ce travail est l'étude la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique en présence d'un système FACTS. Cette simulation oblige l'utilisation d'un certain nombre d'étapes. Ces étapes sont divisées en quatre chapitres organisés de la manière suivante :

Le premier chapitre est consacré à la description des différents types d'éoliennes (à axe vertical, horizontal), leurs caractéristiques technologiques, leurs systèmes de régulation mécanique utilisés pour avoir un meilleur rendement, puis l'impact de l'énergie éolienne sur le réseau électrique

Le deuxième chapitre présente l'amélioration de la stabilité de réseau électrique auquel est connecté une ferme éolienne en décrivant les différents types de stabilité du système électrique avec les moyens d'amélioration tels que les systèmes FACTS comme le STATCOM ,SVC ,TCSC ,et UPFC...etc.et on se limitera à l'étude de l'impact de STATCOM dans les chapitres qui suivent.

Le troisième chapitre porte sur la modélisation de la chaîne de conversion dans le système éolienne (turbine + générateur). Dans ce chapitre, on présente un modèle de la machine asynchrone puis le modèle du STATCOM

Afin de valider le modèle proposé pour cette chaîne de conversion, le quatrième chapitre présente le rôle principal du STATCOM dans l'amélioration de la stabilité des fermes éoliennes fonctionnant à vitesse fixe puis à vitesse variable. Des défauts symétriques ont été considérés pour

étudier l'impact des éoliennes sur la stabilité des systèmes électriques 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

SURVOL SUR LES SYSTEMES EOLIENS

1.1. Introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes [6]. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

Dans ce chapitre, on décrit le système éolien. On montre ses éléments et son principe de fonctionnement, on présente les principaux types du système et leurs applications, leurs systèmes de régulation mécanique utilisés pour avoir un meilleur rendement, puis l'impact de l'énergie éolienne. Ainsi que les différents types des machines utilisées dans l'éolienne.

1.2. Situation énergétique mondiale

La consommation énergétique ne peut que croître, pour deux raisons : l'une est l'accroissement accéléré de la population, qui devrait atteindre huit milliards d'individus en 2050, l'autre réside dans le fait que les pays en développement ne peuvent élever leur niveau de vie qu'en augmentant notablement leur consommation énergétique. Cela laisse supposer une demande fortement croissante en énergie électrique dans les prochaines années. [7 ; 8]

Les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolienne, géothermique..) ne représentent actuellement qu'environ 20 % de la production mondiale d'électricité ; en excluant l'hydroélectricité, ce taux tombe à 2 % [5]. Dans un contexte de crise énergétique mondiale sous-tendue par l'impératif d'un développement durable (problèmes environnementaux, épuisement des ressources fossiles, ...), les défis du futur énergétique nécessiteraient le développement des énergies renouvelables comme sources de substitution, propres et inépuisables.

Dans ce contexte, la filière éolienne représente le créneau à plus forte croissance dans la production d'électricité. Parallèlement au marché de la génération éolienne de forte puissance, se développent de plus en plus des systèmes de petite taille en site isolé. Ces derniers s'adaptent bien aux spécificités de notre pays, l'Algérie [9].

1.3. Descriptif et qualités de l'énergie éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement des autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir oublié pendant longtemps cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers.

Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion Allemande, Scandinave et Espagnole, on comptait en 2000 environ 15000 MW de puissance installée. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW de puissance éolienne installée dans le monde [1].

1.3.1. Définition de l'énergie éolienne

Un système éolien ou avec un autre terme un aérogénérateur ou encore une éolienne peut être défini comme étant : un système composé d'éléments aptes à transformer une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique puis en énergie électrique [10]. La plupart des aérogénérateurs commerciaux, surtout les grands, sont à axe horizontal. La part de marché représentée par les systèmes à axe vertical est minuscule. Les aérogénérateurs de grande taille sont parfois construits isolément ou rassemblés en groupes (parcs d'éoliennes) comportant dix éléments ou plus, parfois même des centaines. [11]

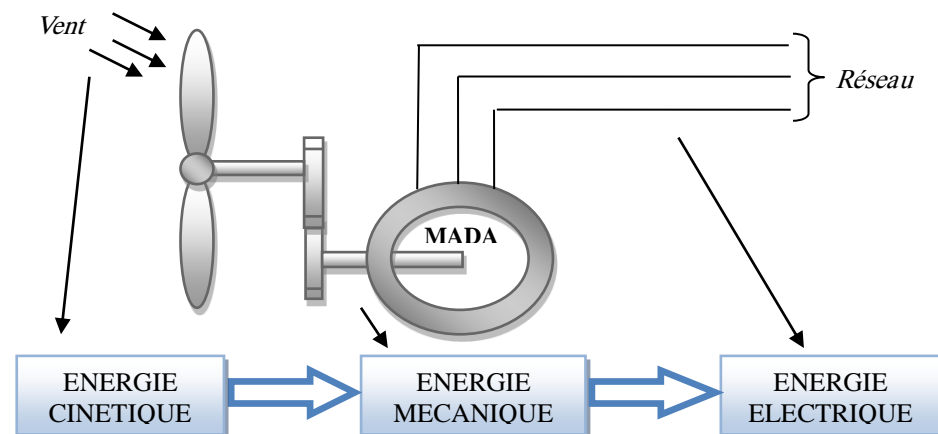


Figure 1-1. Conversion de l'énergie cinétique du vent

1.3.2. Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de quatre éléments principaux [11]:

1.3.2.1. Le mât

Généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique qui supporte la nacelle est le rotor de la turbine. Il est important qu'il soit assez élevé (40 à 60 m de hauteur pour une éolienne de 500 kW) pour exploiter les vents les plus forts en altitude. A l'intérieure de ceux-ci se trouve une échelle qui permet d'accéder à la nacelle pour l'entretien.

1.3.2.2. Les pales

Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

1.3.2.3. La nacelle

Elle rassemble tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres, multiplicateur, roulement, le frein à disque qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge, le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone, les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent).

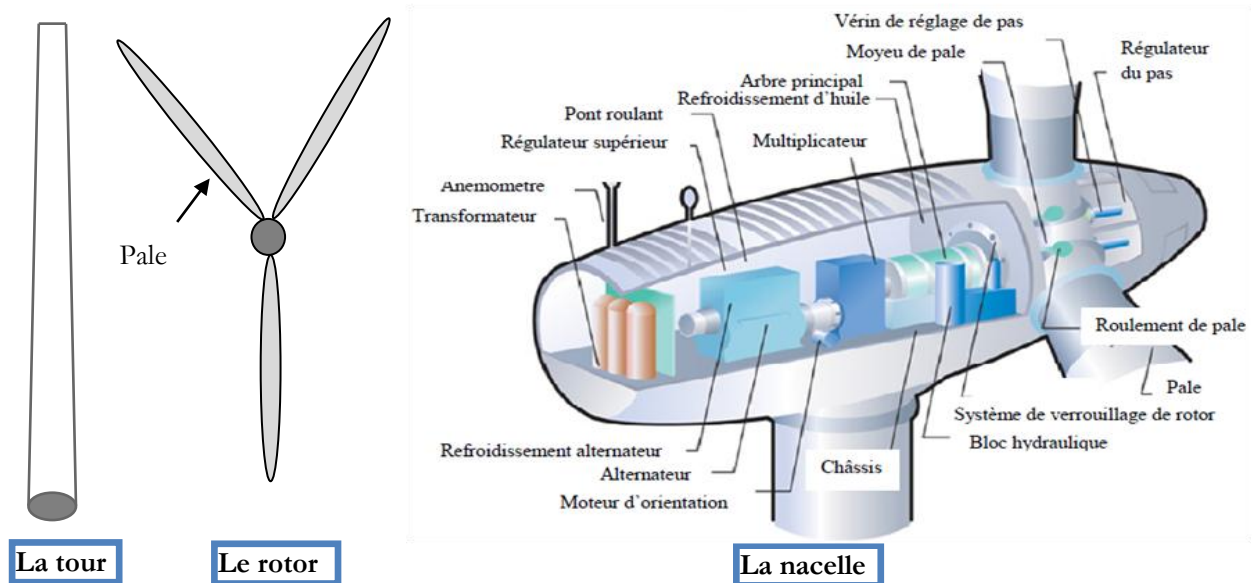


Figure 1-2. Principaux composants d'une éolienne

1.4. Différents types d'éoliennes

Dans la littérature, on classe les éoliennes en deux types sur le plan de structure, le premier type regroupe les éoliennes à axe vertical et le second regroupe les éoliennes à axe horizontal.

1.4.1. Eoliennes 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 : [12]

- 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, et on n'a pas besoin de munir la machine d'une tour. [13]
- 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, mais elles sont très vite disparues du marché du fait de leur faible rendement et des fluctuations importantes de puissance provoquées. [14]
- Des 1988 Naqra et Dubé [15] étudient le cas des turbines pour les éoliennes à axe vertical associés à des machines à rotor bobiné. Les simulations montrent que l'ondulation de la puissance électrique est sensiblement réduite et que le fonctionnement est stable lorsque la vitesse du vent varie.

1.4.2. Eoliennes à axe horizontal

Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables. Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent. [13]

a. Avantages

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage de sol.

b. Inconvénient

- Coût de construction très élevé.
- L'emplacement des appareillages au sommet de la tour gêne l'intervention en cas d'incident.

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

1.4.3. Différentes technologies d'éoliennes

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles à vitesse constante et celles à vitesse variable.

1.4.3.1. Fonctionnement 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 Ω_{mec} est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. Le couple mécanique entraînant tend à accélérer la vitesse de la génératrice. Cette dernière fonctionne alors en hyper synchrone et génère de la puissance électrique sur le réseau.

a. Avantages

- Simplicité d'implantation [16 ; 14].
- Plus grande fiabilité [16].
- Pas besoin de système de commande [14].
- Moins cher [16].

b. Inconvénient

- En vitesse fixe, le maximum théorique de puissance n'est pas atteint [14].

A. BEUGNIEZ, et T. GHENAM [17] ont décrit le comportement dynamique d'une turbine éolienne à vitesse fixe raccordées au réseau électrique. Le modèle est développé sous environnement Matlab / Simulink sous forme d'une structure modulaire. Le système de commande de pas est utilisé

pour la stabilisation de l'éolienne à de pannes du réseau. De cette façon, la stabilité de la tension du système avec des éoliennes raccordées au réseau peut être améliorée en utilisant une commande angle de la lame pour une réduction temporaire de la puissance éolienne lors d'un défaut de court-circuit dans la grille

1.4.3.2. Fonctionnement à vitesse variable

Cette solution a une structure très peu différente par rapport à celle vue au paragraphe précédent, pourtant elle apporte des avantages remarquables. Elle utilise une machine asynchrone avec rotor bobiné connecté au réseau au moyen d'une interface d'électronique de puissance. Cette interface est constituée de deux convertisseurs à interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture et permettant un transfert de puissance bidirectionnel.

a. Avantages

- Une meilleure exploitation de l'énergie du vent
- Une réduction des oscillations du couple et des efforts mécaniques

Il est possible d'augmenter la vitesse de rotation du rotor lors de rafales, tout en stockant l'énergie supplémentaire en forme d'énergie rotative jusqu'à la fin de la rafale. Cela requiert évidemment un système de contrôle très intelligent qui est en mesure de distinguer entre une vraie rafale et simplement des vitesses élevées du vent. De cette manière, on arrive à réduire le couple maximal. [14]

b. Inconvénients de la vitesse variable

- Coût élevé.
- Convertisseur de puissance «complexe» [14]
- Perte énergétique lors du processus de conversion CA-CC-CA.

BEUGNIEZ et GHENNAM [18] ont étudié une supervision centralisée du contrôle de la puissance réactive pour un parc éolien constitué de générateurs à vitesse variable. Une stratégie de distribution de pondération a été utilisée afin de déterminer la référence de puissance réactive pour chaque éolienne.

1.5. Types de régulation de puissance

Il y a deux méthodes principales pour contrôler la puissance aérodynamique recueillie par la turbine et ainsi limiter cette puissance lorsque la vitesse du vent est trop élevée.

a. Un système à décrochage aérodynamique « stall »

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 1-3) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation [12]. Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales.

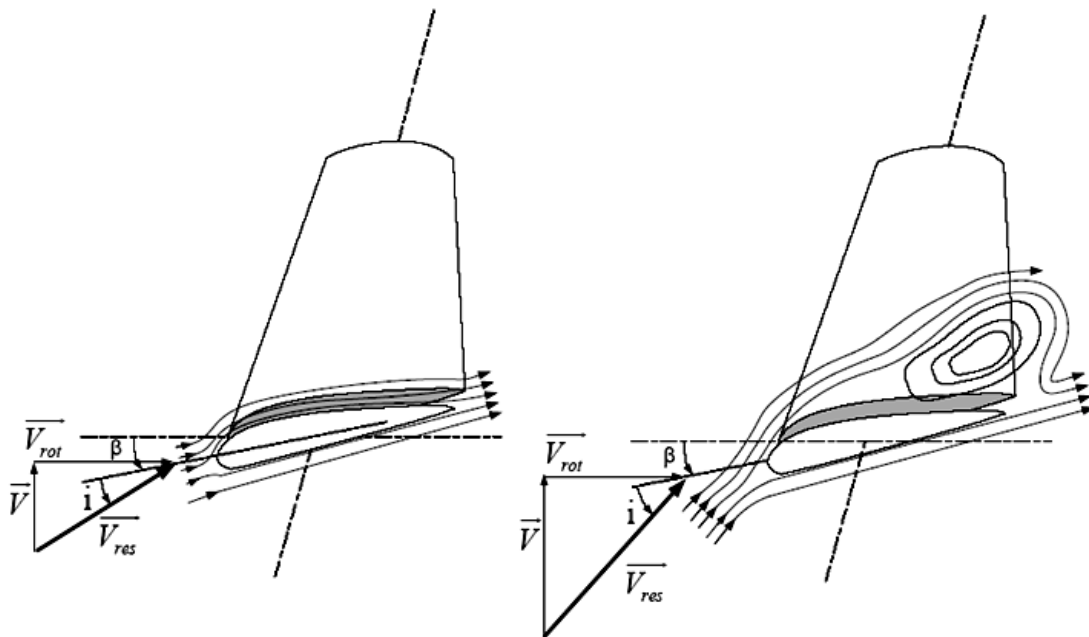


Figure 1-3. Flux d'air sur un profil de pale " stall " [12].

Selon A. MILLER, et E. MULJADI [19], les éoliennes à vitesse variable, de puissance nettement supérieure, utilisent un système d'orientation des pales. Les constructeurs justifient ces choix par des considérations technico-économiques.

b. Un système d'orientation des pales « 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 supérieur à la vitesse nominale. Le système d'orientation des pales à un coût très élevé par rapport au système à décrochage aérodynamique. La figure (1-4) illustre la variation de l'angle de décalage d'une pale.

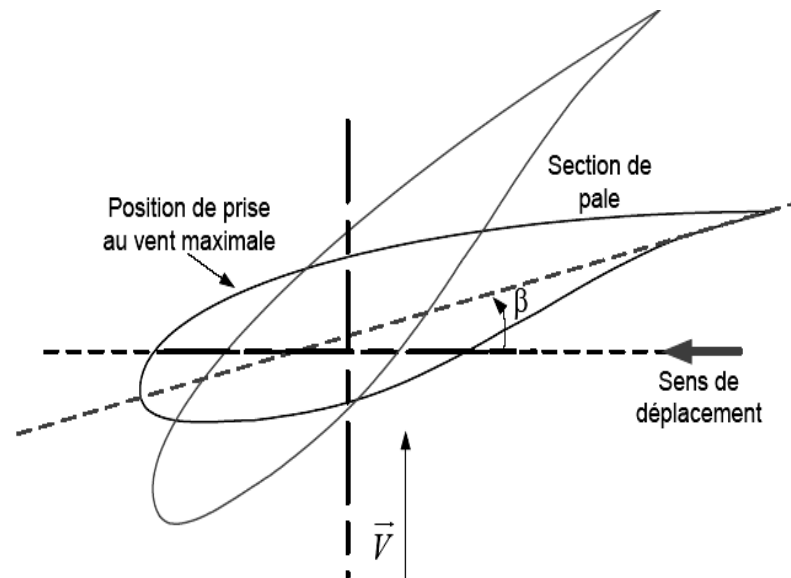


Figure 1-4. Variation de l'angle de calage d'une pale [20 ; 21 ; 22]

CAMBLONG [16] étudie, la commande d'une éolienne à vitesse variable et régulation pitch. Il utilise pour cela une simulation numérique basée sur des modèles simples représentés sous formes d'équations d'état.

Le système de régulation de la puissance par orientation des pales possède les avantages suivants [14]:

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

Ces avantages sont montrés dans l'article [23], MUIJADI, et BUTTERFIEL ont étudié la commande d'une éolienne à vitesse variable avec régulation pitch. L'étude montre qu'il permet d'effectuer un contrôle actif de la puissance pour de larges variations de vent. Ce type de régulation réduit les efforts mécaniques lors des fonctionnements sous puissance nominale et sous grande vitesse et permet également de freiner la turbine si nécessaire. Certains aérogénérateurs combinent les avantages des deux systèmes en réalisant un contrôle stall-actif. En 2000, environ 60% des aérogénérateurs utilisaient la régulation « stall » mais les grandes machines d'aujourd'hui utilisent presque en exclusivité le contrôle « pitch » [16].

1.6. Intérêt de la vitesse variable

La caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de sa vitesse est représentée sur la Figure 1-5.

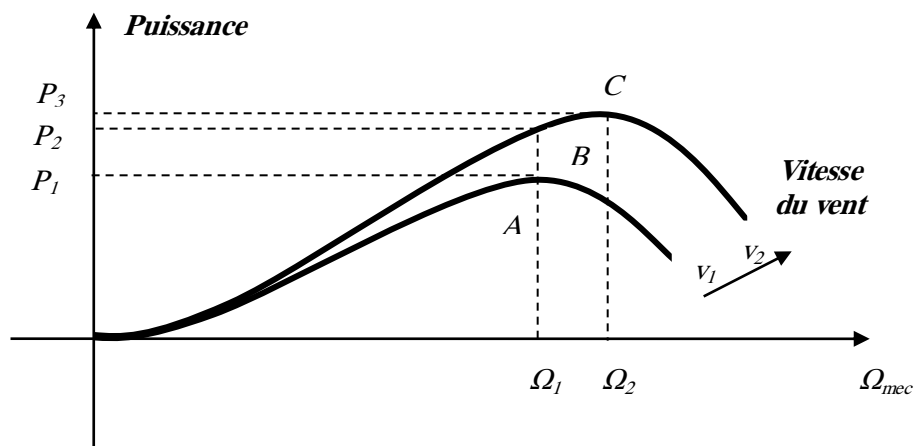


Figure 1-5. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique [14]

Pour une vitesse de vent v_1 et une vitesse mécanique de la génératrice Ω_1 , on obtient une puissance nominale P_1 (point A). Si la vitesse du vent passe de v_1 à v_2 , et que la vitesse de la génératrice reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance P_2 se trouve sur la 2^{ème} caractéristique (point B). La puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point C). Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse de la génératrice à une vitesse supérieure à Ω_2 . Il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée. [14]

L'intérêt de la vitesse variable est montré par A.MILLER dans [19], il propose un contrôle avec la machine asynchrone, en utilisant des convertisseurs standards. Les simulations réalisées montrent que l'ondulation de la puissance électrique est sensiblement réduite et que le fonctionnement est stable lorsque la vitesse du vent varie. Ce contrôle montre une augmentation de l'énergie totale générée, avec la comparaison d'autres systèmes à vitesse fixe.

1.7. Caractéristique puissance - vitesse d'une éolienne à grande puissance

La caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne peut se décomposer en quatre zones (Figure 1-6).

- La phase (zones I) de démarrage de la machine. : la production électrique commence lorsque la vitesse mécanique atteint environ 70% de la vitesse de synchronisme de la génératrice. La puissance électrique reste assez faible.

– La phase d'extraction de la puissance maximale (zones II) ou phase MPPT (Maximum Power Point Tracking) : dans cette zone, la vitesse mécanique varie et peut atteindre une valeur proche de la vitesse nominale. La puissance électrique augmente rapidement. L'angle de calage des pales β reste constant à sa valeur minimale afin d'obtenir un coefficient de puissance C_p maximal. La puissance maximale est ainsi obtenue pour chaque valeur de la vitesse mécanique et pour des vitesses de vent moyennes (7-13 m/s environ).

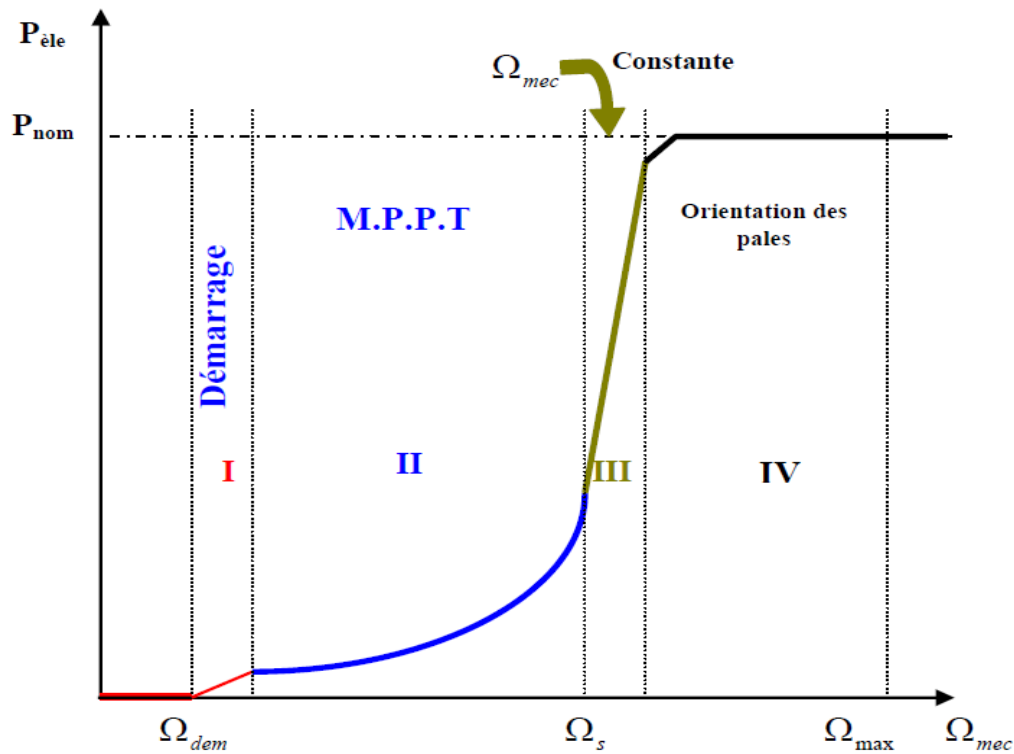


Figure 1-6. Zones de fonctionnement de la turbine [24 ; 25]

– La phase à vitesse mécanique quasi constante (zones III) : l'angle β de calage des pales varie afin d'obtenir une puissance électrique maximale pour différentes valeurs de vent. La puissance électrique augmente très rapidement jusqu'à sa valeur nominale.

– La phase à puissance constante (zones IV) : lorsque la vitesse du vent augmente encore, l'angle de calage des pales devient important afin de conserver la puissance électrique constante et nominale.

Par sécurité, si la vitesse du vent devient trop importante et risque d'endommager l'éolienne, l'angle de calage des pales se fixe à 90° . C'est la mise en drapeau qui met fin au fonctionnement de l'éolienne jusqu'à ce que la vitesse du vent devienne moins importante.

1.8. Types de conversions électromécanique

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe en tenant compte de leurs spécificités

1.8.1. Machines asynchrones à cage d'écureuil

Ces machines sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. [1]

Une topologie consiste à relier directement une MAS à cage d'écureuil au réseau (Figure 1-7). Un multiplicateur est associé à la machine et une batterie de condensateurs assure sa magnétisation. La vitesse de rotation peut alors être faiblement variable, limitée par le glissement maximum de la MAS. Son principal inconvénient est d'une part l'impossibilité de fonctionnement à vitesse variable, ce qui réduit la puissance pouvant être puisée du vent et d'autre part les problèmes d'accrochage / décrochage au réseau.

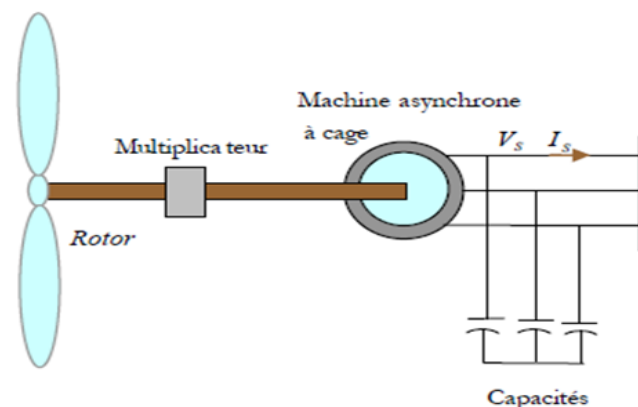


Figure 1-7. Éolienne directement connectée au réseau. [27]

Dans les années 90, les danois ont rajouté une deuxième machine électrique pour faire fonctionner l'éolienne à deux vitesses et ainsi augmenter le rendement énergétique de leurs aérogénérateurs. On dispose ainsi d'un générateur deux en un. Cette disposition est par exemple utilisée sur certaines éoliennes de manière à proposer deux régimes de rotation, l'un rapide en journée, l'autre plus lent pour la nuit. Cette solution permet une augmentation du poids et de l'encombrement de l'ensemble.

L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau permet de découpler la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine, et ainsi de faire fonctionner l'aérogénérateur à vitesse variable. Le dispositif de base est représenté sur la Figure 1-8

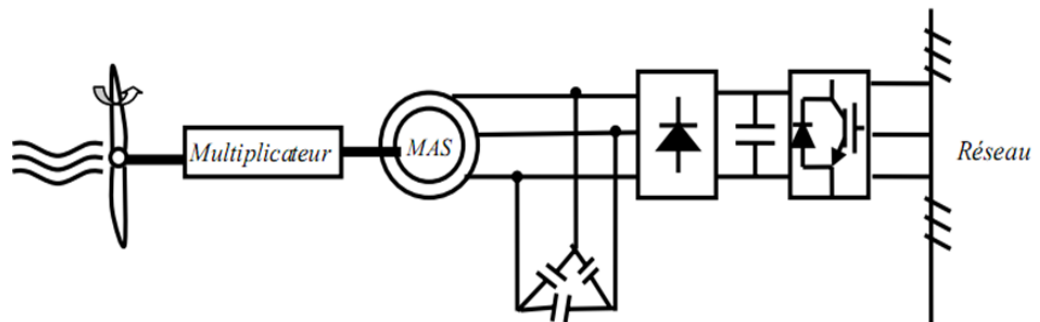


Figure 1-8. Machine asynchrone avec liaison indirecte au réseau.

Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour la totalité de la 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 condensateurs 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. Ces inconvénients ont freiné le développement industriel de cette structure [26].

Plusieurs travaux ont été effectués, ayant pour objectif l'étude du régime transitoire de la machine asynchrone à cage. Lors d'un défaut sur les réseaux électriques, d'autres travaux ont été effectués par les auteurs [28 ; 29] sur le générateur asynchrone, en fonctionnement autonome, visant de maintenir stable la tension et la fréquence.

1.8.2. Machine asynchrone à double alimentation (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 décrits ci-dessous. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur.

Le contrôle de puissance de la MADA par la commande des deux convertisseurs de puissance permet l'optimisation de l'énergie extraite pendant les vents faibles et moyens d'une part, et le contrôle

de l'angle de calage des pales de la turbine permet de limiter la puissance extraite, donc la protection du système, pour les vents forts, d'une autre part.

1.8.2.1. Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée

Cette structure utilise une machine asynchrone à rotor bobiné dont le stator est connecté directement au réseau électrique et le rotor connecté à un redresseur alimentant une charge [31]. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO. Le contrôle de l'IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage rotorique et de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la machine asynchrone. Le glissement est ainsi modifié en fonction de la vitesse de rotation de la machine. [20 ; 21]

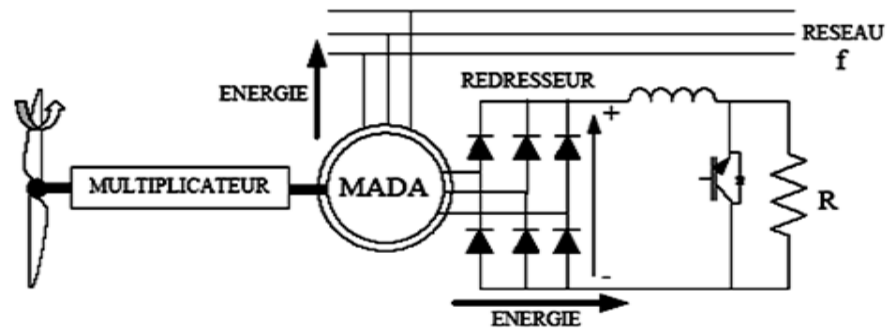


Figure 1-9. MADA avec contrôle du glissement par dissipation d'énergie.

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.

1.8.2.2. Machine asynchrone à double alimentation- structure de KRAMER

Dans le but de réduire les pertes d'énergie dues à la structure du système précédent, le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau (structure de KRAMER), (Figure 1-10).

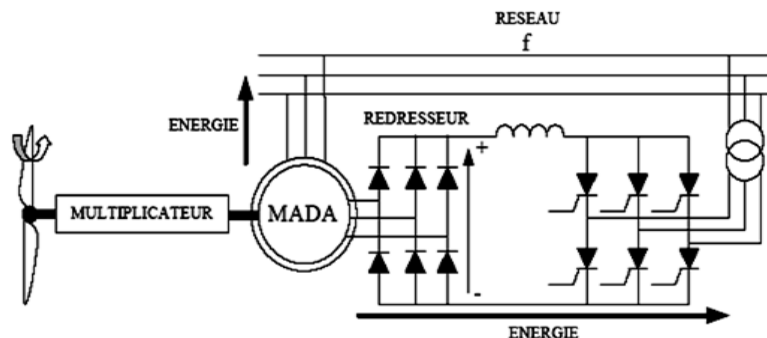


Figure 1-10. Structure de KRAMER.

L'ensemble redresseur- onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine. 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 [26].

1.8.2.3. Machine asynchrone à double alimentation- Structure de SCHERBIUS

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 1-11), l'ensemble est alors appelé structure de SCHERBIUS [21]. La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la figure (1-11). 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).

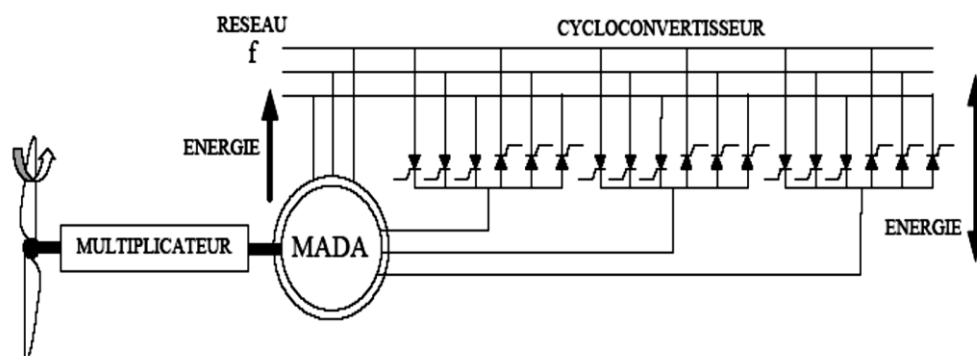


Figure 1-11. Structure de SCHERBIUS avec cycloconvertisseur.

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.

1.8.2.4. MADA -Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

Cette configuration dans la (figure 1-12) 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 (MLI) dont la modularité permet de limiter les perturbations en modifiant le spectre fréquentiel du signal. [31]

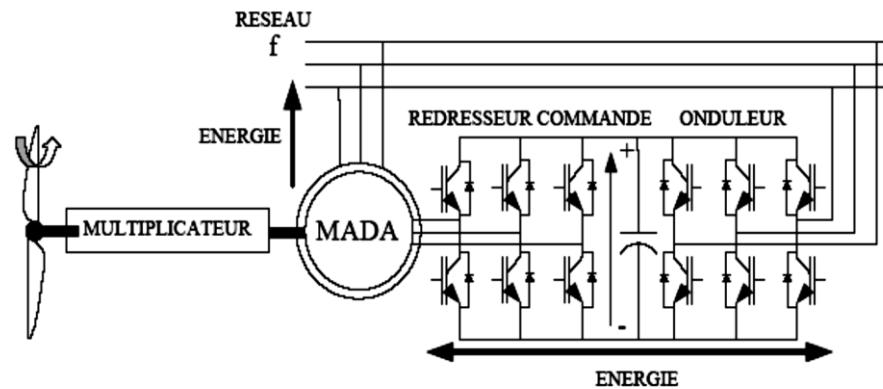


Figure 1-12. Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

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. [21]

1.8.3. Générateur synchrone

La machine synchrone peut être à inducteur bobiné ou à excitation par aimants permanents. Les deux structures associées à la production éolienne exploitent des interfaces d'électronique de puissance pour le raccordement au réseau ou pour le fonctionnement autonome. Elle est considérée comme une solution concurrente à la GADA, en raison des nombreux avantages qu'elle possède:

- Suppression du multiplicateur de vitesse ou réduction considérable de sa taille (cas de la MSAP);
- Vitesse variable à 100 % ;
- Puissance massique importante (cas de la MSAP);
- Réglage du circuit d'excitation (MS à rotor bobiné), ce qui procure un moyen supplémentaire de contrôle,
- Couplage rigide au réseau de distribution via un convertisseur.

Cependant, quelques contraintes limitent l'utilisation de la MS à inducteur bobiné :

- Entretien des contacts glissants (balais-bagues) ;

- Nécessité d'une alimentation auxiliaire en continu pour le circuit d'excitation ;

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation [1].

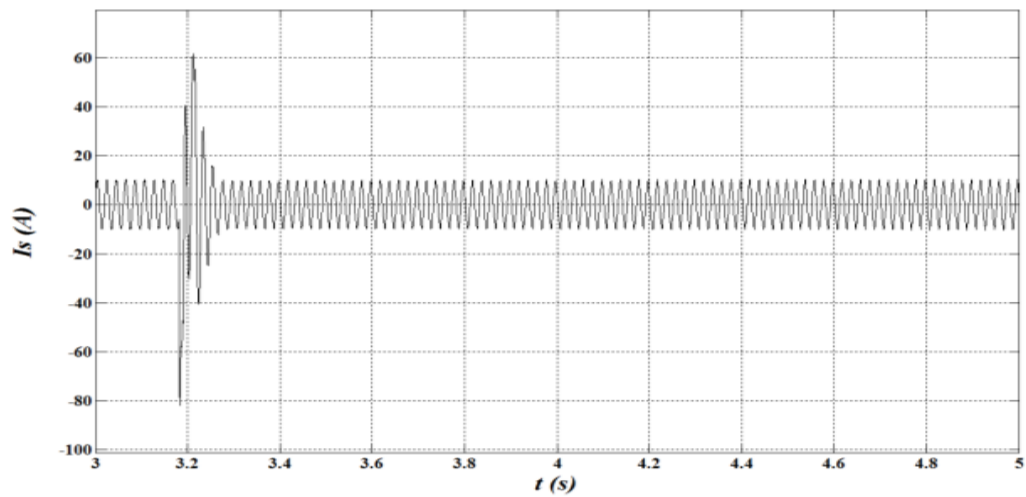
1.9. IMPACTS DE L'ENERGIE EOLIENNE

Les parcs éoliens n'avaient qu'une seule contrainte : produire quand il était possible de produire. De plus, le plan de protection était fait de telle sorte qu'en cas de défaut, le parc était déconnecté du réseau puis arrêté [32]. Ceci avait comme conséquence pour l'opérateur de réseau de subir un défaut entraînant la déconnexion du parc, donc d'une source de production considérable ce qui pose de vrais problèmes surtout aux heures de pointes. Pour contourner ce problème, des normes spécifiques à la production éolienne sont imposées pour la connexion des parcs éoliens aux réseaux électriques. [33]

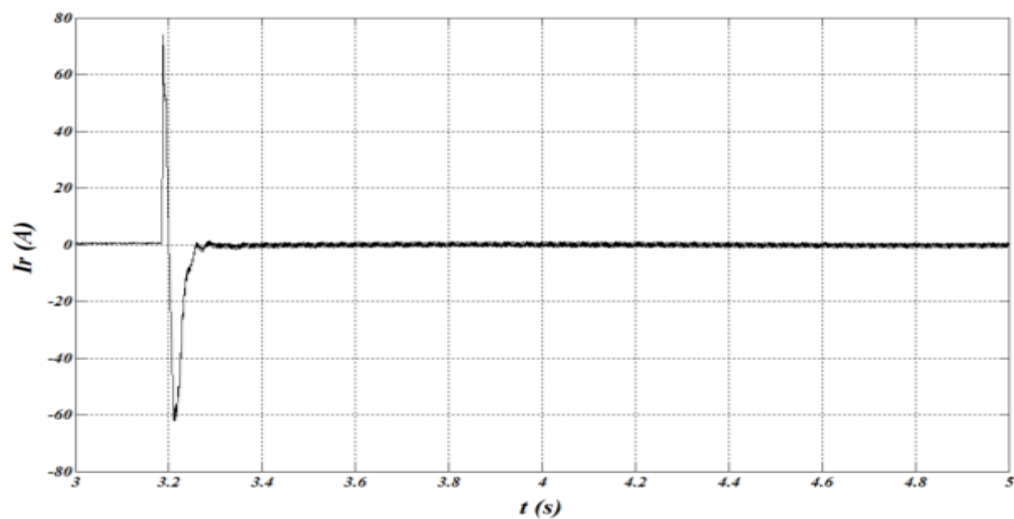
1.9.1. Couplage au réseau

Le couplage au réseau est spécifique à la génération éolienne puisqu'il peut intervenir plusieurs fois par jour. De plus, il pose problème pour les systèmes sans interface de l'électronique de puissance (machine asynchrone à cage). La figure (1-13) montre l'évolution des courants statorique et rotorique d'une machine asynchrone de 3 kW lors d'un couplage brutal au réseau (la machine est entraînée à 1500 tr/min puis connectée au réseau).

Comme montré sur ces figures, l'appel en courant lors d'un couplage brutal peut atteindre 8 fois le courant nominal pour le stator, et 7 fois, voire plus, pour le rotor. La solution industrielle permettant de contourner ce problème consiste à utiliser un gradateur triphasé constitué de deux thyristors en tête-bêche par phase, qui sera court-circuité après le couplage. Ce problème ne se pose pas pour les systèmes utilisant une interface d'électronique de puissance, le couplage se fait d'une manière plus douce en utilisant une commande appropriée.



(a)



(b)

Figure 1-13. Evolution des courants d'une MAS à cage lors d'une connexion brutale au réseau. [33]

1.9.2. Fluctuations de puissance

En plus de non stabilité naturelle de la vitesse du vent, s'ajoutent les phénomènes déterministes tels que le cisaillement (variation de la vitesse du vent avec l'altitude) et l'effet d'ombre (passage d'une pale devant la tour de l'éolienne) pour générer la fluctuation de la puissance renvoyée au réseau par l'éolienne qui n'est pas toujours tolérable. Ce problème, qui entraîne parfois le déconnection du réseau de l'éolienne, peut être atténué en utilisant des systèmes de stockage d'énergie et de grand nombre d'éoliennes dans un même parc.

1.9.3. Comportement sur creux de tension

Avant l'arrivée des nouvelles normes concernant les critères d'interconnexion aux réseaux électriques, il n'était permis qu'un parc éolien reste connecté au réseau si la tension au point de raccordement chute en-dessous de $85\% U_n$ ce qui pose problème de stabilité du réseau électrique [32 ; 33]. Ce problème oblige les opérateurs des réseaux électriques à adapter leurs critères à cette nouvelle source d'énergie. La figure (1-14) montre les nouveaux critères d'interconnexion de divers opérateurs réseaux des pays producteurs d'énergie éolienne.

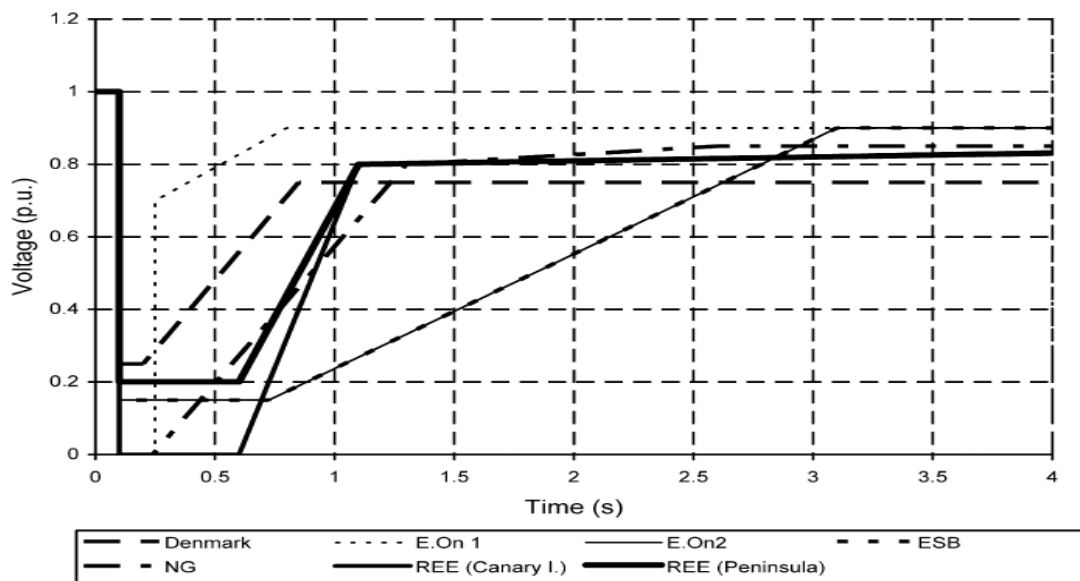


Figure 1-14. Gabarier de tenue en creux de tensions des parcs éoliens. [30]

1.10. Conclusion

Une brève description du gisement éolien a été présentée dans ce chapitre. Quelques notions principales sur les différents types d'éoliennes dans le contexte de la génération électrique mais cette étude se limitera uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal. Nous avons décrit les différents éléments d'une éolienne et les principales techniques adoptées pour la régulation de la puissance aérodynamique recueillie par la turbine (le calage variable ou le décrochage aérodynamique), les machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien: (machines asynchrones, et machine synchrones).

Chapitre 02

AMELIORATION DE LA STABILITE D'UNE FERME EOLIENNE

2.1. Introduction

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le système électro énergétique (SEE) subit une perturbation (court-circuit, perte de charge, perte d'un générateur, ouverture d'une ligne,...etc.). La différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques oscillent jusqu'à l'intervention des systèmes de réglage et de protection afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un état de fonctionnement stable.

Pour les fermes éoliennes, la principale caractéristique du vent réside dans sa variabilité. C'est pourquoi, il est important d'étudier la stabilité des fermes éoliennes connectées au réseau électrique en présence des systèmes FACTS.

2.2. Stabilité des réseaux

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème. La stabilité du réseau électrique est semblable à celle de n'importe quel système dynamique et a des principes mathématiques fondamentaux.

La stabilité d'un système de puissance peut être globalement définie comme étant la propriété d'un système d'énergie électrique qui lui permet de rester dans un état d'équilibre d'exploitation dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un nouvel état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation, on distingue trois types de stabilité (Figure 2-1) [34 ; 35 ; 36]: La stabilité de tension, La stabilité de fréquence, et la stabilité de l'angle de rotor.

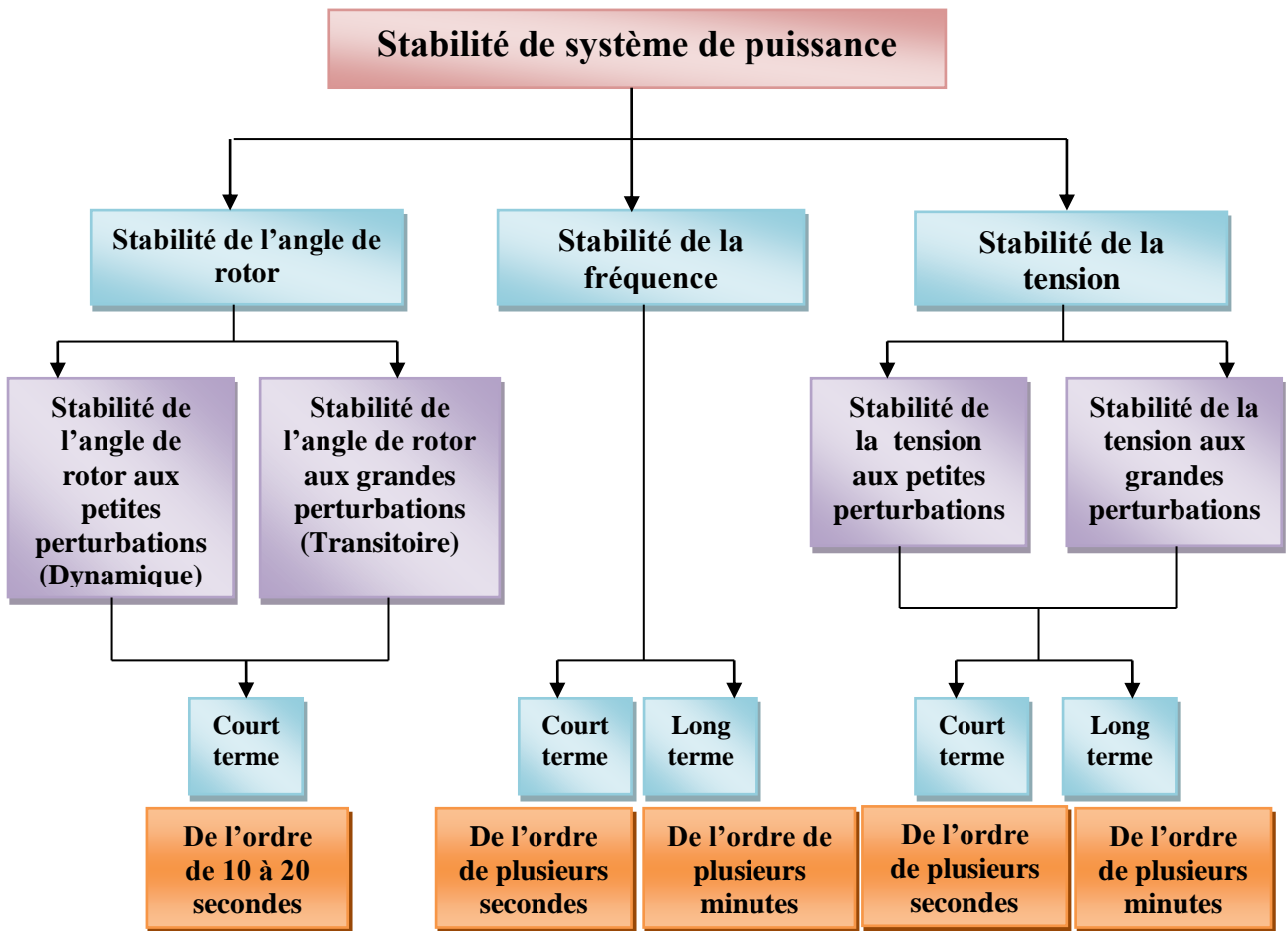


Figure 2-1. Classification des différents types de stabilité d'un système électrique.

2.2.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques

Traditionnellement, le problème de la stabilité consiste à maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme. Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle [34].

2.2.2. Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle de rotor est la capacité des alternateurs d'un réseau électrique interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque alternateur dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

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. La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. [35]

La stabilité d'angle rotorique peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes : Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique), et stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (stabilité transitoire).

2.2.2.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse.

La nature de la réponse du système aux petites perturbations dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment à l'exploitation initiale, la force génératrice de transmission du système et le type d'excitation du générateur de grandes commandes utilisées. L'intervalle de temps de la dynamique généralement observée des petites perturbations est de l'ordre de 10 sec à 20 sec après leur apparition.

2.2.2.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (ou la stabilité transitoire) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs et est influencée par la relation non-linéaire de la puissance par rapport à l'angle. Elle dépend de l'état initial du système et de la sévérité de la perturbation.

Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

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

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

La stabilité transitoire dépend :

- Du type de perturbation
- De la durée de perturbation
- Du lieu de perturbation
- De la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteur ;.....etc)
- Du point de fonctionnement avant défaut.
 - Niveau de puissance active ;
 - Topologie du réseau ;
 - Degré d'excitation des machines.
- des caractéristiques dynamiques.
 - Des générateurs ;
 - Des charges ;
 - Des régulateurs et des stabilisateurs mis en place [2 ; 37].

Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (en anglais, First Swing Instability), (cas 1, figure 2-2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, figure 2-2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

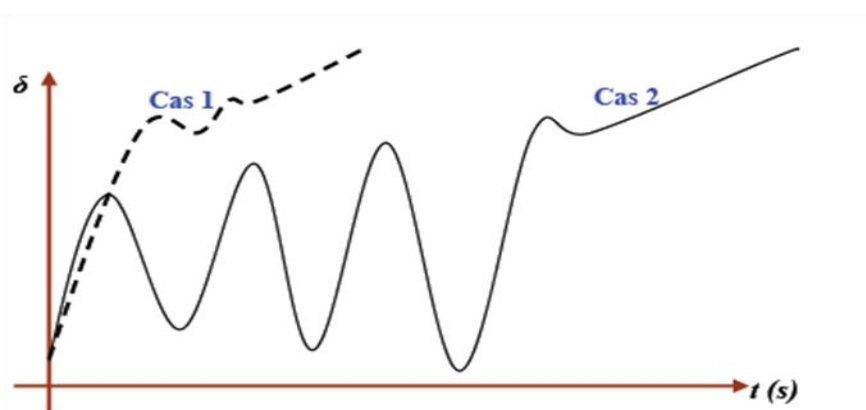


Figure 2-2. Variation d'angle rotorique.

Cas 1 : instabilité de première oscillation.

Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P - δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.

Pour expliquer cette approche, on considère un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, figure 2-3. Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

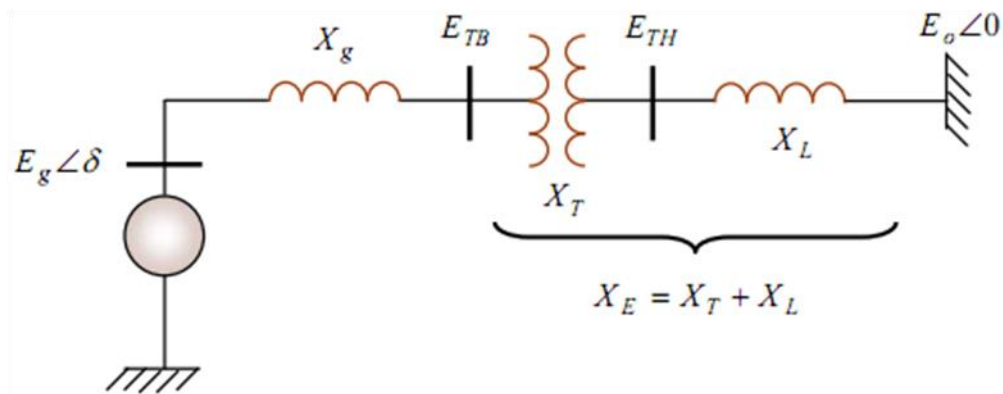


Figure 2-3. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini

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

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

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

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

L'équation (2.1) est représentée graphiquement à la figure 2-4.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2} comme montre la figure (2-4).

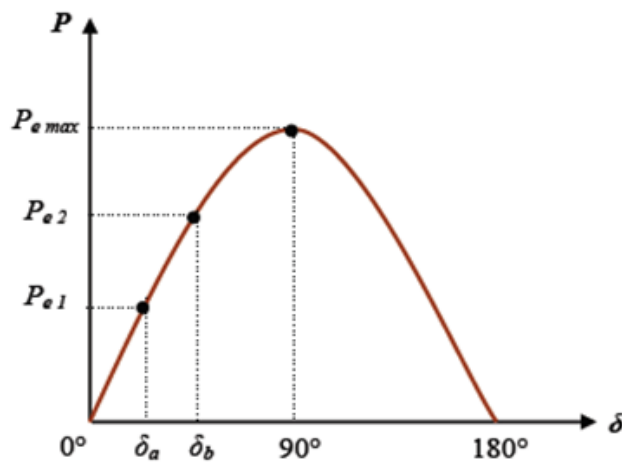


Figure 2-4. Relation puissance- angle rotorique .

Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure 2-5), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure 2-5). [34 ; 35].

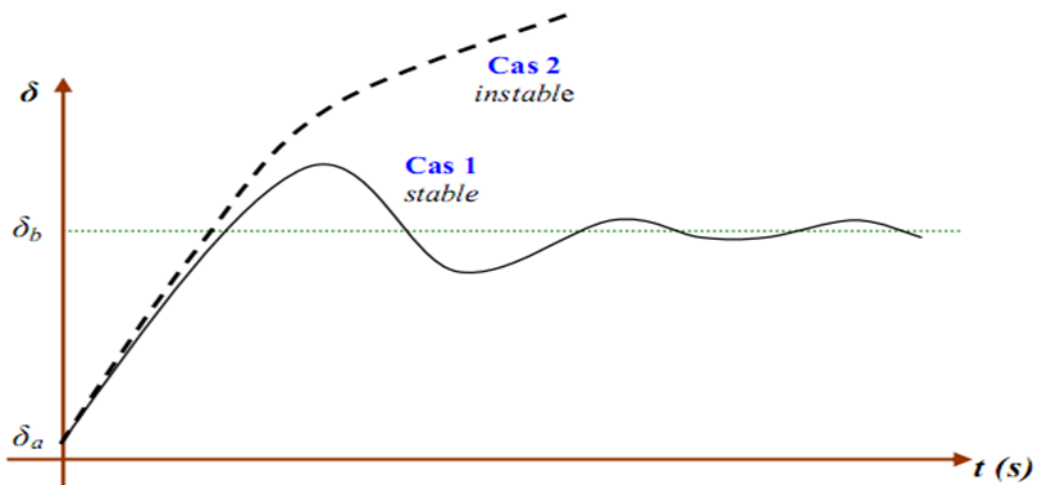


Figure 2-5. Variation d'angle rotorique.

b. Critère des aires égales

Le critère d'égalité des aires (EAC : Equal Area Criterion) est applicable pour un système mono

machine, et par la suite aux systèmes multi-machines en les remplaçant par une machine équivalente reliée à un nœud infini. C'est une méthode graphique qui permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles.

Considérons un défaut, e.g sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissances et, par conséquent, l'angle de rotor δ . On retrace la courbe (P - δ) en tenant compte de ce défaut, figure (2-6). En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

- La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$.

-La deuxième zone (zone A_2 , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$.

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme [34 ; 35].

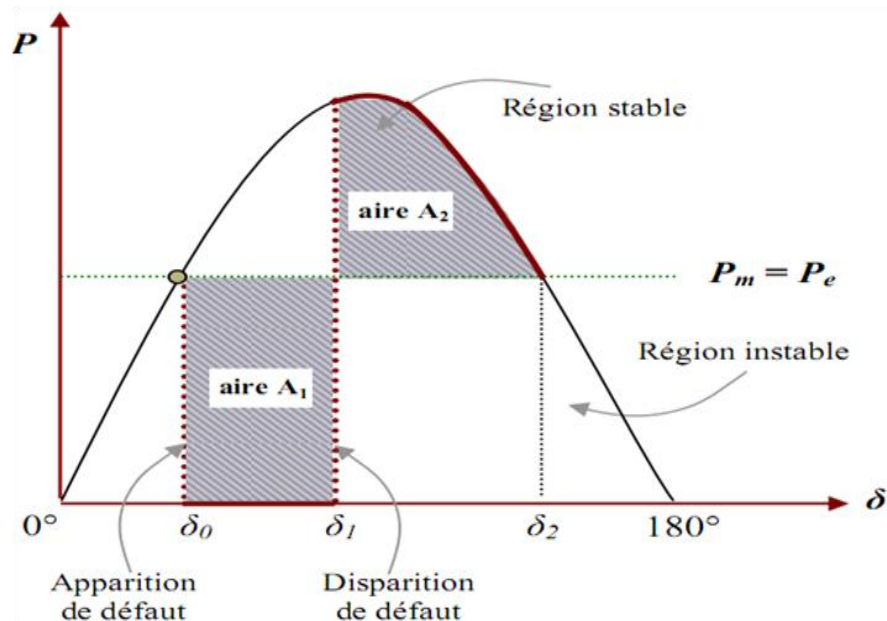


Figure 2-6. Evolution de puissance électrique en fonction des angles rotoriques.

La relation entre les aires des zones (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

L'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

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

Où

H : La constante d'inertie.

ω_0 : La vitesse de synchronisme.

P_m : La puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : La puissance électrique du générateur.

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

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

Où :

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

δ_2 : L'angle rotorique à la fin de la période transitoire.

Ainsi, à l'instant $t=0$:

$$\delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow \text{La constante Cte} = 0$$

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

Par conséquent, l'équation (2.3) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.4)$$

Donc :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.5)$$

Où

δ_1 : est l'angle rotorique à l'instant de l'élimination de défaut.

Alors :

$$A_1 - A_2 = 0$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A_1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A_2). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

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

2.2.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée. Elle dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge.

L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade. La stabilité de tension est peut être divisée en deux catégories : [34]

2.2.3.1. Stabilité de tension aux grandes perturbations

La stabilité de tension en grandes perturbations est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations ; telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur. Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges, et les interactions entre les contrôles continus de tension, les contrôles discrets et les protections.

2.2.3.2. Stabilité de tension aux petites perturbations

La stabilité de tension en petites perturbations est la capacité du système à maintenir les tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations ; telles que des changements progressifs des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des contrôles continus de tension et des contrôles discrets à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment les tensions répondront aux petits changements du système.

2.2.4. Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite-consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.

2.3. Moyen d'amélioration de la stabilité

La stabilité peut être améliorée en utilisant des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- L'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System).

2.3.1. Amélioration de la stabilité par les PSS

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase [38]. Ces stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [39]. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

2.3.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [40]. Les systèmes (FACTS) traduisent un concept qui regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse beaucoup plus que celle des systèmes électromécaniques classiques. L'intérêt de ces systèmes est non seulement de pouvoir contrôler l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques, mais aussi d'augmenter la capacité effective de transport jusqu'à leur limite thermique maximale tout en maintenant, voire en améliorant la stabilité des réseaux électriques [2].

Les systèmes "FACTS" peuvent être classés en trois catégories, Les compensateurs parallèles, les compensateurs séries, et les compensateurs hybrides (série – parallèle).

2.3.2.1. Compensateurs parallèles

Selon la demande des consommateurs, les lignes électriques doivent transporter des puissances actives et aussi des puissances réactives. Afin d'éviter des pertes supplémentaires à cause de la transmission du courant réactif et pour augmenter la stabilité des réseaux interconnectés, il est nécessaire de compenser la puissance réactive au niveau des sous stations d'interconnexion. L'apparition d'équipements utilisant l'électronique de puissance revient vers la fin des années 1960. L'avantage de ces dispositifs permet d'éliminer les parties mécaniques de rendement mauvais et de réaction assez lente, et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif. [2]

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers les points de raccordement. La connexion d'une impédance variable en parallèle sur le réseau électrique résulte en une consommation ou une injection d'un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne. [40]

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

a. Compensateurs parallèles à base de thyristors

– TCR (Thyristor Controlled Reactor) ou TSR (Thyristor Switched Reactor)

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (2-7-a), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors.

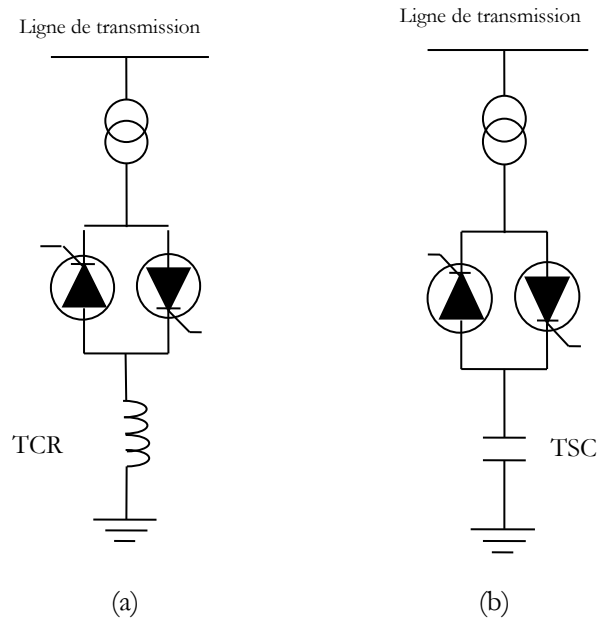


Figure 2-7. Schéma de TCR et TSC

– **TSC (Thyristor Switched Capacitor)**

Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (2-7-b), pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction.

– **SVC (Static Var Compensator)**

Le SVC est une association des dispositifs TCR, TSC, batterie de condensateurs fixes et des filtres d'harmoniques. Ces dispositifs constituent le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du sud. Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contrebalancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut [41].

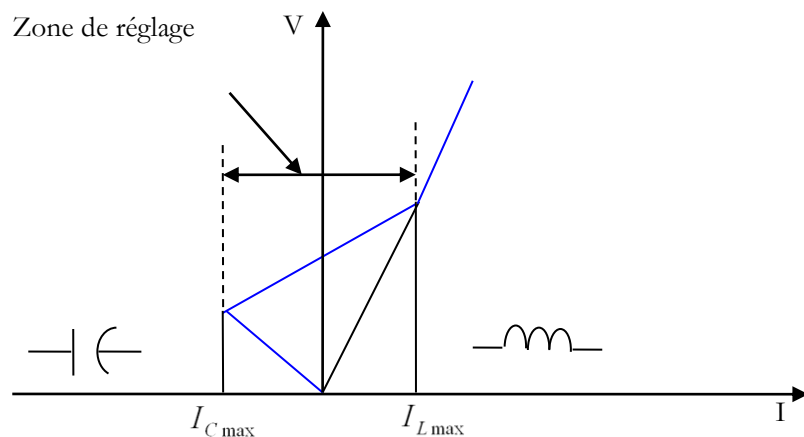


Figure 2-8. Caractéristique d'un SVC [5]

La caractéristique statique est donnée sur la figure (2-8), trois zones de fonctionnement sont distinctes :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- Une zone de réglage où l'énergie réactive et une combinaison de TCR et de TSC.
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.

Les principales applications du compensateur statique de puissance réactive sont : [42]

- Soutien de la tension en régime permanent ;
- Compensation rapide de la puissance réactive ;
- Réduction des risques de résonance hypo synchrone;
- Amortissement des oscillations de puissance.

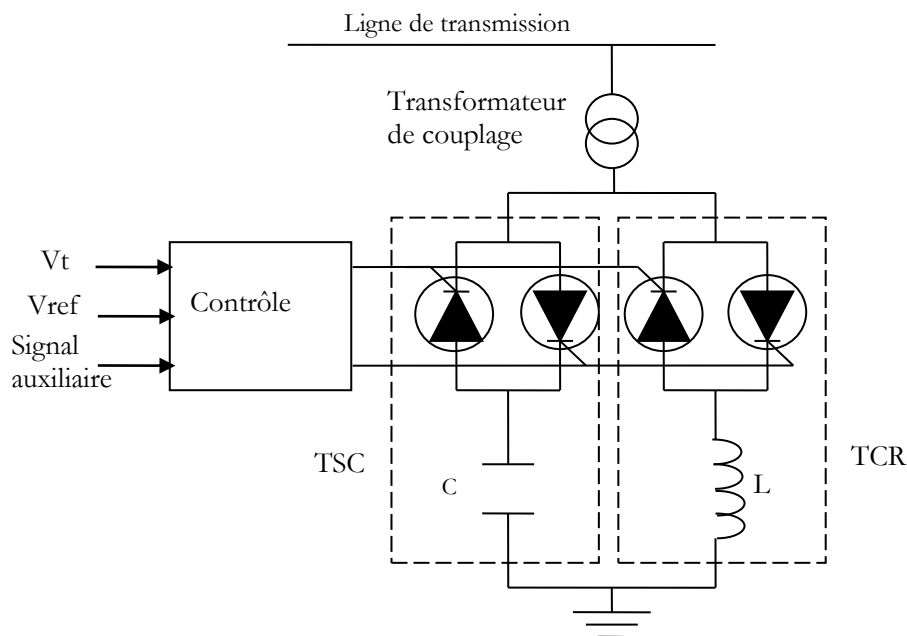


Figure 2-9. Schéma de base d'un SVC

b. Compensateur parallèle à base de GTO thyristors

- **STATCOM** (Static Compensator)

STATCOM est un compensateur fonctionnant en parallèle avec la ligne de transmission, lequel son courant de sortie inductif ou capacitif peut être contrôlé indépendamment du réseau. Le STATCOM est constitué d'un transformateur de couplage, un convertisseur de tension, et une source de stockage pour le côté DC. Comme montre la figure (2-10)

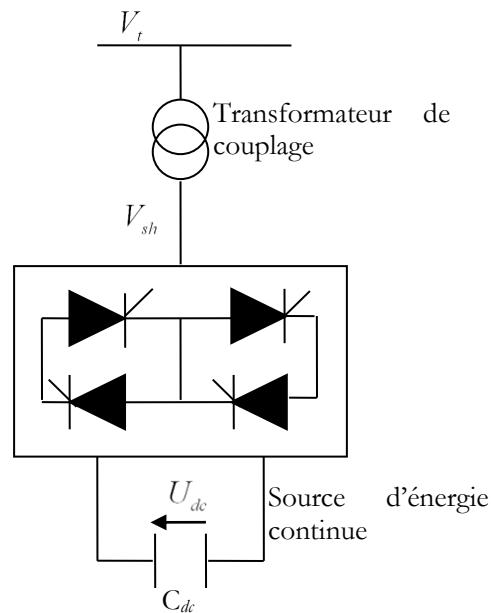


Figure 2-10. Schéma unifilaire du STATCOM. [44]

Par son aptitude de contrôler la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , le STATCOM peut échanger l'énergie réactive avec le réseau, laquelle (V_{sh}) est en phase avec la tension du réseau V , comme suit [41]:

- Si $V_{sh} < V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif.
- Si $V_{sh} > V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif
- Si $V_{sh} = V$, le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- Bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

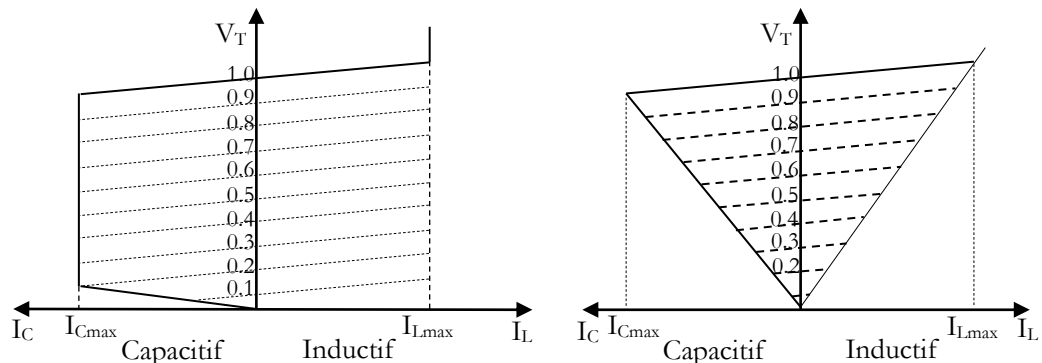
Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème des filtres [41].

Le STATCOM est fréquemment utilisé pour accomplir les fonctions suivantes : [42]

- Amélioration de la stabilité transitoire ;
- Support de la tension en régime permanent;
- Equilibrage de la tension.

2.3.3. Comparaison entre le SVC et le STATCOM.

Le SVC et le STATCOM sont très proches dans leur pouvoir de compensation, mais très différents dans le principe de fonctionnement. Le STATCOM est une source de tension synchronisée en shunt avec le réseau tandis que le SVC est une admittance (inductive ou capacitive) shunt contrôlée. [43]



Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou inductif indépendant de la tension du réseau. Il peut donc fournir le courant capacitif maximal même pour de faibles valeurs de tensions. Sa capacité à soutenir la tension du réseau est donc meilleure que celle du SVC. De plus, le STATCOM peut augmenter temporairement les valeurs nominales du courant (inductif ou capacitif).

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. [2;44]

2.3.3.1. Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

a. Compensateurs séries à base de thyristor

Les compensateurs série à base de thyristors les plus connus sont :

- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) :

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur, généralement ce dispositif possède un

élément de protection contre les surtensions placé en parallèle avec ce dernier, appelé MOV (Métal Oxide Varistor) [45].comme montre la figure (2-12)

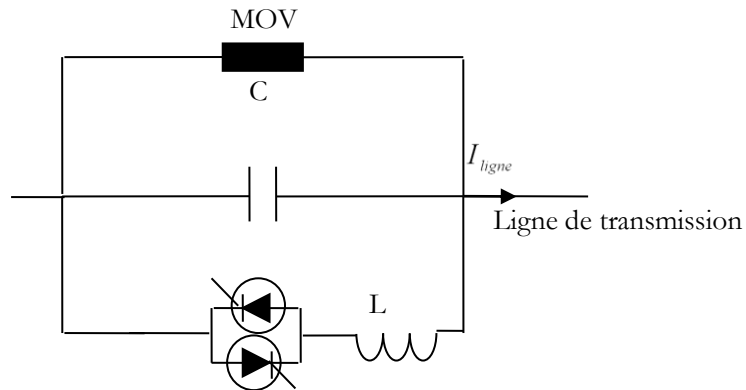


Figure 2-12. Structure de TCSC

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.

– **TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)**

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlée X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle. [44; 46]

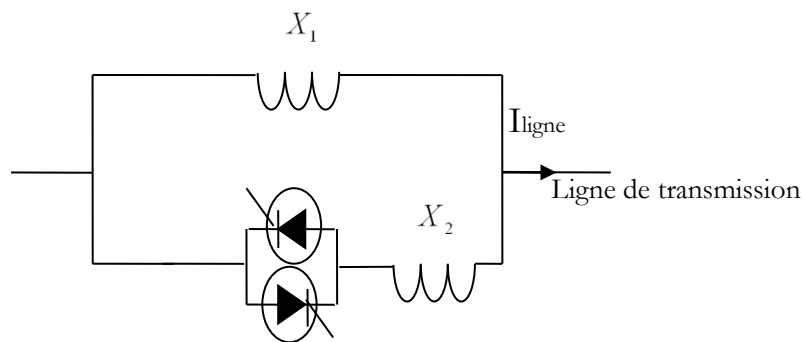


Figure 2-13. Schéma de principe du TCSR

– **SSSC (Static Synchronous Series Compensator)**

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur comme montre la figure (2-14).

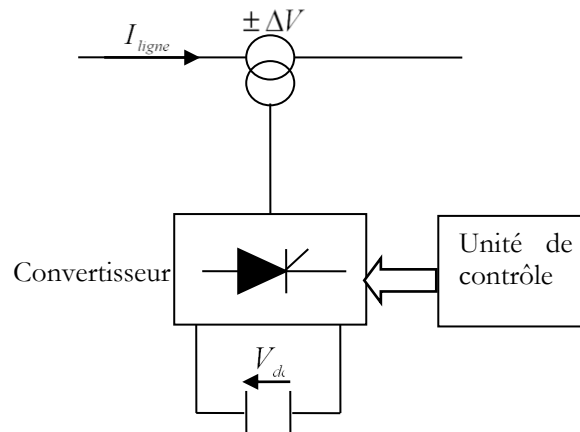


Figure 2-14. Schéma de base du SSSC.

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Si l'injection de la tension s'effectue avec un angle de 90° en arrière par rapport au courant de la ligne, on obtient une compensation série qu'est équivalente à un condensateur série à la fréquence fondamentale. Si par contre, la tension injectée est en avance de 90° par rapport au courant, la compensation a le même effet que celui d'augmenter l'impédance réactive de la ligne. La capacité du SSSC de compenser la ligne de transmission dans les deux modes capacitif et inductif peut être employée pour les oscillations de puissance.

2.3.3.2. Compensateurs hybrides série – parallèle

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées. On peut citer :

a. UPFC (*Unified Power Flow Controller*)

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC est constitué de deux transformateurs, l'un est connecté en série et l'autre en shunt avec la ligne de transmission. Chaque transformateur est connecté à un onduleur à base des thyristors GTO. Ces derniers sont couplés à travers une liaison continue DC. Autrement dit, l'UPFC est la combinaison d'un STATCOM et un SSSC couplés à travers une liaison DC commune, pour permettre l'écoulement bidirectionnelle de la puissance active en effet, l'énergie active peut circuler librement dans les deux directions entre les extrémités AC des deux convertisseurs et chaque convertisseur peut générer ou absorber l'énergie réactive indépendamment. [43 ; 44]. La figure (2-15) montre le schéma de base de l'UPFC :

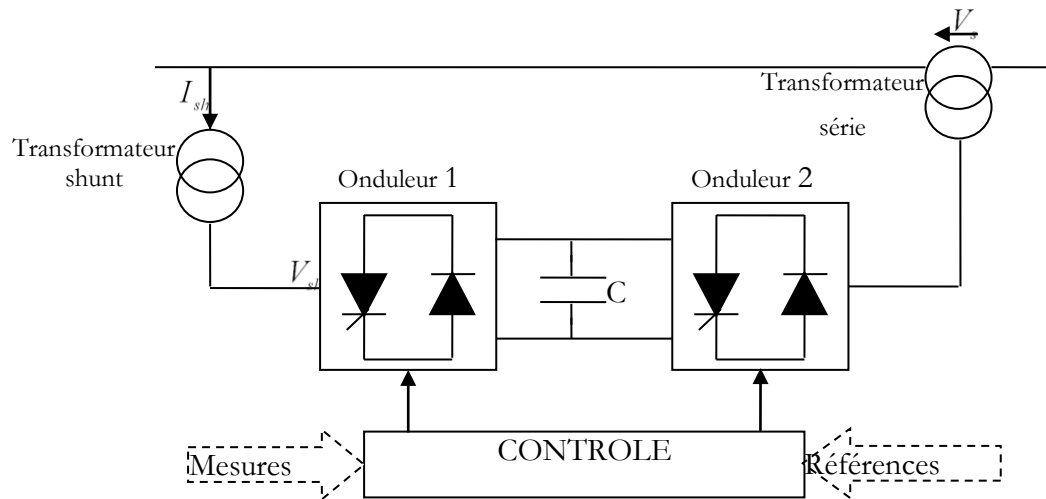


Figure 2-15. Schéma de base de l'UPFC

Dans la figure 2-15, l'onduleur-2- injecte la tension V_s , qui est contrôlable en amplitude et en phase, donc il peut réaliser la fonction de compensation série de la puissance active et réactive. D'autre part, l'onduleur-1- est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur-2-. Il sert aussi à compenser l'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne.

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé, en particulier, pour:[42]

- Le réglage de la tension;
- L'amélioration des flux de puissances active et réactive;
- La limitation des courants de court-circuit;
- L'amortissement des oscillations de puissance.

b. TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs ou régulateurs en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement [2 ; 44]. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle appelé transformateur d'excitation. Ces deux transformateurs sont connectés à travers un convertisseur à thyristors. Ce convertisseur permet de fournir une tension au secondaire de transformateur série, cette dernière ΔV est contrôlée en module et d'un angle de $\pm 90^\circ$ par rapport à la tension V de la ligne. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule

une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario. la figure (2-16) montre le TCPAR.

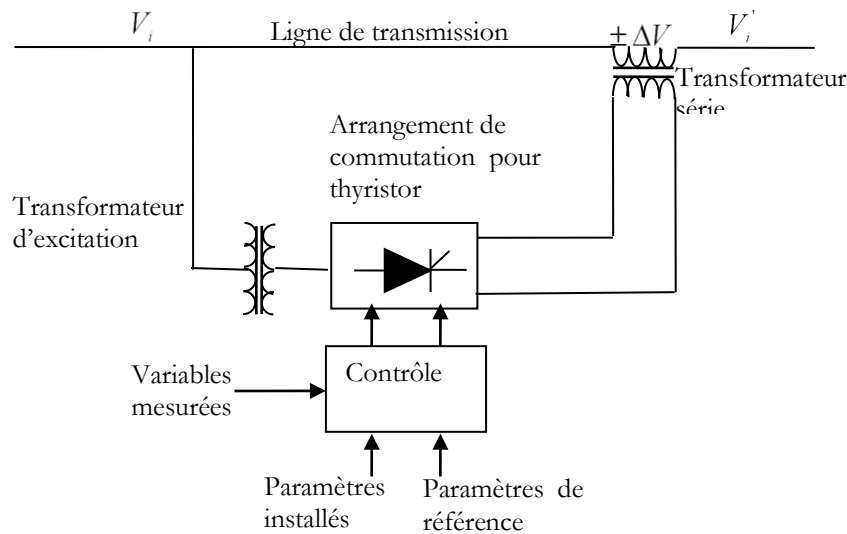


Figure 2-16. Schéma de base d'un TCPAR.

Le TCPAR possède la capacité de maintenir l'angle effectif maximale de la ligne de transmission durant la première oscillation. En plus, le TCPAR peut être utilisé aussi pour augmenter la limite de la stabilité transitoire. [46]

c. IPFC (Interline Power Flow Controller)

La combinaison de deux ou plusieurs SSSC couplés via un bus continu commun, permet la facilitation d'échange de puissance active entre les différentes lignes et ils sont contrôlés pour assurer une compensation réactive des lignes pour ajuster le flux de puissance active et la distribution désirée de la puissance réactive le long des lignes électriques. La structure du IPFC peut également inclure un STATCOM, couplé à un lien du IPFC est dc commun, de fournir une compensation shunt réactive et la fourniture ou d'absorber le déficit de puissance active de l'ensemble combiné de SSSC.

L'IPFC aborde le problème de compenser un certain nombre de lignes de transmission à une sous-station donnée. Les compensateurs Série capacitifs sont utilisés pour augmenter la puissance transmissible active sur une ligne donnée, mais ils sont incapables de contrôler le flux puissance réactive. Avec L'IPFC, la puissance active peut être transférée entre les différentes lignes. Par conséquent, il est possible de:

- Améliorer l'efficacité des systèmes électriques en régime dynamique.
- Augmenter la puissance maximale transmise à travers les lignes de transport.
- Egaliser les puissances active et réactive entre les lignes de transport

La figure (2-17) montre une structure générale d'un IPFC.

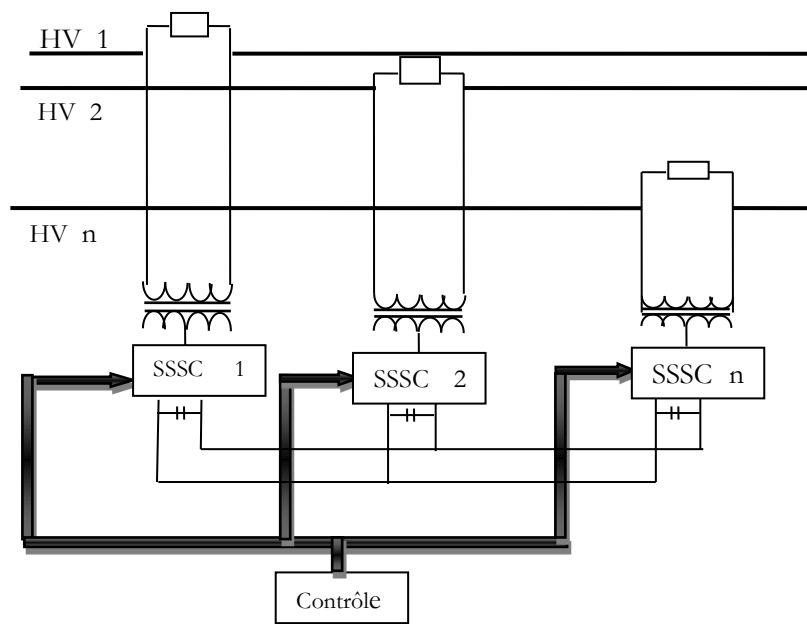


Figure 2-17. Schéma de base d'un IPFC.

2.3.4. Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques

Les FACTS permettent de contrôler dynamiquement l'écoulement de puissances moyennant l'utilisation des divers composants de l'électronique de puissance [45]. L'idée principale des FACTS peut être expliquée par l'équation de base (2.6) de la puissance transmise à travers une ligne de transport à courant alternatif

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.6)$$

V_1 et V_2 sont les tensions aux extrémités de la ligne, X représente l'impédance série de la ligne, $(\delta_1 - \delta_2)$ est l'angle de phase entre les deux systèmes la figure (2-18). Il est clair que les trois paramètres tension, impédance, et angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes.

Les possibilités du contrôle grâce à l'application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure (2-19). La figure (2-18) montre un diagramme schématique de deux réseaux électriques connectés par une ligne de transmission en courant alternatif. [45]

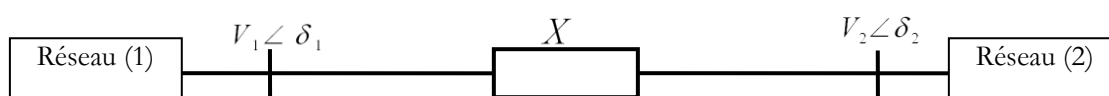


Figure 2-18. Schéma de deux réseaux connectés

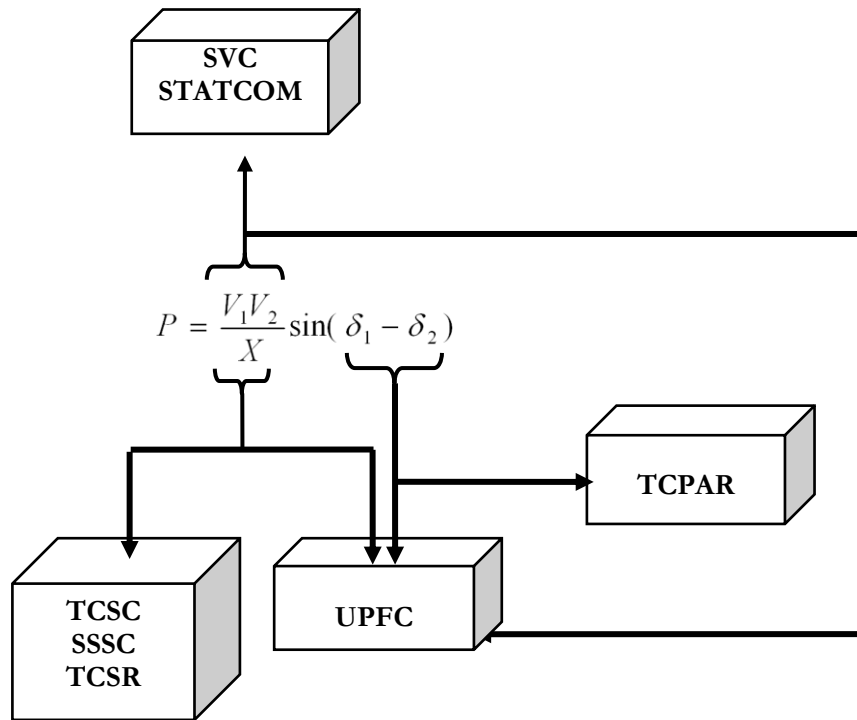


Figure 2-19. Diagramme schématisque pour l'application des FACTS.

Le tableau 2-1 résume d'une manière simple l'impact de l'utilisation de chaque FACTS, à la résolution des différents problèmes qui entravent le bon fonctionnement du réseau électrique.

Tableau 2-1. Problèmes rencontrés dans les réseaux et les FACTS aptes pour les résoudre.

<i>Problème</i>	<i>Actions de correction</i>	<i>FACTS</i>
Chute de tension pour une charge élevée	- Injecter une puissance réactive	SVC, STATCOM
	- Réduire la réactance de la ligne	TCSC
Surtension pour une charge basse	- Absorber la puissance réactive	SVC, STATCOM
Surtension due à une panne	- Absorber la puissance réactive	SVC, STATCOM
	- Empêcher les surcharges	
Chute de tension due à une panne	- Injecter une puissance réactive	SVC, STATCOM
	- Empêcher la surcharge	
Surcharge du circuit de Transmission	- Augmenter la capacité de transmission	TCSC, SSSC, UPFC
Distribution de la puissance sur les lignes parallèles	- Ajuster la réactance de la ligne	TCSC, SSSC, UPFC
	- Ajuster l'angle de phase	UPFC, SSSC, TCPAR
Inversion de l'écoulement de charge	- Ajuster l'angle de phase	UPFC, SSSC, TCPAR
Un fort Courant de court-circuit	- Limitation du courant de court Circuit	TCSC, UPFC
Puissance transitée limitée	- Diminuer la réactance de la ligne	TCSC, SSSC

2.4. Conclusion

L'expansion continue des réseaux de transport d'énergie électrique montre les limites des capacités de transit des systèmes existants. Les gestionnaires de réseau sont en train d'exploiter le système de transport aux près de ses limites thermiques et dynamiques, alors que les consommateurs sont de plus en plus exigeants quant à la qualité de l'énergie et à la continuité de service. Les équipements à base d'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux avancées récentes dans la technologie GTO / IGBT, le temps de réaction des dispositifs FACTS a diminué à quelques millisecondes.

Les systèmes FACTS ont la capacité d'augmenter la puissance transmissible dans la ligne en utilisant des commandes appropriées. Ses systèmes peuvent également améliorer la stabilité du réseau de transport.

Chapitre 03

MODELISATION DU SYSTEME ETUDIE

3.1. Introduction

La structure des différents types d'éoliennes n'est pas simplifiée, car cette dernière correspond à un ensemble d'une turbine éolienne et un générateur asynchrone. La turbine éolienne est constituée également d'une turbine et d'un multiplicateur relié entre eux par un arbre. L'étude de la conception et de l'analyse des dynamiques du système éolien est vraiment délicate, car les réponses dynamiques du système simulé dépendent fortement des modèles mathématiques appliqués au système réel. Le problème de la modélisation est d'abord comment représenter le système d'une façon précise par des équations mathématiques, et ensuite les simplifier afin de réduire la dimension et le temps de calcul sans trop modifier les dynamiques du système.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation globale de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne puis les systèmes FACTS spécifiant le STATCOM.

3.2. Modélisation d'un système éolien

3.2.1. Modèles du vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. Son énergie cinétique constitue la source primaire d'énergie. Le vent est en fait un champ de vitesses de déplacement de masses d'air caractérisé par sa vitesse et sa direction qui sont affectées par plusieurs facteurs, en particulier, le phénomène de cisaillement et l'effet d'obstacle de la tour.

Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, évolue au cube de la vitesse du vent. La vitesse du vent sera modélisée sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques :

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot w_v \cdot t)) \quad (3.1)$$

Où :

$V_v(t)$: Evolution temporelle de la vitesse du vent

ω_v : Pulsation discrète

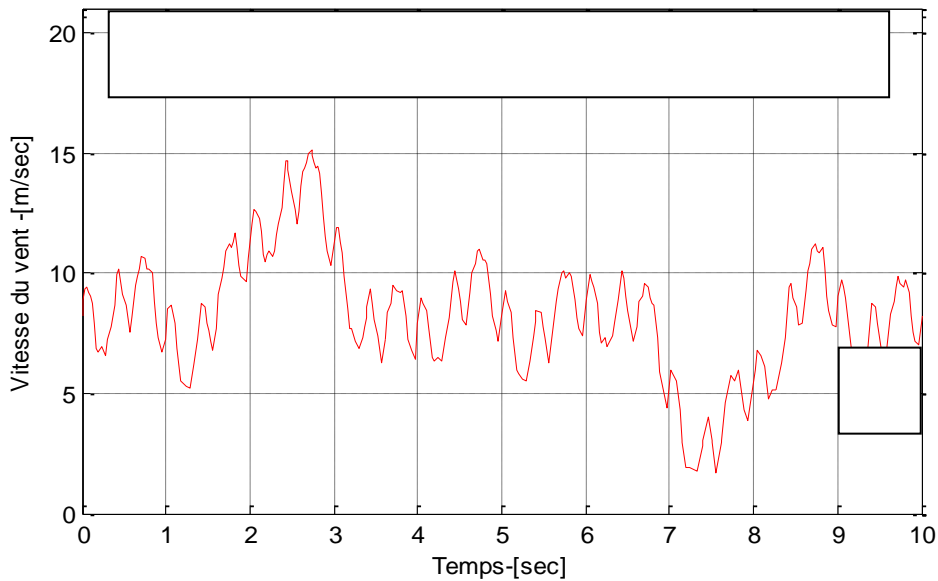


Figure 3-1. Vent simulé : gisement EDF « canal des dunes » amplifié

La Figure 3-1 montre la variation de la vitesse du vent dans un temps de (10s) entre deux valeurs ($V_v=15m/s$) comme valeur maximale et ($V_v=2m/s$) comme valeur minimale d’une façon aléatoire ce qui reflète un vent réel. Il est à signaler que ce profil de vent particulier correspond à des mesures effectuées par EDF sur le site du canal des dunes [1]. Ce profil temporel sera exploité pour notre cas d’étude.

3.2.2. Modélisation de la turbine

Le dispositif, que nous étudions ici, est constitué d’une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain G , comme le montre la figure 3-2

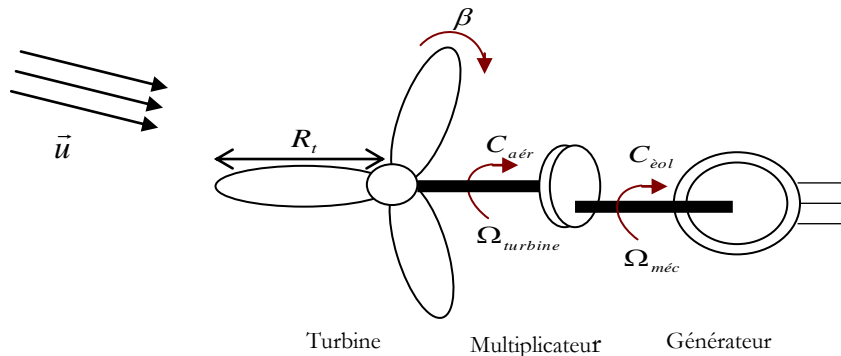


Figure 3-2. Schéma de la turbine éolienne

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

$$P_u = \frac{1}{2} \rho S u^3 \quad (3.2)$$

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

$$P_{aér} = C_p P_u = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S u^3 \quad (3.3)$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine [14]. Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent:

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} R_t}{u} \quad (3.4)$$

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

$$C_{aér} = \frac{P_{aér}}{\Omega_{turbine}} \quad (3.5)$$

L'expression du coefficient de puissance pour la turbine éolienne de 1.5 MW est donnée par l'équation suivante : [47 ; 48 ; 49]

$$C_p = f(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \exp\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right) + C_6 \lambda \quad (3.6)$$

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

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

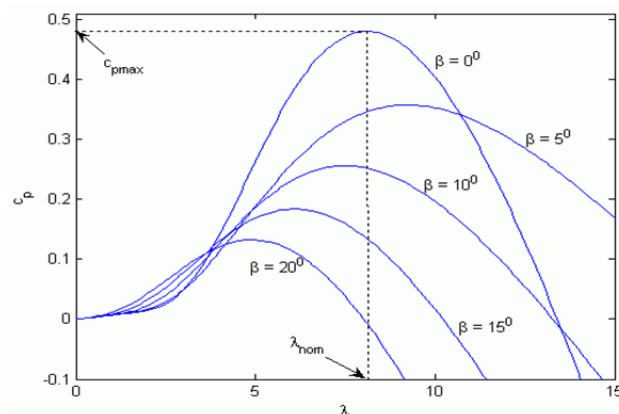


Figure 3-3. Coefficient de puissance

Les caractéristiques de C_p en fonction de λ pour différentes valeurs de l'angle de calage β sont illustrées sur la Figure 3-3. La valeur maximale de C_p égale 0.48 est atteinte pour $\beta = 0$ et $\lambda = 8.1$. Cette valeur particulière de λ est définie comme la valeur nominale λ . On remarque que l'augmentation de β permet de dégrader le coefficient C_p , et par conséquent, provoquer la diminution de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne

3.2.2.1. 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:

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (3.7)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (3.8)$$

3.2.2.2. Equation dynamique de l'arbre

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

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (3.9)$$

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

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (3.10)$$

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

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (3.11)$$

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

$$C_{vis} = f \Omega_{mec} \quad (3.12)$$

3.2.2.3. Modèle de l'actionneur des pales

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. Avec un tel système les pales sont tournées par un dispositif de commande appelé (Pitch control). En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine et plus précisément le coefficient de puissance, voir la figure 3-3.

L'angle de calage est généralement utilisé pour contrôler la vitesse de rotation de la machine, mais peut également être utilisé pour contrôler le couple aérodynamique ou la puissance captée par la turbine [14]. Dans cette étude, le but est la production de la puissance active à sa valeur maximale (Puissance nominale) de préserver l'ensemble des éléments de la chaîne éolienne dimensionnés autour de cette puissance. Généralement, les régulateurs utilisés pour la régulation de l'angle d'orientation sont les régulateurs PI. Le correcteur PI utilisé a pour expression :

$$\frac{\beta'_{ref}(s)}{\varepsilon(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.13)$$

Tel que :

$\beta'_{ref}(s)$: Référence d'angle reçue du processus de la commande de la puissance électrique

K_i, K_p : Les gains de régulateurs PI

s : Opérateur de Laplace

Le régulateur de l'angle de calage est donc modélisé comme illustré dans la Figure 3-4.

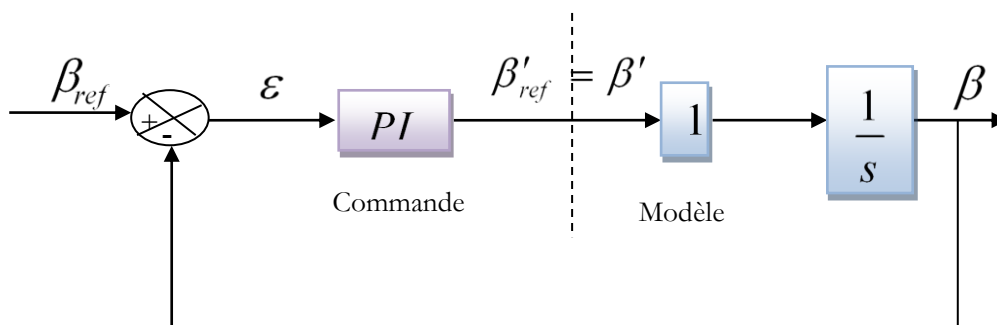


Figure 3-4. Régulation de l'angle avec un correcteur PI.

La puissance de référence pour générer l'angle de calage de référence est la puissance nominale captée par la turbine comme montré dans la Figure 3-5.

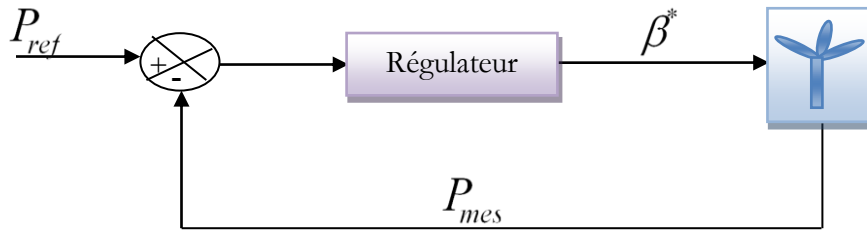
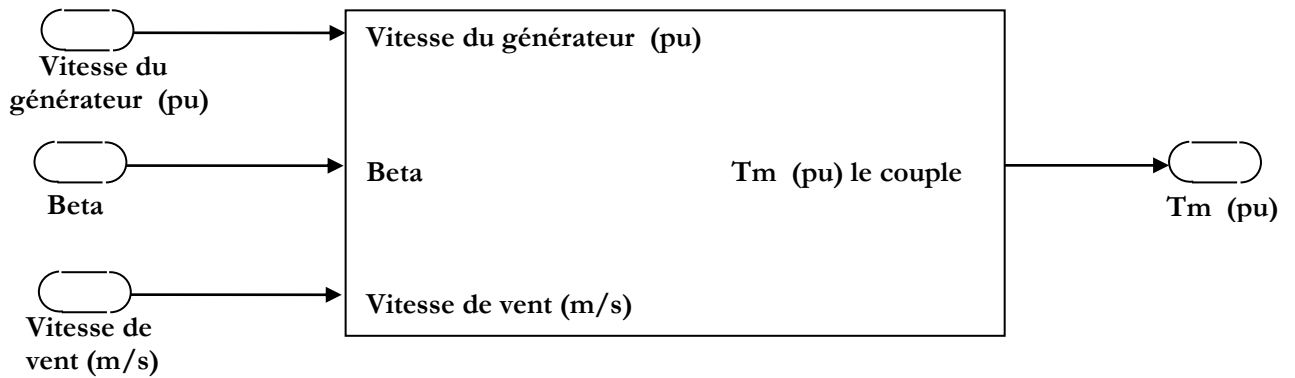
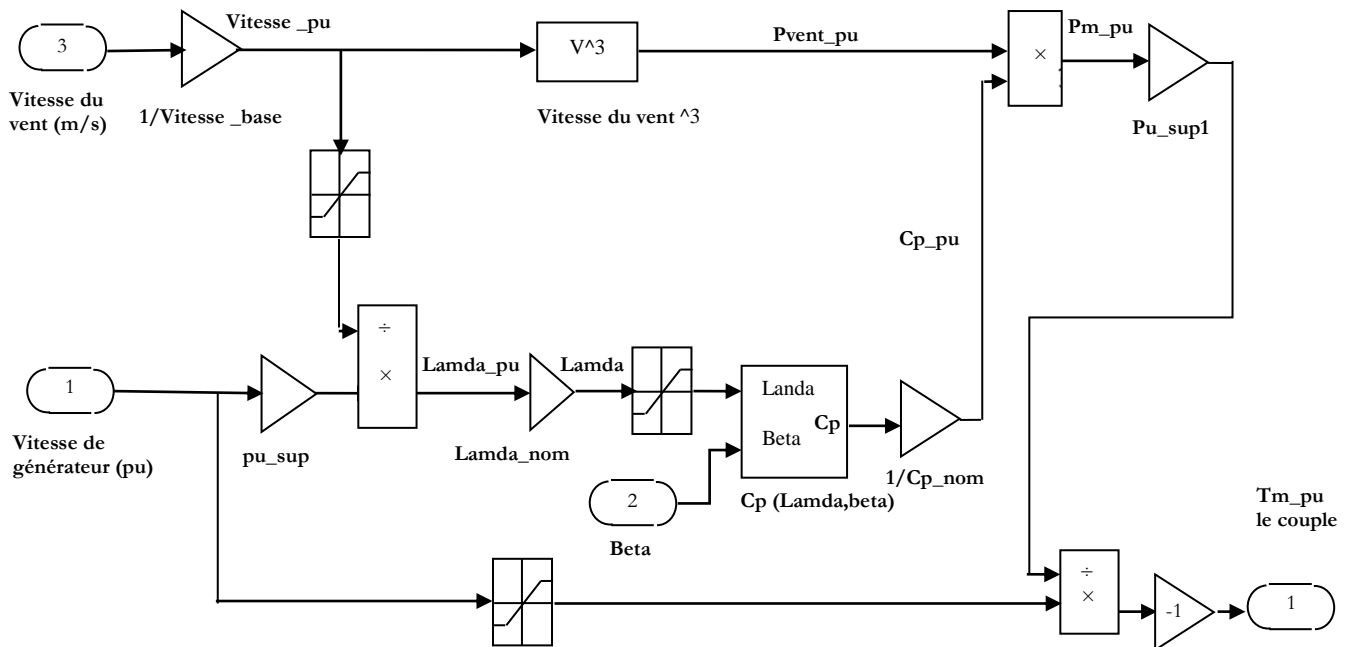


Figure 3-5. Système de génération β de référence.

Le modèle de la turbine éolienne est représenté dans la (Figure 3-6),



(a)



(b)

Figure 3-6. Modélisation de la turbine sous Matlab/Simulink

- a- Modèle bloc de la turbine ;
- b- Modèle éclaté ;

3.2.3. Modélisation 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 tension. 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 : $\Omega_s = \frac{\omega_s}{p}$.

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 : $\Omega_{mec} = \frac{d\theta}{dt}$, θ étant l'angle entre le repère statorique et le repère rotorique, comme montre la figure 3-7.

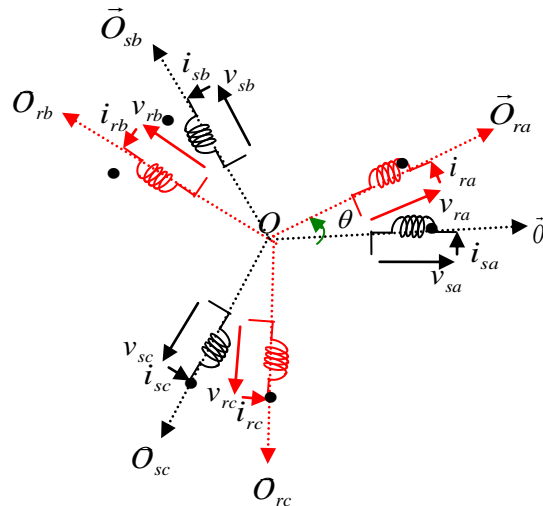


Figure 3-7. Structure générale de la machine asynchrone [14]

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

- Les armatures magnétiques du stator et du rotor sont les 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.

3.2.3.1. Equations électriques

Les enroulements des trois phases statoriques et des trois phases rotoriques dans l'espace, peuvent être représentés comme indiqué dans la figure (3.7). La loi de FARADAY permet d'écrire les équations générales de la machine asynchrone dans un repère triphasé sous la forme matricielle:

$$v = Ri + \frac{d\varphi}{dt} \quad (3.14)$$

Où φ représente le flux total à travers l'enroulement.

Pour les enroulements statoriques, on écrira en notation matricielle:

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Pour les enroulements rotoriques, on écrira en notation matricielle:

$$\begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Où:

v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} : sont les tensions simples triphasées au stator de la machine.

i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} : sont les courants au stator de la machine.

$\varphi_{sa}, \varphi_{sb}, \varphi_{sc}$: sont les flux propres circulant au stator de la machine.

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc} : sont les tensions simples triphasées au rotor de la machine.

i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} : sont les courants au rotor de la machine.

$\varphi_{ra}, \varphi_{rb}, \varphi_{rc}$: sont les flux propres circulant au rotor de la machine.

R_s : est la résistance des enroulements statoriques.

R_r : est la résistance des enroulements rotoriques .

3.2.3.2. Equations des flux

L'expression du flux total à travers le bobinage statorique sera la suivante:

$$\varphi_{sa} = l_s i_{sa} + m_s (i_{sb} + i_{sc}) + m_1 i_{ra} + m_2 i_{rb} + m_3 i_{rc} \quad (3.17)$$

L'écriture matricielle ci-dessous résume les trois équations de flux statorique:

$$\Phi_{sabc} = \begin{bmatrix} \varphi_{Sa} \\ \varphi_{Sb} \\ \varphi_{Sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Sa} \\ i_{Sb} \\ i_{Sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} m_1 & m_2 & m_3 \\ m_3 & m_1 & m_2 \\ m_2 & m_3 & m_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

On distingue par:

Φ_{sabc} : Vecteur flux circulant au stator de la machine.

l_s : Coefficient d'inductance propre d'un enroulement statorique

m_s : Coefficient d'inductance mutuelle entre deux bobinages statoriques.

m_1, m_2, m_3 : Les coefficients d'inductance mutuelle avec les trois bobinages rotoriques.

A partir de la figure (3.7):

$$\begin{cases} m_1 = m_{sr} \cos \theta \\ m_2 = m_{sr} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ m_3 = m_{sr} \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.19)$$

Où m_{sr} représente la valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique.

On peut écrire:

$$\Phi_{sabc} = \mathbf{L}_s \mathbf{I}_{sabc} + \mathbf{M}_{sr} \mathbf{I}_{rabc} \quad (3.20)$$

Avec:

$$\mathbf{L}_s = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix}$$

Et:

$$\mathbf{M}_{sr} = m_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}_{rs} = (\mathbf{M}_{sr})^T$$

De façon similaire, on aura au rotor:

$$\Phi_{rabc} = \mathbf{L}_r \mathbf{I}_{rabc} + \mathbf{M}_{rs} \mathbf{I}_{sabc} \quad (3.21)$$

Où:

$$\mathbf{L}_r = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix}$$

Avec:

l_r : Coefficient d'inductance propre des enroulements rotoriques.

m_r : Coefficient d'inductance mutuelle entre deux enroulements rotoriques.

D'après l'équation (3.21), les équations (3.15) et (3.16) de la machine peuvent être écrire :

$$\begin{cases} [V_{sabc}] = [R_s][I_{sabc}] + \frac{d}{dt} [[L_s][I_{sabc}] + [M_{sr}][I_{rabc}]] \\ [V_{rabc}] = [R_r][I_{rabc}] + \frac{d}{dt} [[L_r][I_{rabc}] + [M_{rs}][I_{sabc}]] \end{cases} \quad (3.22)$$

Ces équations présentent deux inconvénients majeurs:

- Un nombre important de variables couplées entre elles;
- La dépendance des matrices \mathbf{M}_{sr} , et \mathbf{M}_{rs} de l'angle de rotation θ .

Pour palier ce problème, on recherche des transformations linéaires des variables triphasées de la machine en repère biphasé orthogonal fixe dq par rapport au stator ou au rotor ou bien au champ tournant. La transformation repose sur l'équivalence magnétique du système de passer du repère triphasé de la machine réelle abc à un système dans le repère dq .

3.2.3.3. Transformation de PARK appliquée

La transformation de PARK est souvent définie par la matrice \mathbf{P} normalisée.

$$\mathbf{X}_{dq0} = \mathbf{P} \mathbf{X}_{abc} \quad (3.23)$$

Où:

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

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 3-8 montre alors la disposition des systèmes d'axe dans l'espace électrique.

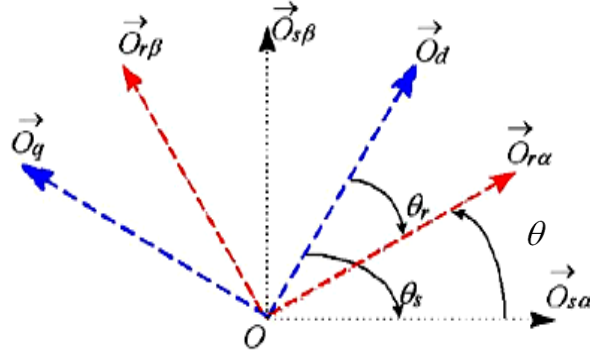


Figure 3-8.Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique.

L'équation (3.15) et (3.16) de la machine peuvent être résumées par:

$$\mathbf{V}_{abc} = \frac{d}{dt} \Phi_{abc} + \mathbf{R} \mathbf{I}_{abc} \tag{3.24}$$

A l'aide de la formule de changement de base (3.23), il vient [13]:

$$\mathbf{P}(\psi) \mathbf{V}_{dq0} = \frac{d}{dt} [\mathbf{P}(\psi) \Phi_{dq0}] + \mathbf{R} \mathbf{P}(\psi) \mathbf{I}_{dq0} \tag{3.25}$$

Soit en multipliant à gauche par $\mathbf{P}(\psi)^{-1}$:

$$\mathbf{V}_{dq0} = \frac{d}{dt} \Phi_{dq0} + \mathbf{P}(\psi)^{-1} \frac{d}{dt} [\mathbf{P}(\psi) \Phi_{dq0}] + \mathbf{R} \mathbf{I}_{dq0} \tag{3.26}$$

Où:

$$\mathbf{P}(\psi)^{-1} \frac{d}{dt} [\mathbf{P}(\psi) \Phi_{dq0}] = \lambda \Phi_{dq0} \frac{d\psi}{dt} \tag{3.27}$$

Avec:

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

On obtient finalement modèle de PARK qui constitue ainsi un modèle électrique dynamique pour l'enroulement diphasé équivalent:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega_a \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega_a \varphi_{ds} \\ V_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - (\omega_a - \omega_r) \varphi_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + (\omega_a - \omega_r) \varphi_{dr} \end{cases} \quad (3.28)$$

Avec :

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

Dont les relations entre les flux et les courants sont:

Au stator:

$$\Phi_{sdq0} = \mathbf{L}_{sp} \mathbf{I}_{sdq0} + \mathbf{M}_{srp} \mathbf{I}_{rdq0} \quad (3.29)$$

Au rotor:

$$\Phi_{rdq0} = \mathbf{L}_{rp} \mathbf{I}_{rdq0} + \mathbf{M}_{rsp} \mathbf{I}_{sdq0} \quad (3.30)$$

Avec:

$$\mathbf{L}_{sp} = \begin{bmatrix} l_s - m_s & 0 & 0 \\ 0 & l_s - m_s & 0 \\ 0 & 0 & l_s - m_s \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{L}_{rp} = \begin{bmatrix} l_r - m_r & 0 & 0 \\ 0 & l_r - m_r & 0 \\ 0 & 0 & l_r - m_r \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{M}_{srp} = \begin{pmatrix} \frac{3.M_{\max}}{2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{3.M_{\max}}{2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{3.M_{\max}}{2} \end{pmatrix}$$

Avec:

ω_s : Vitesse angulaire des axes dq dans le repère statorique.

ω_r : Vitesse angulaire des axes dq dans le repère rotorique.

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

ω_a : désigne la vitesse angulaire électrique du repère d, q.

Il est plus intéressant d'écrire les équations dans un référentiel lié soit au stator, soit au rotor, ou au champ tournant, selon les objectifs de l'application. Dans chacun de ces nouveaux référentiels, les équations de la machine deviennent plus simples que dans le référentiel quelconque.

Le choix du référentiel se fait en fonction de la valeur de ω_a

$\omega_a = 0$: correspond au référentiel stationnaire.

$\omega_a = \omega_r$: correspond au référentiel lié au rotor.

$\omega_a = \omega_s$: correspond au référentiel lié au champ tournant.

3.2.3.4. Couple électromagnétique

On obtient la puissance instantanée absorbée par la machine :

$$p_m = (\varphi_{sd}i_{sq} - \varphi_{sq}i_{sd})\omega_s + (\varphi_{rd}i_{rq} - \varphi_{rq}i_{rd})\omega_r \tag{3.31}$$

En exprimant les flux en fonction des courants à partir des équations et, on constate que:

$$(\varphi_{sd}i_{sq} - \varphi_{sq}i_{sd}) = -(\varphi_{rd}i_{rq} - \varphi_{rq}i_{rd}) \tag{3.32}$$

Dans ces conditions, on obtient deux expressions pour le couple électromagnétique:

$$C_{em} = p(\varphi_{sd}i_{sq} - \varphi_{sq}i_{sd}) \tag{3.33}$$

$$C_{em} = p(\varphi_{rd}i_{rq} - \varphi_{rq}i_{rd}) \tag{3.34}$$

3.2.3.5. Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne

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

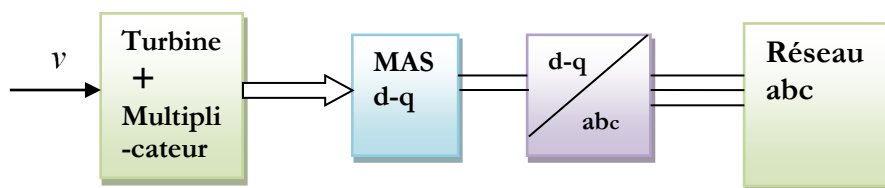


Figure 3-9. Modèle de la chaîne de conversion éolienne fonctionnant à vitesse fixe

3.2.3.6. 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). [50]

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. [51]

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.

Après l'exécution du programme sous environnement Matlab/ Simulink, la caractéristique de la turbine éolienne pour des différentes vitesses du vent est donnée par la figure 3-10 :

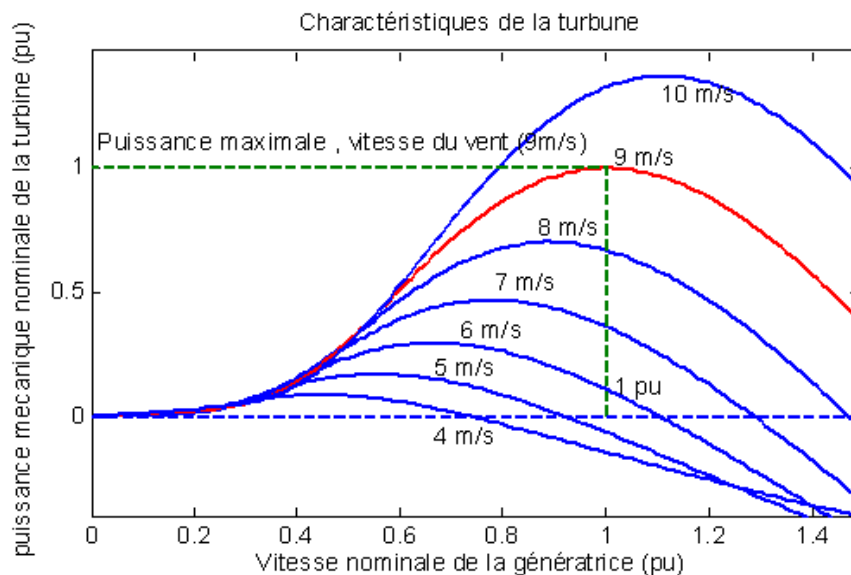


Figure 3-10. Caractéristiques mécaniques de la turbine éolienne basée sur la MAS à cage.

On constate 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. Modélisation du STATCOM

3.3.1. Modèle mathématique de STATCOM

Pour le modèle simplifié du STATCOM, on suppose que le circuit continu consiste en une source de tension constante, et le circuit DC ne sera pas inclus dans ce modèle. Le schéma équivalent de ce dispositif donc est une source de tension sinusoïdale connectée à un nœud du réseau par l'inductance du transformateur de couplage. Le circuit contient aussi une résistance en série pour représenter les pertes ohmiques du transformateur et les pertes dans les interrupteurs de l'onduleur.

Le courant du STATCOM dépend de la différence entre la tension du système (tension au nœud) et la tension ajustable du STATCOM.

Où les grandeurs sont en triphasé :

$$\bar{V} = \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix}; \bar{V}_{sh} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{ash} \\ \bar{V}_{bsh} \\ \bar{V}_{csh} \end{bmatrix} \text{ et } \bar{I}_{sh} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{ash} \\ \bar{I}_{bsh} \\ \bar{I}_{csh} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Pour simplifier ces équations, on passe au repère orthogonal fixe (α, β) en multipliant l'équation (3-35) par la matrice de la transformation de CLARK suivante :

$$T_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1 & -1 \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

$$\bar{V} - \bar{V}_{sh} = R_{sh} \bar{I}_{sh} + L_{sh} \frac{d\bar{I}_{sh}}{dt} \quad (3.36)$$

On passe au repère tournant (d, q) , le référentiel du synchronisme, en multipliant toutes les grandeurs par le phaseur $e^{j\gamma}$ avec $\frac{d\gamma}{dt} = \omega$, la pulsation des grandeurs en question,

Donc :

$$\bar{U}_{(d,q)} = \bar{U}_{(\alpha,\beta)} e^{-j\gamma} \text{ et inversement } \bar{U}_{(\alpha,\beta)} = \bar{U}_{(d,q)} e^{j\gamma}$$

En appliquant cette écriture sur l'équation (3-36) on aura :

$$\bar{V}^{(d,q)} e^{j\gamma} - \bar{V}_{sh}^{(d,q)} e^{j\gamma} = R_{sh} \bar{I}_{sh}^{(d,q)} e^{j\gamma} + L_{sh} \frac{d}{dt} (\bar{I}_{sh}^{(d,q)} e^{j\gamma}) \quad (3.37)$$

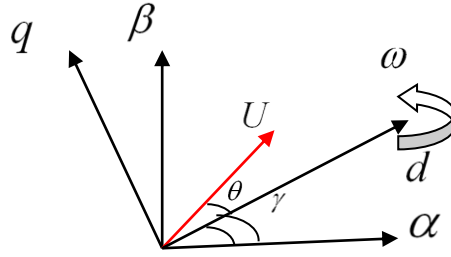


Figure 3-11. Passage de repère (α, β) vers le repère (d, q)

Après simplification de calcul en aboutit aux équations dynamiques du STATCOM dans le repère (d, q) suivant :

$$V_d - V_{shd} = R_{sh} I_{shd} + L_{sh} \frac{dI_{shd}}{dt} - L_{sh} \omega I_{shq} \quad (3.38)$$

$$V_q - V_{shq} = R_{sh} I_{shq} + L_{sh} \frac{dI_{shq}}{dt} + L_{sh} \omega I_{shd} \quad (3.39)$$

Sous forme matricielle on écrit le système d'état du STATCOM comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Où : le vecteur $\begin{bmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{bmatrix}$ représente le vecteur de commande du système.

3.3.2. Modèle mathématique en considérant le circuit DC

Le modèle simplifié est dérivé sous l'hypothèse d'aucune variation de la tension continue U_{dc} durant les petits échanges de l'énergie active entre le réseau et la source DC . Lorsque la capacité de la source DC est relativement petite, le modèle mathématique doit être amélioré l'équation du circuit continu.

Le circuit continu est représenté par une source de courant connecte au condensateur C et une résistance shunte pour examiner les pertes Joules dans le circuit continu.

On suppose que :

$$\bar{V}_{sh}^{(d,q)} = V_{shd} + jV_{shq} = v \cos \theta + jv \sin \theta \quad (3.41)$$

v : étant le module de la tension appliqué dépend directement de la tension continue U_{dc} et peut être exprimé par :

$$v = mU_{dc} \quad (3.42)$$

m : est l'indice de modulation il ne dépend que du type de l'onduleur.

En substituant les équations (3.41) et (3.42) dans les équations (3.38) et (3.39), on aboutit aux équations :

$$V_d - mU_{dc} \cos \theta = R_{sh} I_{shd} + L_{sh} \frac{dI_{shd}}{dt} - L_{sh} \omega I_{shq} \quad (3.43)$$

$$V_q - mU_{dc} \sin \theta = R_{sh} I_{shq} + L_{sh} \frac{dI_{shq}}{dt} - L_{sh} \omega I_{shd} \quad (3.44)$$

La puissance circulante entre le condensateur et l'onduleur de tension peut être décrite par l'équation (3.45) et en même temps vérifié l'égalité qui suit (3.46) :

$$P_{sh} = \frac{3}{2} (V_{shd} I_{shd} + V_{shq} I_{shq}) \quad (3.45)$$

$$U_{dc} I_{dc} = \frac{3}{2} (V_{shd} I_{shd} + V_{shq} I_{shq}) \quad (3.46)$$

Le courant I_{dc} est défini comme étant la somme du courant capacitif I_{dc} et le courant résistif i_{rc} dans la branche de la résistance R_{dc} .

$$I_{dc} = C \frac{dU_{dc}}{dt} + \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (3.47)$$

De ces équations (3.41), (3.42), (3.46) et (3.47) on peut tirer l'équation dynamique du coté continue du STATCOM suivante :

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} m (I_{shd} \cos \theta - I_{shq} \sin \theta) - \frac{U_{dc}}{R_c} \quad (3.48)$$

Les équations (3.43), (3.44) et (3.48) forme le système d'équations d'état du STATCOM en tenant compte des variations de la tension du circuit continu qu'on écrit sous forme matricielle suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L_{sh}} & \omega & -\frac{m}{L_{sh}} \cos \theta \\ -\omega & -\frac{R}{L_{sh}} & \frac{m}{L_{sh}} \sin \theta \\ \frac{3m}{2c} \cos \theta & -\frac{3m}{2c} \sin \theta & \frac{-1}{R_c c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{sh}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

On peut observer qu'il ya deux paramètres de commande dans ce système avec trois paramètres d'état à contrôler et uniquement deux grandeurs peuvent être commandées indépendamment. Ce système, qui doit être linéaires autour d'un point de fonctionnement, sera de la forme suivante.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L_{sh}} & \omega & -\frac{m}{L_{sh}} \cos \theta_0 \\ -\omega & -\frac{R}{L_{sh}} & \frac{m}{L_{sh}} \sin \theta_0 \\ \frac{3m}{2c} \cos \theta_0 & -\frac{3m}{2c} \sin \theta_0 & \frac{-1}{R_c c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{sh}} & 0 & \frac{m}{L_{sh}} U_{dc0} \sin \theta_0 \\ 0 & \frac{1}{L_{sh}} & \frac{m}{L_{sh}} U_{dc0} \cos \theta_0 \\ 0 & 0 & -\frac{2m}{3c} (I_{shd} \sin \theta_0 + I_{shq} \cos \theta_0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ \theta \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

Le courant réactif est commandé indépendamment pour contrôler le flux de puissance réactive et les autres paramètres sont utilisés pour maintenir la tension continue U_{dc} constante.

3.4. Conclusion

Dans ce chapitre, on a expliqué les modèles mathématiques des différents composants de la turbine éolienne. Ces modèles sont établis à partir des hypothèses simplificatrices. Après cette modélisation des composants du système éolien, on peut obtenir le modèle de ce dernier tout en groupant les équations éclairées précédemment pour faire la simulation numérique du réseau test.

Nous avons aussi donné un modèle du dispositif FACTS qui est le STATCOM comme un élément essentiel pour la compensation de l'énergie réactive lorsque le système subit un défaut avec son système de commande à travers ces équations correspondantes comme la régulation de la tension par compensation de l'énergie réactive.

Chapitre 04

SIMULATIONS ET INTERPRETATIONS DES RESULTATS OBTENUS

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, avec et sans l'intégration de parc éolien.

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. La simulation effectuée sous environnement Matlab/Simulink,

4.2. Raccordement des éoliennes aux réseaux électriques

L'énergie électrique produite par l'éolienne 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 (e.g : fermes éoliennes offshore), où la présence du vent est plus régulière [21].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 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.

4.2.2. 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.

4.3. Etude d'une éolienne à vitesse fixe intégrée à un jeu de barres infini

4.3.1. Description du réseau étudié

Le système étudié est un réseau radial avec une ligne de transmission (50 km) via une source de tension de 132 kV, auquel est connecté une ferme éolienne de 9 MW comme le montre la (figure 4-1).[52]

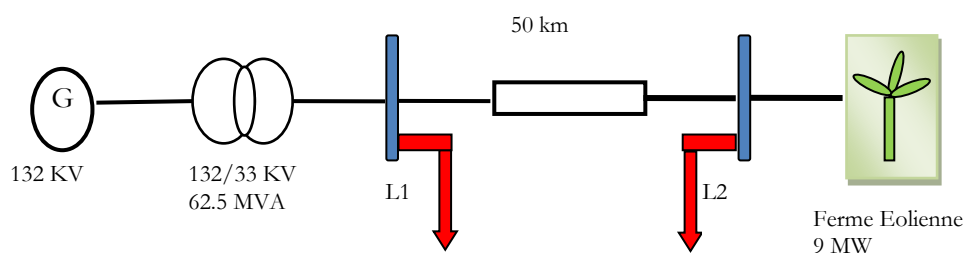


Figure 4-1. Réseau test étudié

Ce système comporte :

- Une ferme éolienne de six éoliennes de 1.5 MW construites des turbines conventionnelles de pitch variable composées d'un rotor aérodynamique, système dynamique de transmission, générateur d'induction à cage d'écureuil, système de contrôle.
- Chaque éolienne comporte une batterie de condensateurs de 400 KVAR connectée à la sortie de l'éolienne pour compenser l'énergie réactive absorbée par la génératrice asynchrone.
- Deux charges, l'une de 50 MW avec ($f_p=0.9$) et l'autre de 6 MW avec ($f_p=0.9$).
- STATCOM ou SVC de 3 MVAR connecté au point de raccordement de l'éolienne.

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

Tableau 4-1. Paramètres de bases du système étudié

V_{base}	132 KV
P_{base}	9 MW
f_{base}	50 Hz

4.3.2. Résultats de Simulation

La simulation est exécutée aux 4 différents modèles comme suivants:

a. Sans ferme éolienne et STATCOM

Dans ce mode, le parc éolien et le STATCOM ont été ignorés lors de l'exécution de la simulation. Seul le système de distribution et deux charges ont été conservés dans le modèle. Le but d'exécuter la simulation dans ce mode est de constater que, le système de test est un système faible. Ainsi, dans ce mode, les tensions au niveau de jeux de barres 1 et 2 sont mesurées, comme le montre la figure (4-2). D'après cette figure, on constate que la tension au niveau de jeu de barres 2 est inférieure à 0,94 pu. Étant donné que ces tensions sont inférieures à 0,95 pu donc le réseau de distribution adoptée pour cette étude est vraiment faible.

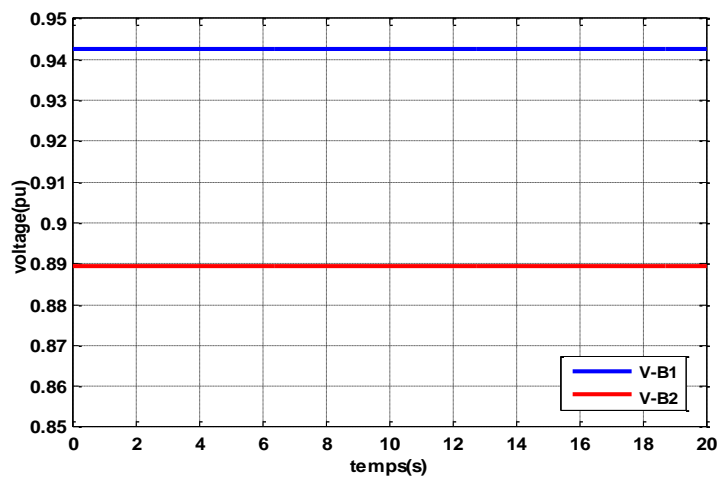


Figure 4-2. Tensions aux jeux de barre 1 et 2.

b. Avec ferme éolienne et absence du STATCOM

Le but de fonctionnement de simulation dans ce mode est d'essayer d'intégrer de 9 MW d'énergie éolienne qui est compensée par les batteries de condensateurs (PFC) dans le réseau de distribution faible, sans compensation dynamique de la puissance réactive.

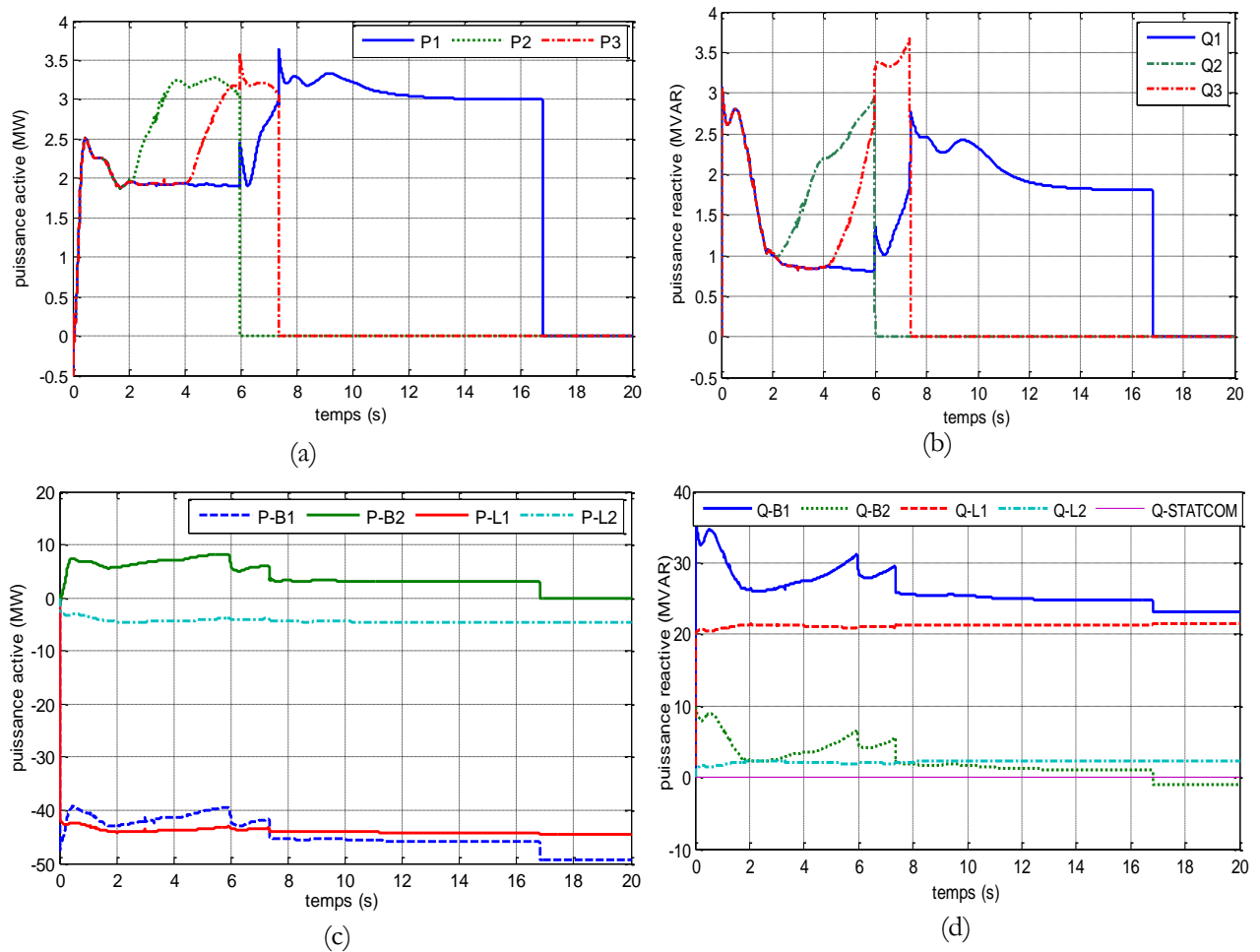


Figure 4-3. Résultats de simulation sans compensation et sans défaut.

- Puissances actives générées par les générateurs éoliens [MW]
- Puissances réactives consommées par les générateurs éoliens [MVAR]
- Puissances actives aux divers points dans le réseau [MW]
- Puissances réactives aux divers points dans le réseau [MVAR]

La figure (4-3a) montre la puissance active fournie par les génératrices éoliennes au réseau de distribution. De cette figure, on constate que les éoliennes sont déconnectées une par une. Premièrement, l'éolienne2, puis l'éolienne-3 et enfin l'éolienne1 est déconnectée par les systèmes de protection. La cascade de déclenchement des générateurs éoliens est due en vertu de tension au jeu de barres 2. Ces éoliennes perdent leur stabilité et les vitesses angulaires sont augmentées comme montre la figure (4-4b). Cela montre qu'en tant que tel, l'énergie éolienne ne peut être intégrée dans un réseau de distribution faible. Cela est dû au fait que, réseau faible n'est pas capable de fournir la puissance réactive demandée par les générateurs d'induction. Figure (4-3b) montre la puissance réactive absorbée par les générateurs d'induction à partir du réseau avant de se déconnecter.

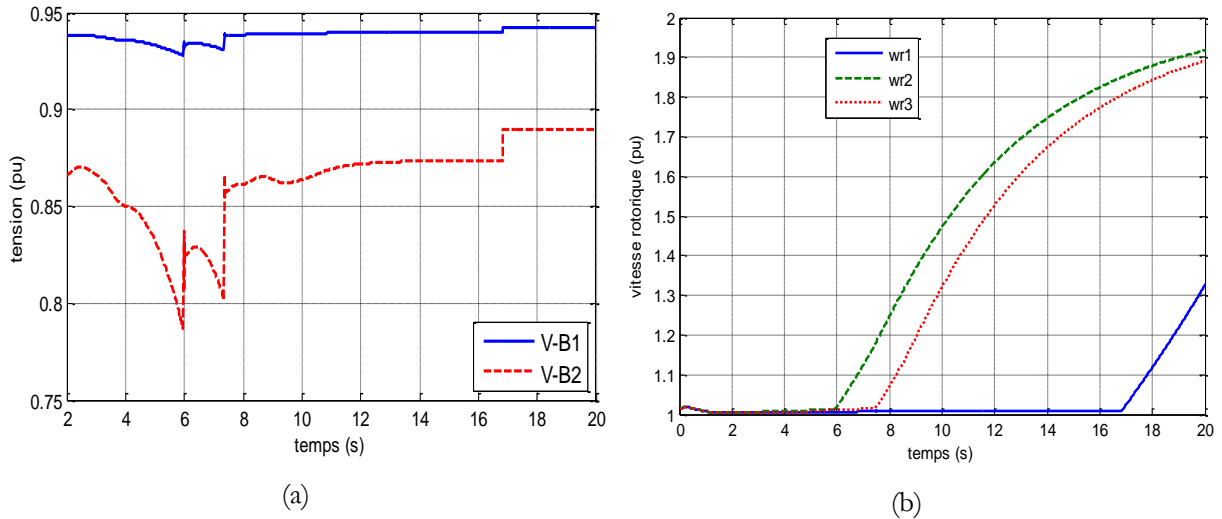


Figure 4-4. Résultats de simulation sans compensation et sans défaut.

- c- Tensions aux jeux de barre 1 et 2 [pu]
- d- Vitesses des générateurs éoliens [pu]

La puissance active aux divers points du réseau est représentée sur la Figure (4-3c). A partir de cette figure. On constate que, avant le déclenchement, des éoliennes ont fourni la puissance active au réseau. La puissance réactive à divers points dans le réseau est représentée dans la Figure (4-3d). Par cette figure, on observe que, avant le déclenchement des aérogénérateurs sont attirés la puissance réactive du réseau. En conséquence, la tension au jeu de barres 2 (B_2) ainsi que de B_1 est en baisse comme montre la Figure (4-4a), provoquant ainsi sous tension de déclenchement des éoliennes.

c. En présence de STATCOM

Dans ce mode de simulation du parc éolien avec compensation dynamique par STATCOM est connecté au réseau de distribution faible en mode ci-dessus.

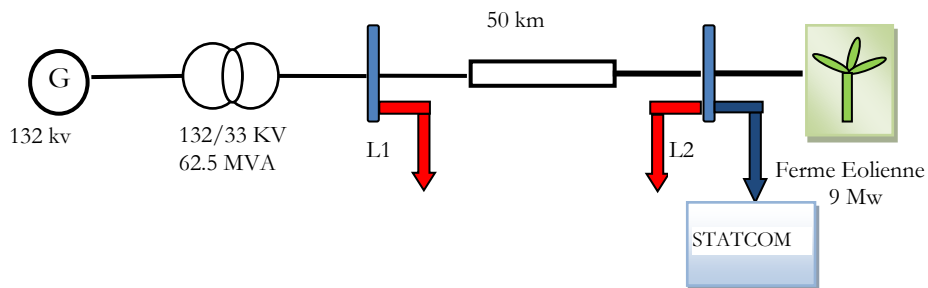


Figure 4-5. Système avec la présence de STATCOM

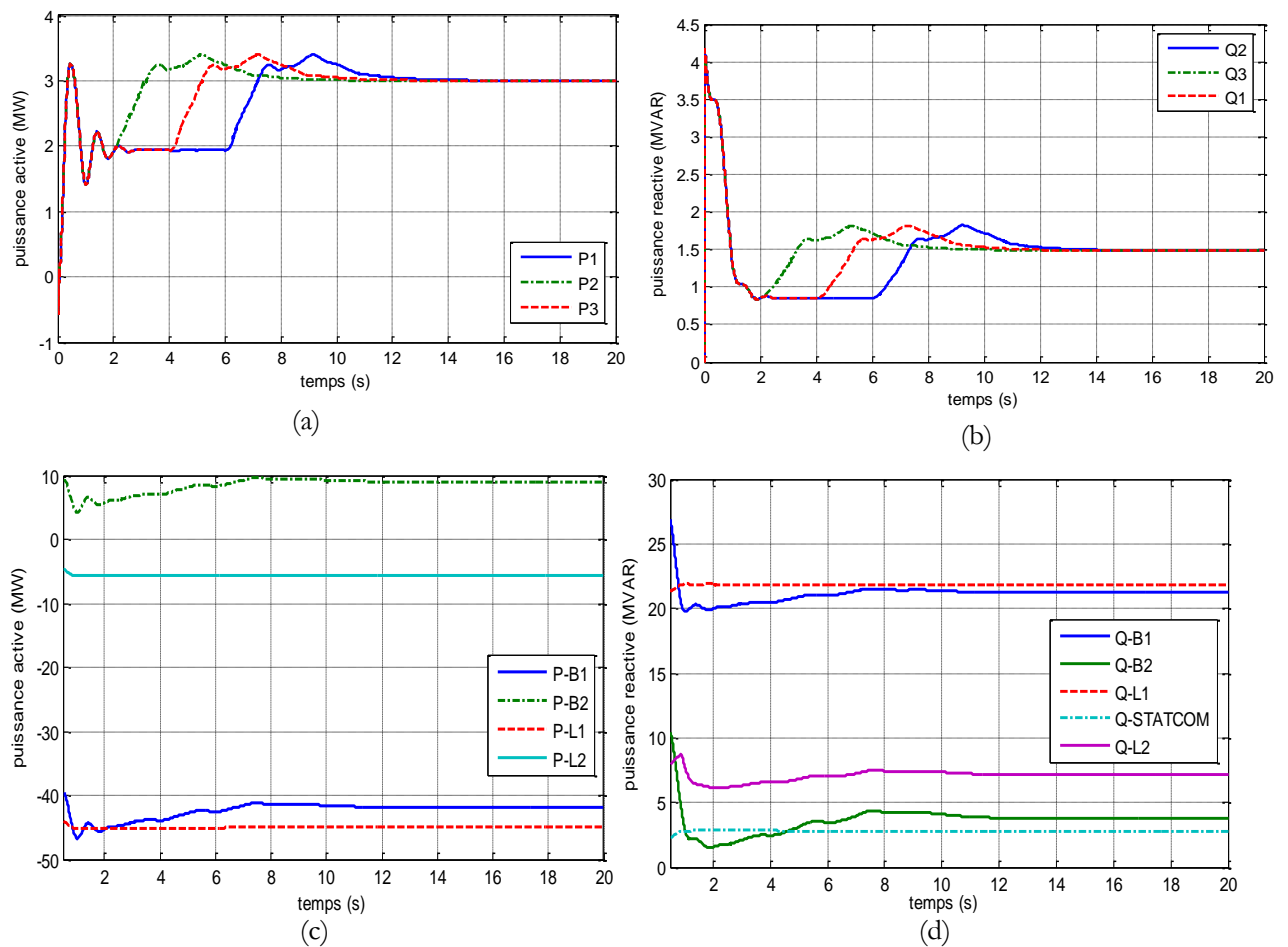


Figure 4-6. Résultats de simulations avec compensation (STATCOM)

- Puissance active générées par les générateurs éoliens [MW]
- Puissance réactive consommées par les générateurs éoliens [MVAR]
- Puissances actives au divers point dans le réseau [MW]
- Puissances réactives au divers point dans le réseau [MVAR]

La figure (4-6a) montre la puissance active fournie par des génératrices éoliennes. De cette Figure, on observe que, les éoliennes ne sont pas déconnectées, et ils fournissent (3 x 3) MW. La figure (4-6b) montre la puissance réactive absorbée par les générateurs à induction du réseau. D'après cette Figure., on constate que d'abord ces aérogénérateurs attirent plus de puissance réactive, mais plus tard, sur la demande de puissance réactive est stabilisé à (1,5x3) MVAR. La puissance active aux divers points dans le réseau est représentée sur la figure (4-6c). La puissance réactive aux divers points dans le réseau est représentée sur la Figure (4-6d). D'après cette Figure, on constate que, le STATCOM fournit 3 MVAR au réseau, donc il répond la demande de puissance réactive par les générateurs éoliens.

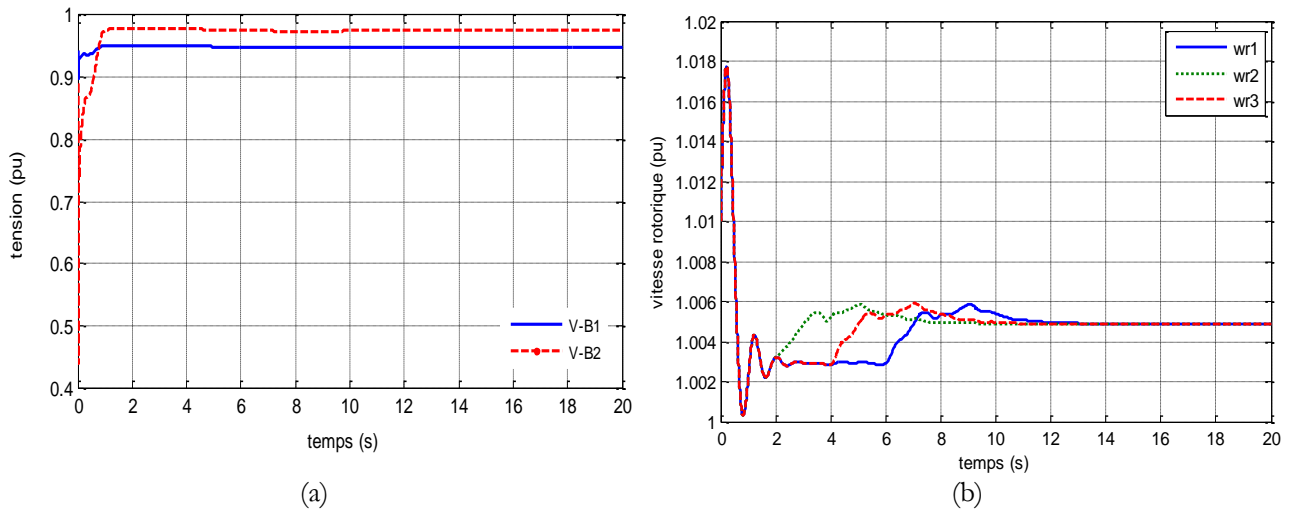


Figure 4-7. Résultats de simulations avec compensation (STATCOM)

- a- Tensions aux jeux de barre 1 et 2 [pu]
- b- Vitesses des générateurs éoliens [pu]

d. En présence de STATCOM avec un défaut triphasé

Dans ce cas un défaut triphasé pour 2 cycles soit 0,04 sec est appliqué au jeu de barres 2. Le défaut est lancé après 6 secondes de début de la simulation. Le but de cette simulation est de vérifier la capacité de compensation dynamique de puissance réactive de STATCOM pendant l'événement de défaut, tout en intégrant l'énergie éolienne dans un réseau de distribution faible.

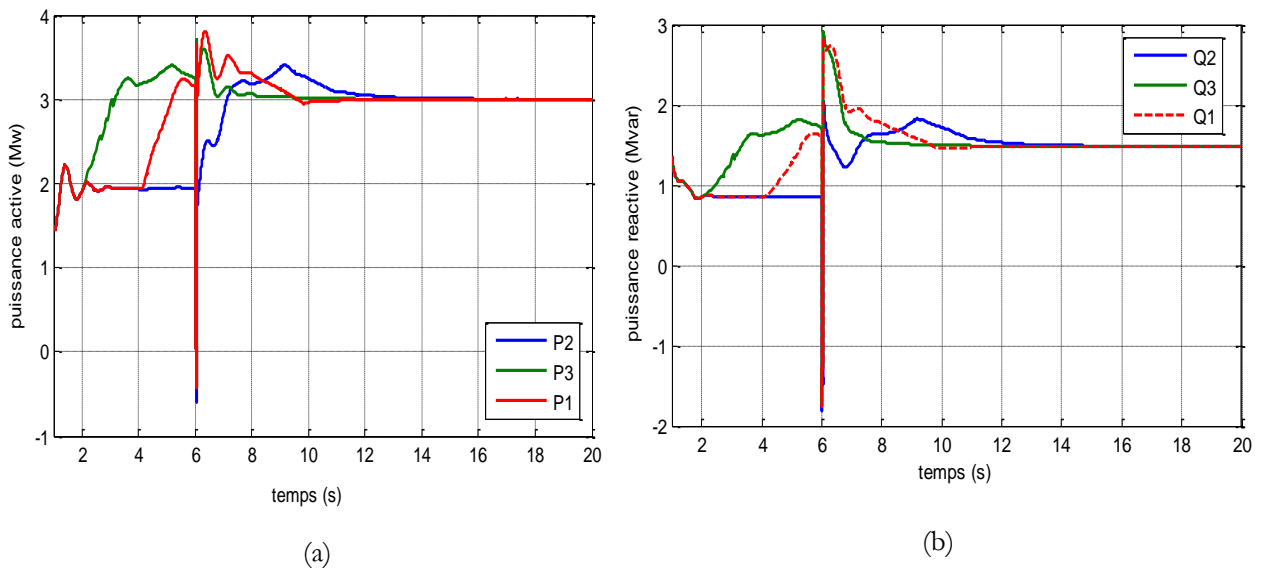


Figure 4-8. Résultats de simulations avec compensation(STATCOM) en présence de défaut.

- a- Puissances actives générées par les générateurs éoliens [MW]
- b- Puissances réactives consommées par les générateurs éoliens [MVAR]

La figure (4-8a) montre la puissance active fournie par des génératrices éoliennes au réseau de distribution. On constate, dans ce cas également, les éoliennes ne sont pas déconnectées. Mais ils fournissent (3x 3) MW au réseau de distribution. La figure (4-8b) montre la puissance réactive absorbée par les générateurs d'induction à partir du réseau. La puissance réactive à divers points dans le réseau est représentée sur la Figure (4-9b), on constate que, le STATCOM fournit de la puissance réactive au réseau même en cas d'un défaut de courte durée à son point d'interconnexion.

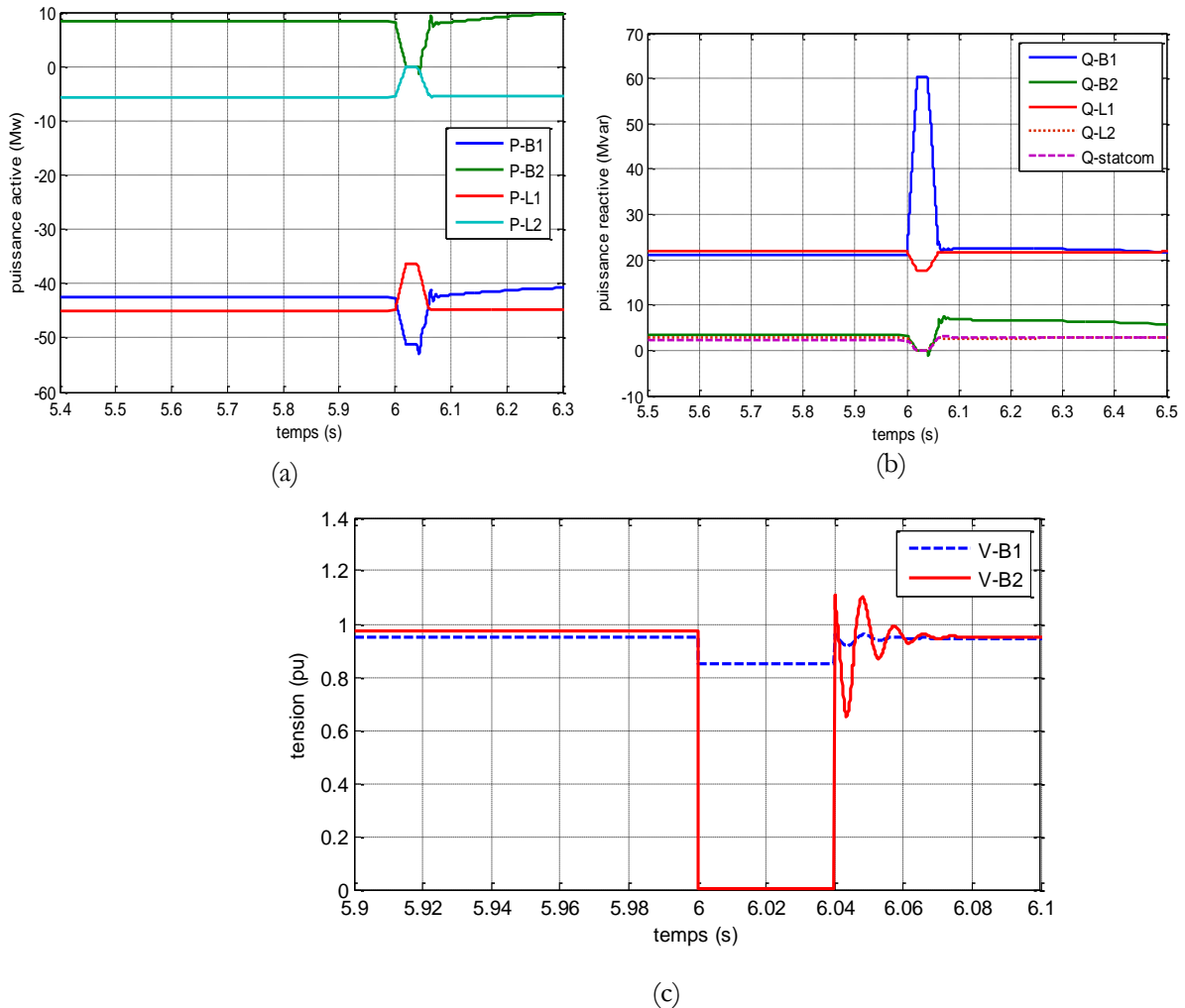


Figure 4-9. Résultats de simulations avec compensation (STATCOM) en présence de défaut.

- a- Puissances actives aux divers points dans le réseau [MW]
- b- Puissances réactives aux divers points dans le réseau [MVAR]
- c- Tensions aux jeux de barre 1 et 2.

La figure (4-9c) montre que les tensions aux jeux de barre 1 et 2. D'après cette figure, on constate que le rétablissement de la tension après le défaut est accéléré par STATCOM et le restaure la tension du système avant l'ouverture des systèmes de protection. Ainsi, les éoliennes ne se déclenchent pas, même en cas de défaut de courte durée.

e. En présence de SVC avec un défaut triphasé

Le réseau électrique comporte un SVC placé au jeu de barres B2 montré dans la figure suivante :

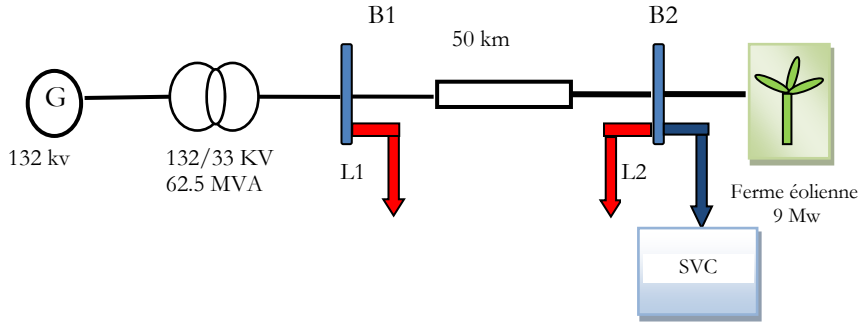


Figure 4-10. Réseau test avec SVC

Les résultats de simulation en présence de SVC sont illustrés dans la figure (4-11).

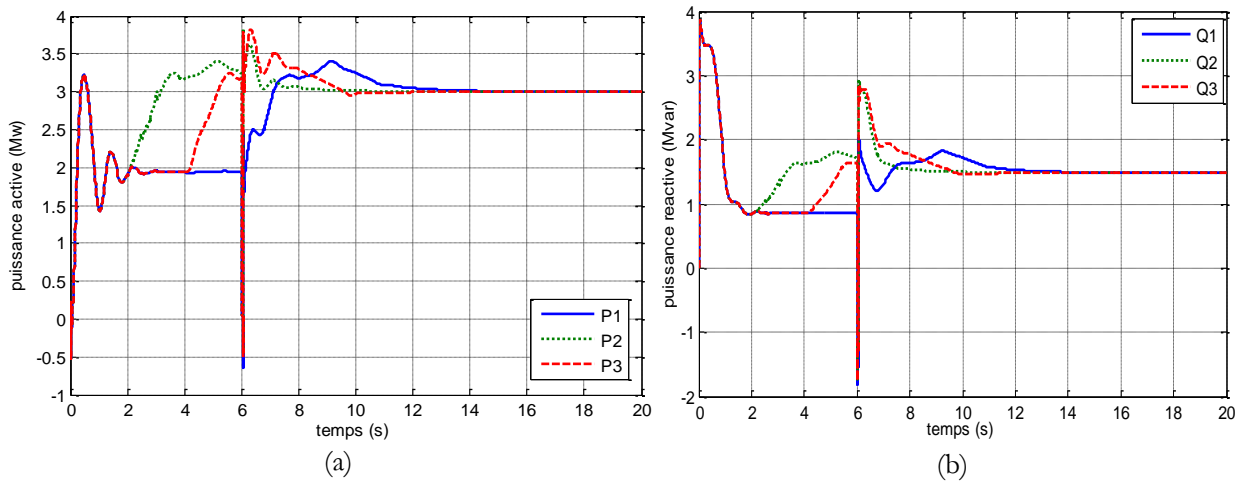


Figure 4-11. Résultats de simulations avec compensation (SVC) en présence de défaut.

a- Puissances actives générées par les générateurs éoliens [MW]

b- Puissances réactives consommées par les générateurs éoliens [MVAR]

La figure (4-11a) montre que la puissance active fournie par des génératrices éoliennes au réseau de distribution. D’après cette figure, on constate que, dans ce cas également, les éoliennes ne sont pas déconnectées, et ils fournissent (3x 3) MW au réseau de distribution. La figure (4-11b) montre que la puissance réactive absorbée par les générateurs d’induction à partir du réseau.

D’après les résultats de simulation, on constate que la ferme éolienne fonctionne dans un réseau faible à son régime normal en présence de système de compensation et après une petite perturbation le ferme réagit après le défaut cela montre l’efficacité de ces FACTS (STATCOM et SVC).

D'après la figure (4-12), on constate que le STATCOM amortis beaucoup mieux les oscillations de tension lequel connecté le ferme éolienne que le SVC. Cela montre que le STATCOM est plus efficace que le SVC.

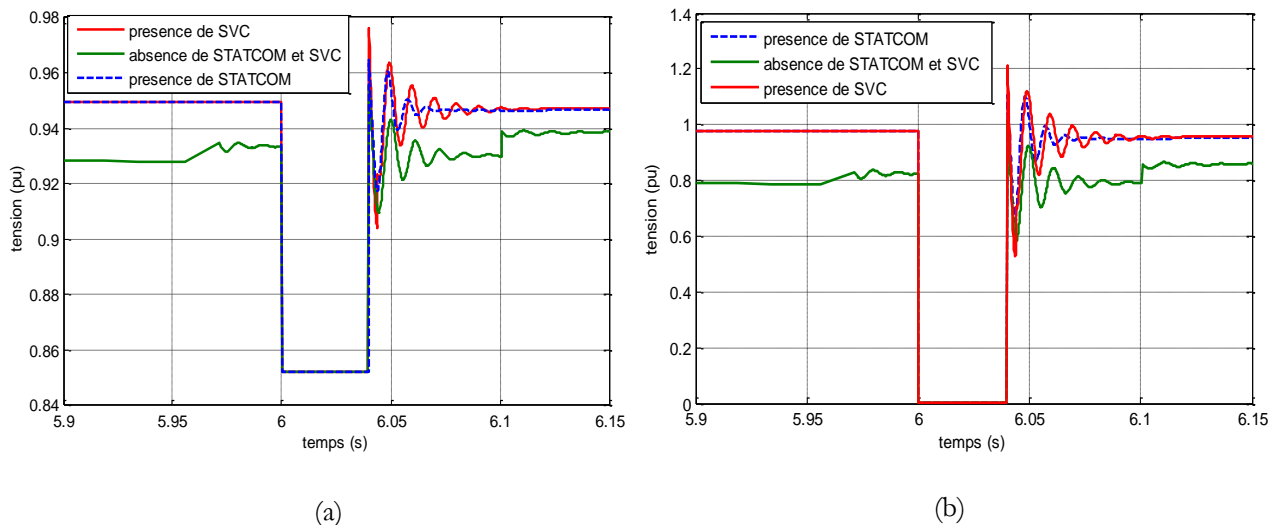


Figure 4-12. Les tensions au niveau de jeu de barres 1 et 2

a- Tension au niveau de jeu de barres de connexion 1

b- Tension au niveau de jeu de barres 2

D'après la simulation l'étude révèle que,

- dans un réseau de distribution faible la ferme éolienne intègre sera déclenchée, cela montre que le réseau faible n'est pas capable de fournir l'énergie réactive exigée par les générateurs d'induction.
- La compensation de puissance réactive par le STATCOM ou SVC rend possibles l'intégration de la ferme éolienne dans un réseau de distribution faible.
- le STATCOM ou SVC empêche les grandes déviations de la tension d'un jeu de barres en raison de la compensation de la puissance réactive absorbé par des générateurs éolienne et aussi après le défaut de la reprise rapide de la tension est résulté.
- le STATCOM est plus efficace que le SVC.

4.4. Etude d'une ferme éolienne à vitesse variable intégrée à un réseau multimachine

Dans le présent travail, on analyse la stabilité par calcul du temps critique d'élimination de défaut. La valeur optimale du CCT, est déterminée par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut T_d sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne

instable. La valeur de ce temps correspond au CCT. Pour éclairer cette approche, on considère un défaut triphasé se produisant, à l'instant $t = 1s$, sur les différents jeux de barres. Le défaut persiste durant un intervalle de temps T_d dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après T_d le défaut est éliminé, l'évaluation de la stabilité des trois périodes avant, durant et après défaut

4.4.1. Sans l'intégration de la ferme éolienne

4.4.1.1. Réseau test

Le réseau test, montré dans la Figure 4-13, comporte deux alternateurs connectés aux jeux de barres 1 et 4, à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de deux charges A, B reliées respectivement aux nœuds 3, 5. Les paramètres de ce réseau sont détaillés dans l'annexe A.1.

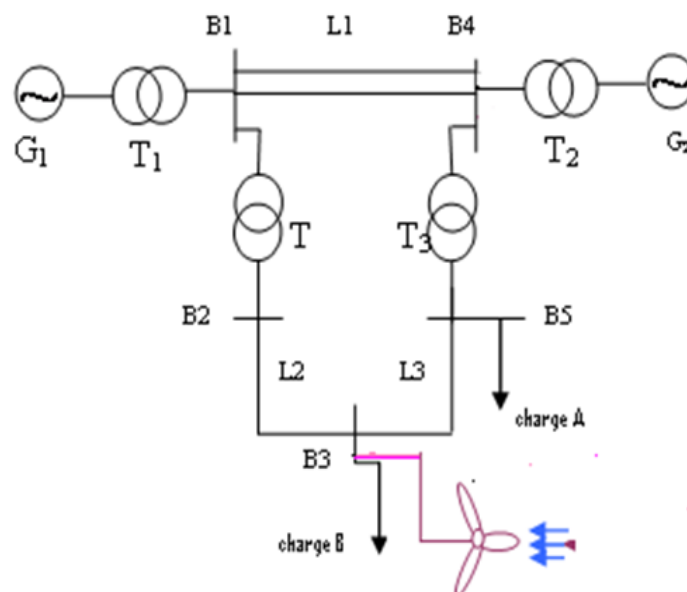


Figure 4-13. Réseau test de 5 jeux de barres

4.4.1.2. Résultats de simulation

L'exécution de la simulation nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les Figures (4-14.a) et (4-14.b) qui montre respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation pour une durée de défaut $T_d = 0.421$ s et $T_d = 0.422$ s au niveau de jeu de barres 1.

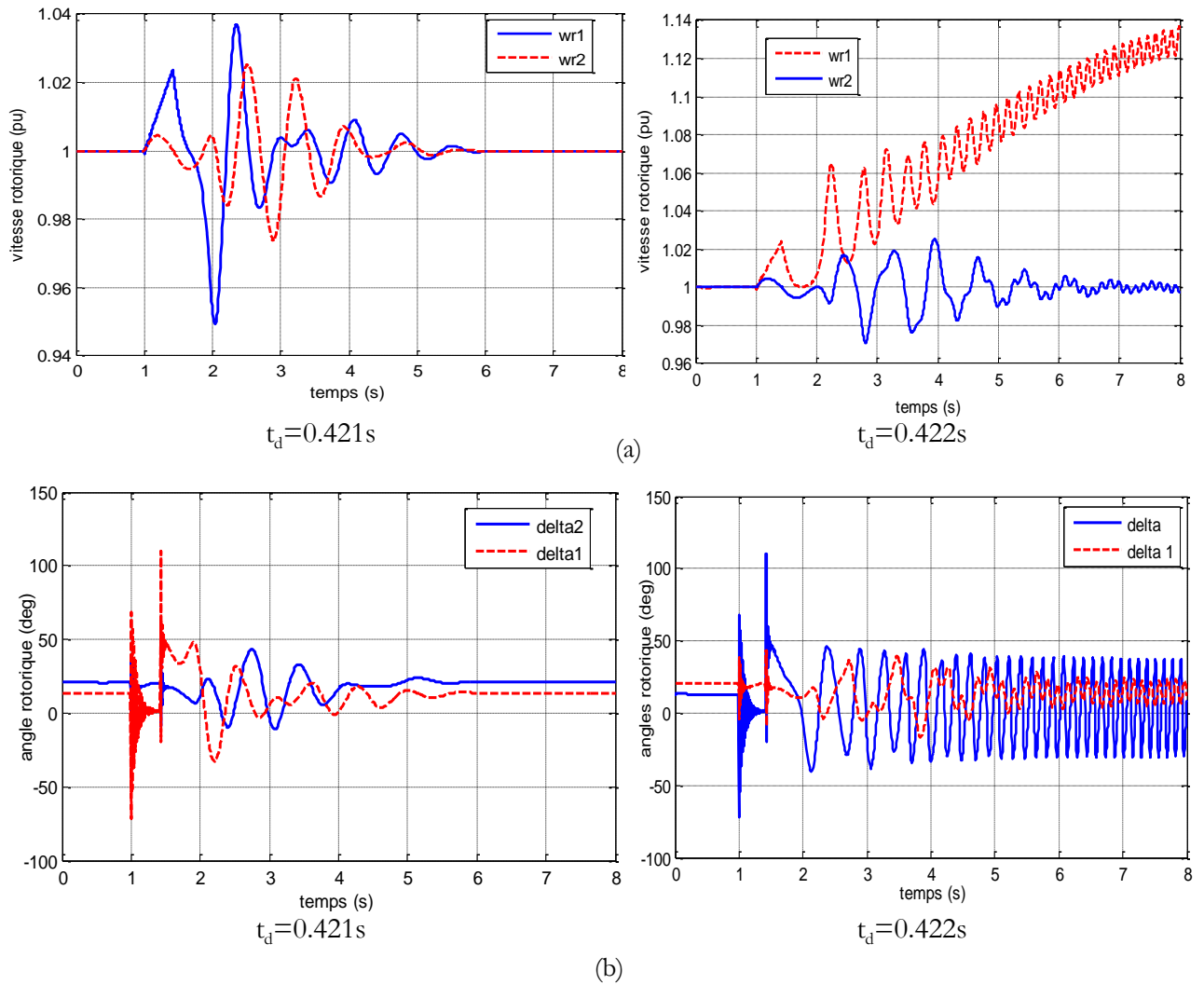


Figure 4-14. Résultats de simulation sans intégration d’une ferme éolienne pour $t_d=0.421s$ et $t_d=0.422s$

- a- Vitesses Angulaires des deux générateurs
- b- Angles rotoriques des deux générateurs

D’après les résultats, on constate que pour $t_d=0.421s$ le réseau est stable, et pour $t_d=0.422s$ le réseau est instable donc le CCT dans ce cas est 0.421s. Les résultats de simulation des différentes CCT dans le Tableau 4.2

Tableau 4-2. CCT lors d’un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau Test

Jeux de barres en défaut	CCT (s)
1	0,421 s
3	0,522 s
4	0,257 s
5	0,520 s

4.4.1.3. Interprétation des résultats obtenus

Les résultats présentés par le tableau 4.2 montrent que pour chaque défaut sur le réseau donne une valeur de CCT. Cette valeur est due essentiellement au changement de la matrice admittance pour chaque cas, et par conséquent la modification de la matrice Y changera complètement l'écoulement de puissance et la condition initiale et pour chaque période de temps (avant, durant et après défaut), c'est le CCT minimum qui montre le point faible de réseau qui nécessite de renforcer.

4.4.2. Avec l'intégration de la ferme éolienne

On intègre la ferme éolienne a vitesse variable de 9 MW au niveau de jeu de barres 3 puis on crée des défauts triphasé au niveau de chaque jeu de barres, et on joue sur le temps de l'élimination dans le but de la recherche du CCT. Les figures montre respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation pour une durée de défaut $T_d = 0.310$ s et $T_d=0.311$ s au niveau de jeu de barres 4.

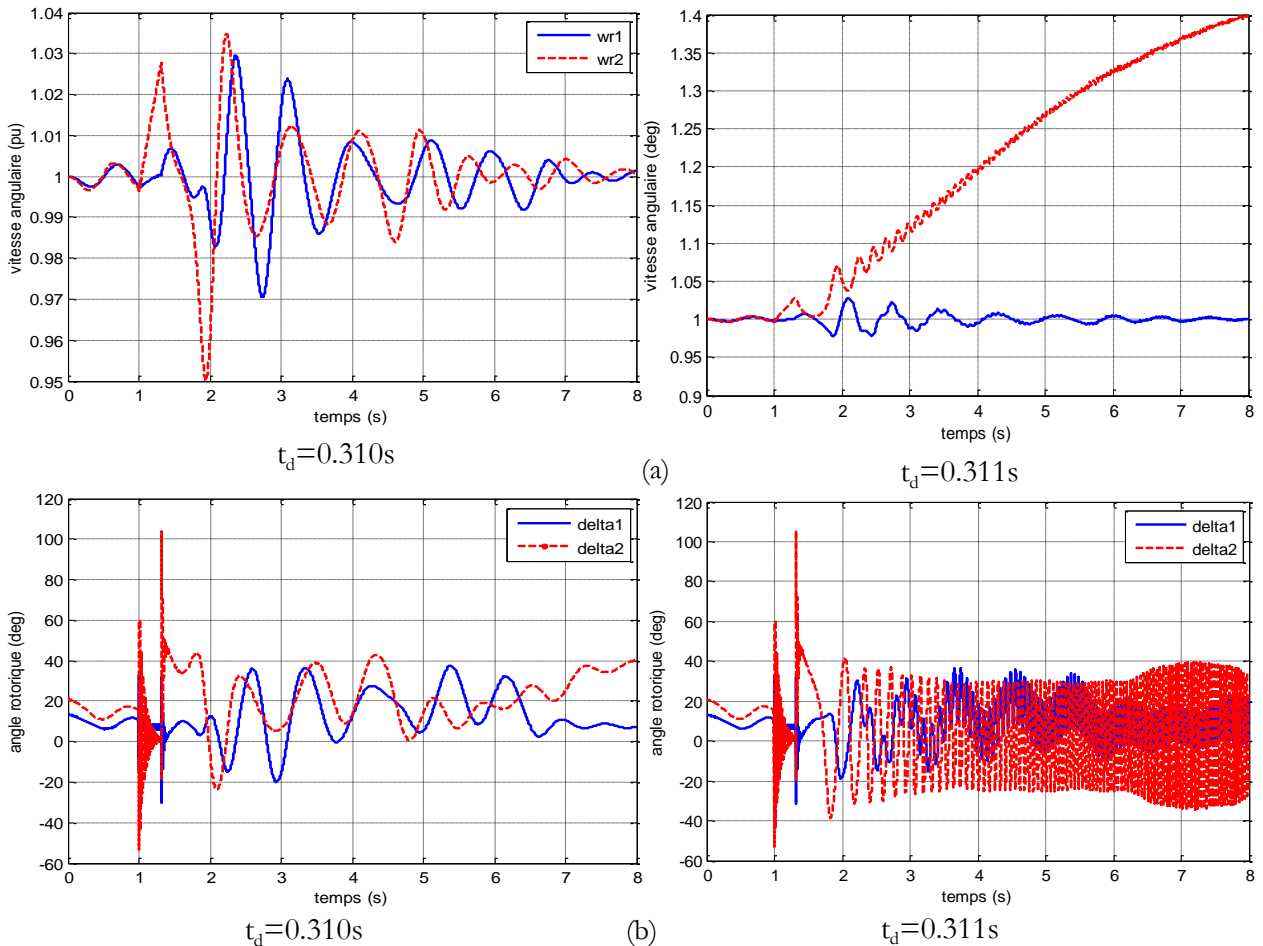


Figure 4-15. Résultats de simulation sans intégration d'une ferme éolienne pour $t_d=0.310$ s et $t_d=0.311$ s

a-Vitesses Angulaires des deux générateurs

b-Angles rotoriques des deux générateurs

D'après les résultats, on constate que pour $t_d=0.310s$ le réseau est stable, et pour $t_d=0.311s$ le réseau est instable donc le CCT dans ce cas est 0.310s. Les résultats de simulation des différentes CCT dans le Tableau 4.3

Tableau 4-3. CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau Test en présence de la ferme éolienne

Jeux de barres en défaut	CCT (s)
1	0,441 s
3	0,530 s
4	0,310 s
5	0,525 s

Les résultats de la simulation ont montré qu'un défaut de court-circuit engendre une augmentation de la fréquence (accélération du rotor). Le système peut supporter le défaut pendant une durée bien déterminée sans la perte de stabilité. Au-delà de cette durée, le système devient instable. Le retour à son régime permanent est impossible. La déconnexion des générateurs du réseau par l'ouverture des disjoncteurs est nécessaire.

On remarque une amélioration du CCT presque au niveau de tous les jeux de barres. Cette amélioration constitue une marge de stabilité transitoire, après une intégration d'une ferme éolienne qui donne un changement clair dans l'état du réseau au niveau des lignes. Donc on conclue que l'insertion de la ferme éolienne augmente le CCT.

4.4.3. Avec l'intégration de STATCOM

On intègre le STATCOM de 12 MW au jeu de barre 3 puis on crée des défauts triphasé au niveau de chaque jeu de barres, et on joue sur le temps de l'élimination dans le but de la recherche du CCT.

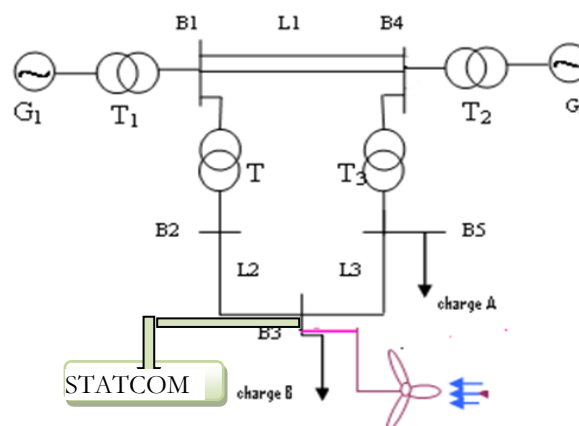


Figure 4-16. Réseau test en présence de STATCOM

La figure(4-17) montre respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation pour une durée de défaut $T_d = 0.315$ s et $T_d = 0.316$ s au niveau de jeu de barre 4.

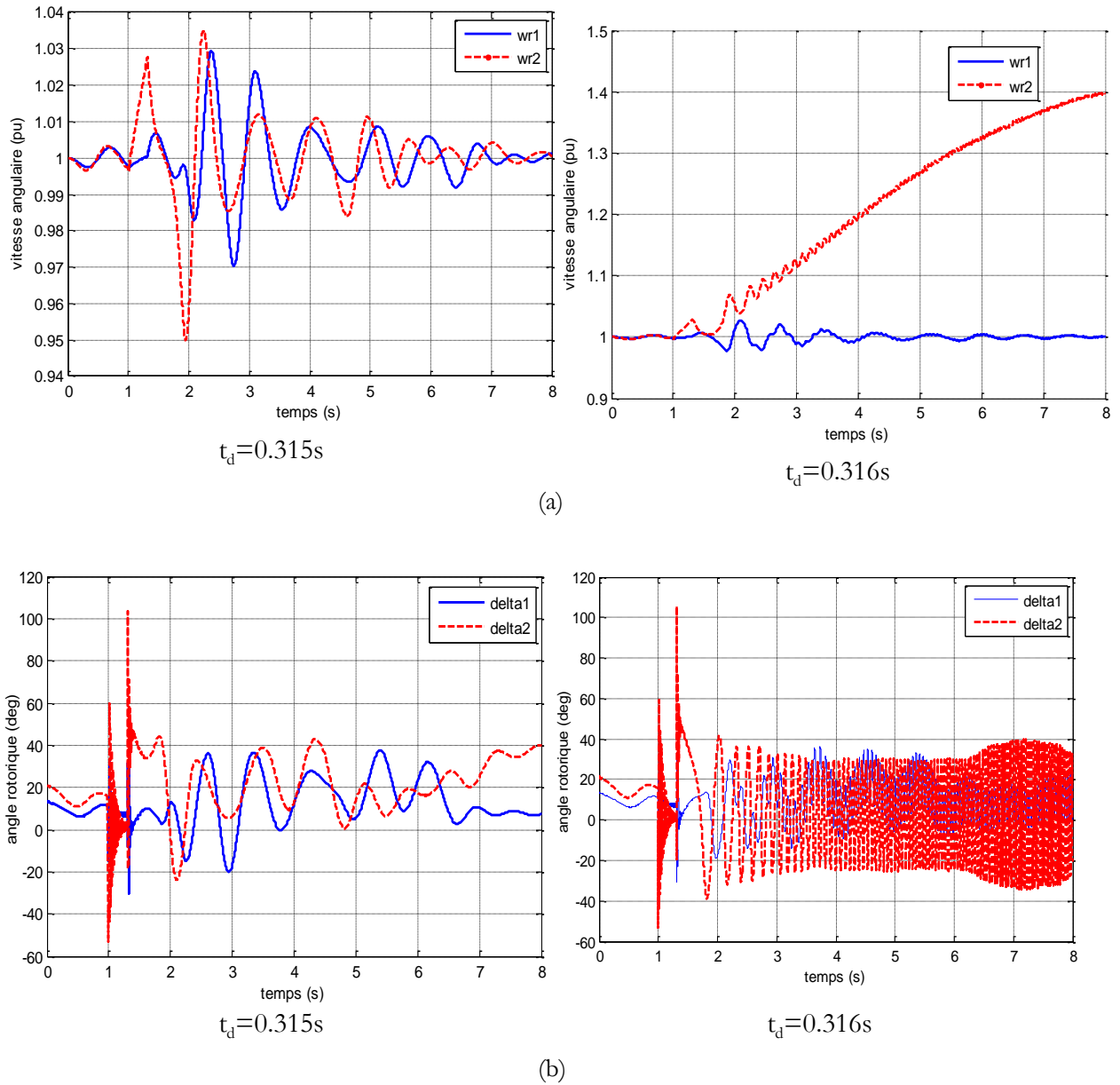


Figure 4-17. Résultats de simulation avec intégration du STATCOM pour $t_d = 0.315$ s et $t_d = 0.316$ s

a- Vitesses Angulaires des deux générateurs [pu]

b- Angles rotoriques des deux générateurs [deg]

D'après les résultats, on constate que pour $t_d = 0.315$ s le réseau est stable, et pour $t_d = 0.316$ s le réseau est instable donc le CCT dans ce cas est 0.315s. Les résultats de simulation des différentes CCT dans le Tableau 4.4

Tableau 4-4. CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé sur le Réseau Test en présence de STATCOM

Jeux de barres en défaut	CCT (s)
1	0,446 s
3	0,532 s
4	0,315 s
5	0,527 s

On remarque une amélioration du CCT presque au niveau de tous les jeux de barres. Cette amélioration constitue une marge de stabilité transitoire, après une intégration du STATCOM qui donne un changement clair dans l'état du réseau au niveau des lignes. Donc on conclue que l'insertion du STATCOM augmente le CCT.

4.5. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet d'une étude du fonctionnement d'une ferme éolienne basé sur la machine asynchrone fonctionnant à vitesse fixe et à vitesse variable. Ce système de production est intégré dans le réseau électrique. Des simulations réalisés pour voir comment les fermes éoliennes réagissent dans les différents états du système (permanent, transitoire) en présence de défaut symétrique avec des dispositifs FACTS tels que le STATCOM et SVC . Les résultats de simulation dans le premier cas de simulation montrent que la compensation de puissance réactive par le STATCOM ou SVC rend possible l'intégration de la ferme éolienne dans un réseau de distribution faible. Le STATCOM empêche les grandes déviations de la tension d'un jeu de barres en raison de la compensation de la puissance réactive absorbée par des générateurs éolienne et aussi après le défaut de la reprise rapide de la tension est résulté, puis le STATCOM est plus efficace que le SVC.

Dans le cas d'une ferme éolienne à vitesse variable, on a présenté l'impact de la ferme sur la stabilité du réseau électrique par calculer le temps critique d'élimination du défaut lors d'un défaut symétrique et montrer l'efficacité du STATCOM pour améliorer la stabilité du système électrique.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES

L'éolienne constitue un moyen écologique de production d'énergie. Cependant, sa place dans la production mondiale est encore très faible à cause de son coût élevé pour un rendement insuffisant. Elle intervient donc en supplément des autres formes de production. Il existe de nombreux types d'éoliennes ; et ce dû à la diversité des demandes. En effet, elles peuvent être utilisées par des particuliers. Les éoliennes utilisées dans ce cas sont des petites éoliennes domestiques isolées. Dans le réseau électrique d'un pays, des éoliennes de grande taille dites fermes (ou parcs) éoliennes formant une centrale d'aérogénérateurs. L'intégration des éoliennes pose des problèmes majeurs dans la stabilité et l'écoulement de puissances dans un réseau électrique. En effet, sa puissance est sensible à la variation rapide de la force de vent et elle présente une production aléatoire et difficilement prévisible.

On a établi, dans le cadre de ce travail, dans un premier temps une vue générale sur les systèmes éoliens et leur applications. En deuxième temps, on a abordé les différentes conversions électromagnétiques possibles puis une modélisation du système étudié.

Le premier et le deuxième chapitre rappellent les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique, et dresse 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, celles fonctionnant à vitesse fixe et celles à vitesse variable.

Face à ces besoins, on a réalisé une première étude concernant la modélisation de la chaîne de conversion éolienne, partie mécanique puis la partie électrique qui contient les machines électriques telles que, la machine asynchrone

La partie simulation de ce mémoire est consacrée à étude de la stabilité du ferme éolienne connecté à un réseau électrique en présence du système FACTS et étude 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 en présence du système FACTS.

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

- Etude des techniques de recherche du point de puissance maximale (techniques dites MPPT) pour la chaîne de conversion éolienne.
- Etude de la stabilité des réseaux électriques en présence des FACTS en tenant compte des harmoniques et les interactions entre ces FACTS et les éléments du réseau
- Introduire des techniques intelligentes comme les réseaux de neurone, pour la commande du système FACTS.
- Optimisation et amélioration de la qualité d'énergie des systèmes hybrides éoliens /photovoltaïque .

Annexe A- Données des éléments de réseau test

A-1-Premier réseau test :

Les tableaux (A.1.1), (A.1.2), et (A.1.3) montrent les paramètres des générateurs éoliens, du STATCOM, et du SVC:

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

Valeur numérique du paramètre	Signification
Rayon de l'éolienne en m	$R=35,25$
Gain de multiplicateur de vitesse	$G=90$
Masse volumique de l'air (kg/m^2)	$\rho = 1.22$
Résistance statorique (pu)	$R_s = 0,004843$
Résistance rotorique (pu)	$R_r = 0,004377$
Inductance de magnétisation (pu)	$L_m=6,77$
Inductance statorique (pu)	$l_s = 0,1248$
Inductance rotorique (pu)	$l_r = 0,1791$
Inertie de l'arbre (pu)	$J=5,04$
Coefficient de frottement de la MAS	$f=0,01$
Nombre de paire de pôles	$p = 3$

Tableau A.1.2. Paramètres de STATCOM de 3 MVAR

La tension nominale (KV)	25
La fréquence nominale (Hz)	50
La puissance apparente (MVA)	3
Résistance (pu)	0,22/30
Inductance (pu)	0,22
La tension continue dc (V)	4000
La capacitance	1125

Tableau A.1.3. Paramètres de SVC de 3 MVAR

La tension nominale (Kv)	25
La fréquence nominale (Hz)	50
La puissance apparente (MVA)	3
Les limites du réactive (MVAR)	[-1 3]

A-2-deuxième réseau test :

Tableau A.2.1. Caractéristique des machines

Paramètres	Centrale 1	Centrale 2
Sn(MVA)	1000	1200
U(kV)	13,8	13,8
Facteur de puissance	1,0	0,85
Type	Hydraulique	<i>Hydraulique</i>
W(tr/min)	180	3600
X_d	1,305	1,305
X'_d	0,296	0,296
X_q	0,474	0,474
X'_q	0,243	0,243

Tableau 4-2.2. Caractéristique des lignes

Paramètres de la ligne	R (pu)	X (pu)
1 – 4	0,068	$1,31 \times 10^{-3}$
1-4	0,068	$1,31 \times 10^{-3}$
2-3	$0,01273 \times 2$	$0,9337 \times 10^{-3}$
3-5	$0,01273 \times 2$	$0,9337 \times 10^{-3}$

Tableau 4-2.3. Caractéristique des transformateurs

Paramètres du transformateur	V1 (KV)	V2 (KV)
T1	13,8	230
T2	13,8	230
T3	230	500
T4	230	500

Références Bibliographiques

- [1]. A. MIRECKI, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat, Institut national Polytechnique, Toulouse, 2005.
- [2]. E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," Thèse de Doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [3]. H. BEN AHMED, B. MULTON, G. ROBIN, and O. GERGAUD, "Consommation d'énergie et ressources énergétiques," Techniques de l'Ingénieur, D 3900, 11-2003.
- [4]. L. Freris and D. Infield, *Renewable Energy in Power Systems*, Publication, 2008, John Wiley et Sons, Ltd
- [5]. N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press., New York, 2000.
- [6]. C. ALONSO, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie," Mémoire en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger les Recherches, Université Paul Sabatier, Toulouse III, 2003.
- [7]. C. NGÔ., "Energie d'aujourd'hui et de demain", CLEFS CEA-N°50/51 pp. 5-8, Hiver 2004-2005.
- [8]. A. RAMLI, "Contribution à l'amélioration des performances d'un aérogénérateur basé sur une MSAP," Mémoire de magister, Université Abderrahmane Mira-Bejaia, 2010
- [9]. F. YASSA, B. BATOUN, and R. KHANICHE, "Study of Wind Resources in Algeria Based upon Satellite Data," International Conference on Ecological Vehicles & Renewable Energies, EVER'08, Monaco, March 27-30, 2008.
- [10]. F. POITIERS, " Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne (machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseaux)," Thèse de Doctorat de génie électrique, Université Nantes, France, 2003.
- [11]. V. ROGEZ, "Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire," Thèse de Doctorat, Université d'Artois, France, 2004.
- [12]. Site Internet de l'Association Danoise de l'Industrie Eolienne, www.windpower.org.
- [13]. B. MULTON, O. GERGAUD, and H. BEN AHMED, "Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques," Extrait du rapport de synthèse ECRIN « L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables", ISBN 2-912154-8-1, 2002
- [14]. S. EL AIMANI, "Modélisation de différentes technologies éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension," Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille et l'Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2004.
- [15]. H. L. NAQRA, B. DUBÉ, "Slip power recovery induction generators for large vertical axis wind turbine," IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 3, No. 4, December 1988, pp.733- 737.
- [16]. H. CAMBLONG, "Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable," Thèse de Doctorat, l'Ecole Nationale Supérieure D'Art et Métiers, 2003
- [17]. L. DUSONCHET, F. MASSARO and E. TELARETTI. " Transient stability simulation of a fixed speed wind turbine by Matlab/Simulink," IEEE, Clean Electrical Power, ICCEP '07. International Conference, juillet 2007, pp.651 – 655.
- [18]. A. BEUGNIEZ, T. GHENNAM, "Centralized supervision of reactive power generation for a wind farm," Power Electronics & Application European conference on 2-5 sep 2007. On page(s): 1-10 ISBN: 978-92 75815-10-8
- [19]. A. MILLER, E. MULJADI, and D. S. ZINGER, "A Variable Speed Wind Turbine Power Control," IEEE

- Transactions on Energy Conversion, Vol. 12, No. 2, June 1997, pp. 181-186.
- [20]. S. HEIER, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, Ed John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [21]. I. GRICHE. "Etude de la Stabilité Transitoire des Systèmes Electriques en Présence des Fermes Eoliennes," Mémoire de magister, Université de setif, 2008
- [22]. F.KENDOULI. "Etat de l'art et modélisation des microcentrales", Mémoire de magister, Université Mentouri ,Constantine, 2007
- [23]. MULJADI, BUTTERFIELD, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation", Industry Applications Conference. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting Conference Record of the 1999 IEEE, 3-7 Oct. 1999, pp. 323 – 330, vol.1.
- [24]. K.LAID. "Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée," Mémoire de magister, Université de Batna, 2007.
- [25]. N. BOUDRAHEM, "Étude et commandé d'une éolienne a vitesse variable," Mémoire de magister, Université Abderrahmane Mira ,Béjaia, 2007.
- [26]. N.MEKKAOUI, "Contribution à la Modélisation et à la Commande d'une Mini-Centrale Eolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée", Mémoire de magister, Université de BATNA, 2004
- [27]. F. MILANO, "Assessing Adequate Voltage Stability Analysis Tools for Networks with High Wind Power Penetration," IEEE DRPT CONFERENCE, NANJING, CHINA., 2008
- [28]. K. IDJDARENE1, D. REKIOUA1, T. REKIOUA1, and A. TOUNZI2, "Commande Vectorielle d'une Génératrice Asynchrone en Fonctionnement Autonome en Tenant en Compte de la Saturation," International conference, CEE'20006, 2006
- [29]. D. SEYOUM, F. RAHMAN and C. GRANTHAM, "Terminal voltage control of a wind turbine driven isolated induction generator using stator oriented field control," IEEE , Applied Power Electronics Conference and Exposition, vol.2 , pp 846 – 852, février 20032.
- [30]. S. METATLA, "Optimisation et régulation des puissances d'une éolienne à base de MADA," Mémoire de magister, École nationale supérieure polytechnique, Alger, 2009.
- [31]. G.A. SMITH, K.A. NIGIM, "Wind-energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator," Proc. IEEE, 1981, 128, pp. 317-324.
- [32]. N. LAVERDURE, " Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires," Thèse Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 2005.
- [33]. M. GARCÍA, M. PAZ COMECH. " Voltage dip generator for wind energy systems up to 5 MW," .Applied Energy, Volume 86, Issue 4, pp 565-574, Elsevier 2009.
- [34]. H. ALKHATIB, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grandes reseaux electriques :aptimisation de la regulation par une method metaherostique," Thèse de Doctorat, Université de Marseille, 2008
- [35]. P. KUNDUR., "*Power System Stability and Control*," Ed. McGraw Hill Inc, New York.
- [36]. A.GHERBI, "Développement d'un programme orienté objets de la Stabilité transitoire des réseaux électrique," Thèse de Doctorat d'état, Université de Farhat Abbas, Setif, 2006.
- [37]. J. TASK-FORCE, "Definition and Classification of Power System," IEEE\CIGRE June 2003.
- [38]. J.H. CHOW, J.J. SANCHEZ-GASCA, H. REN, and S. WANG, " Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals," IEEE Control Systems Magazine, August 2000, pp 82-90.
- [39]. P. ZHANG, A.H. COONICK, "Coordinated Synthesis of PSS Parameters in multi-machine Power Systems Using the method of inequalities Applied to Genetic Algorithms," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 811-816.
- [40]. K. BELACHEHEB, "Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en

- particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport," Thèse de Doctorat, Université de Henri Poincaré Nancy, 2001.
- [41]. J. L. THOMAS, " Les systems flexibles de transport et de distribution électrique FACTS," 10eme entretien Physique – industrie, Paris, 19 Octobre 2006.
- [42]. S. DUPUIS, FPMS," L'électronique de puissance dans les réseaux de transport, FACTS," Journée d'étude du groupe de contact FNRS-GREPES Electronique de puissance, 22 mars 2006.
- [43]. G. GLANZMANN,"FACTS Flexible AC Transmission Systems," EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich 14. January 2005.
- [44]. R. HAIMOUR, "Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique," Mémoire de magister, université de ENSET-ORAN ,2009.
- [45]. L. GYUGYI," Power electronics in electric utilities: Static Var Compensator, " IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 76, April 1988.
- [46]. S.DAIBOUN," Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS," Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique ,Université de Skikda, 2005.
- [47]. M. TARAFDARHAGH, A. ROSHANMILANI, and A. LAFZI, " Dynamic Stability Improvement of a Wind Farm Connected to Grid Using STATCOM, " IEEE, Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 5th International Conference, août 2008, pp 1057 – 1060.
- [48]. A. KEBAIRI, J. BOSCHE and A. EL HAJJAJI,"Commande non lineaire d'une grande éolienne," [International Renewable Energy Congress](#), Sousse Tunisia ,November 5-7, 2009 .
- [49]. N. ABU-TABAK," Stabilité dynamique des systems électriques multimachines: modélisation, commande, observation et simulation," Thèse de Doctorat , L'école central de Lyon, 2008.
- [50]. T. ACKERMANN (ed.), "*Wind Power in Power Systems*," Ed. John Wiley & Sons, Chichester, England, 2005.
- [51]. N. KASBAGJI MERZOUK, M. MERZOUK, H. DAAOU NEDJARI, and S. 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.
- [52]. S. M. SHINDE, K. D. PATIL, and W. Z. GANDHARE, "Dynamic Compensation of Reactive Power for Integration of Wind Power in a Weak Distribution Network, "IEEE, International conférence, pp 1-6, 2009.

ملخص:

إن مصادر الطاقات المتجددة التي تمكننا من إنتاج الطاقة الكهربائية، تؤدي إلى حل مشاكل توزيع الكهرباء في المناطق المعزولة والمحرومة من كل مصادر الطاقة، وتحسين مستواهم المعيشي. يتم تثبيت عدد كبير من مولدات الطاقة بالرياح في نظم الطاقة. في بعض البلدان، معدل تغلغل الطاقة الريحية هو مهم، بحيث أنها تؤثر وتسيطر على عمل المنظومة الكهربائية وبالتالي، فإن عملية استقرار أنظمة المولدات الريحية مهم جدا لاستقرار الشبكة. والهدف من هذا العمل هو والهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير التكامل بين مزارع الرياح على استقرار الشبكة في وجود أنظمة FACTS. المحاكاة المجرأة باستخدام بيئة Simulink/Matlab أظهرت فعالية STATCOM لتحسين الاستقرار في مزرعة التوصيل بشبكة الكهرباء في وجود خطأ. نتائج المحاكاة أظهرت فعالية STATCOM لتحسين الاستقرار في مزرعة الرياح متصلة بشبكة الكهرباء في وجود عيوب

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، تنميط، مزرعة مولدات الطاقة الريحية، FACTS، استقرار، STATCOM.

Résumé :

Les sources renouvelables d'énergie, permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés où un grand nombre d'individus est dépourvu de tout apport énergétique, ne pouvant ainsi satisfaire aucun besoin même minime et améliorer ses conditions de vie. Un grand nombre d'éoliennes sont installés et connectés à des systèmes de puissance. Dans certains pays, le taux de pénétration de l'énergie éolienne est important de manière à affecter le fonctionnement du système électrique et de contrôle. En conséquence, le fonctionnement stable d'un système éolien est très important pour la stabilité du réseau. Le but de ce travail est d'étudier l'impact de l'intégration de fermes éolienne sur la stabilité du réseau électrique en présence d'un système FACTS. Des simulations réalisées sous environnement Simulink/Matlab ont montré l'efficacité du STATCOM pour l'amélioration de la stabilité du ferme connecté à un réseau électrique en présence d'un défaut symétrique.

Mots Clés : Réseaux Electriques, Simulation, ferme éolienne, FACTS, STATCOM, stabilité

Abstract:

Renewable energy allows a decentralized electrical energy production, which contributes to the solution of supplying isolated area with the necessary energy. A large number of wind turbines are installed and connected to power systems. In some countries, the penetration of wind energy is important in order to affect the operation of the electrical system and control. Consequently, the stable operation of wind turbine systems is very important for the stability of the network. The aim of this work is to study the impact of the integration of wind farms on grid stability in the presence of a FACTS system. Simulations in Simulink / Matlab have shown the effectiveness of STATCOM for improving the stability of the farm connected to an electrical network in the presence of a symmetrical fault.

Key Words : Power system, Simulation, Wind Farm, FACTS, STATCOM, Stability