

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF

UFAS (ALGERIE)

Mémoire de Magistère

Présenté au Département d'Electrotechnique

Faculté de Technologie

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Par :

M.BOUHADOUZA Boubekour

Thème

Amélioration de la Stabilité Transitoire des Fermes Eoliennes par l'utilisation du STATCOM

Soutenu le 28/04/2011 devant la commission d'examen composée de :

Dr. HACHEMI Mabrouk	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Président
Dr. GHERBI Ahmed	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Rapporteur
Dr. BAYADI A/Hafid	Professeur à l'Université de Sétif	Examineur
Dr. BOUKTIR Tarek	Professeur à l'Université de Sétif	Examineur
Dr. RADJELI Hammoud	Maître de Conférences à l'Université de Sétif	Examineur

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail,

- Tout d'abord à ma mère, le symbole d'amour, que Dieu la garde,
- à mon père que Dieu fasse que tu vives à jamais.
- A mes frères, mes sœurs, mes cousins, mes amis et toute la famille BOUHADOUZA.

Je ne peux pas clore mes dédicaces, sans rendre un grand hommage à ma future femme.

.....

.....

Remerciements

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

– Je tiens à remercier également Dr. HACHEMI Mabrouk, Maître de Conférences, du département d'électrotechnique de l'Université de Sétif qui me fait l'honneur de présider le jury de soutenance du présent mémoire.

– J'adresse mes remerciements aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt, Pr. BOUKTIR Tarek professeur au département d'électrotechnique de l'Université de Sétif, Dr. BAYADI A/Hafid, Professeur au département d'électrotechnique de l'Université de Sétif et Dr. RADJELI Hammoud Maître de Conférences, au Département d'électrotechnique de l'université de Sétif.

Merci à mes enseignants et à mes collègues de l'université qui m'ont accompagné dans mon parcours.

Je tiens à remercier Monsieur IDIR Mahmoud, Ingénieur en électrotechnique pour ses encouragements.

Finalement, Mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes camarades et mes amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Sétif, le 28 /04/2011

.....

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	XII
-----------------------------	-----

Chapitre 01

IMPACT DE L'INSERTION DES EOLIENNES DANS LE RESEAU ELECTRIQUE

1.1. Introduction	1.1
1.2. Technologie des éoliennes	1.1
1.2.1. Description.....	1.1
1.2.2. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique	1.2
1.2.3. Puissance extraite de vent.....	1.2
1.3. Stratégies de fonctionnement d'une éolienne	1.4
1.3.1. Bilan des forces sur une pale.....	1.4
1.3.2. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne.....	1.5
1.3.2.1. Système à décrochage aérodynamique " stall"	1.5
1.3.2.2. Système d'orientation des pales " pitch "	1.5
1.4. Différents types d'éoliennes	1.6
1.4.1. Éoliennes à vitesse fixe	1.6
1.4.2. Éoliennes à vitesse variable	1.8
1.5. Synthèse des différentes éoliennes.....	1.12
1.6. Contraintes d'intégration des aérogénérateurs aux réseaux électriques	1.13
1.7. Conclusion	1.19

Chapitre 02

MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES FERMES EOLIENNES

2.1. Introduction	2.1
2.2. Stabilité des systèmes électriques.....	2.2
2.2.1. Différents types de stabilité de système électrique	2.2
2.2.1.1. Stabilité statique	2.2
2.2.1.2. Stabilité dynamique	2.2
2.2.1.3. Stabilité transitoire.....	2.3
2.2.2. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.....	2.3
2.2.2.1. Compensation dans un système électrique.....	2.3
2.2.2.2. Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension.....	2.7

2.2.2.3. Moyens modernes	2.9
2.3. Conclusion	2.17

Chapitre 03

MODELISATION DU SYSTEME ETUDIE

3.1. Introduction	3.1
3.2. Modélisation du système	3.2
3.2.1. Modélisation des éléments du réseau électrique.....	3.2
3.2.2. Modélisation du générateur éolien.....	3.3
3.2.2.1. Le vent.....	3.3
3.2.2.2. La turbine éolien.....	3.5
3.2.2.3. Modèle du multiplicateur	3.8
3.2.2.4. L'arbre mécanique	3.8
3.2.2.5. Machine asynchrone à cage.....	3.9
3.2.3. Modélisation du STATCOM.....	3.14
3.2.3.1. Modèle mathématique simplifié	3.14
3.2.3.2. Modèle mathématique en considérant le circuit DC	3.16
3.2.3.3. Contrôle du STATCOM	3.17
3.3. Conclusion	3.20

Chapitre 04

SIMULATIONS ET INTERPRETATIONS DES RESULTATS

4.1 Introduction.....	4.1
4.2. Conditions de raccordement des éoliennes au SEE.....	4.1
4.3. Stabilité d'une génératrice asynchrone couplée au réseau électrique.....	4.2
4.4. Première Application.....	4.2
4.4.1. Description de réseau étudié.....	4.2
4.4.2. Simulation	4.3
4.4.2.1. Absence de STATCOM	4.3
4.4.2.2. Absence de STATCOM avec un défaut biphasé à la terre :	4.5
4.4.2.3. Présence de STATCOM avec un défaut biphasé à la terre	4.6
4.4.2.4. Présence de SVC avec un défaut biphasé.....	4.7
4.4.2.5. Comparaison entre le SVC et le STATCOM.....	4.9
4.5. Deuxième application.....	4.9
4.5.1. Description du réseau étudié	4.9
4.5.2. Simulation	4.10

4.5.2.1. Absence du STATCOM avec un défaut triphasé.....	4.10
4.5.2.2. Présence de STATCOM avec un défaut triphasé	4.11
4.6. Effets du STATCOM sur le temps critique	4.12
4.7. Conclusion	4.13
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	1

ANNEXE

Annexe A : les paramètres de l'éolienne	A1
Annexe B : les paramètres du STATCOM et SVC	B1

Liste des Figures

Figure 1.1. Schéma d'une éolienne	1.2
Figure 1.2. Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne [6]	1.2
Figure 1.3. Variation du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse [9].....	1.3
Figure 1.4. Variation du coefficient de couple en fonction du ratio de vitesse [9].....	1.4
Figure 1.5. Bilan des forces sur une pale [10].....	1.4
Figure 1.6. Flux d'air sur un profil de pale "stall" [10].....	1.5
Figure 1.7. Variation de l'angle de calage d'une pale [10]	1.6
Figure 1.8. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple [10]	1.6
Figure 1.9. Éolien à vitesse fixe [8].....	1.7
Figure 1.10. Caractéristique de réglage d'une éolienne à vitesse fixe [8].....	1.7
Figure 1.11. La puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de $300kW$ [8].	1.8
Figure 1.12. Exemple de caractéristique de réglage de la vitesse. [8].....	1.9
Figure 1.13. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation [8].	1.9
Figure 1.14. Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable basée sur une MADA [8].	1.11
Figure 1.15. Puissance totale générée mesurée sur une éolienne à vitesse variable de $1.5 MW$ [8].	1.11
Figure 1.16. Eolienne à vitesse variable avec une MAS de grand nombre de paire de pôles [12].....	1.12
Figure 1.17. Modification du sens des flux de puissance [12].....	1.14
Figure 1.18. Inversion rapide des flux de puissance dans les lignes d'interconnexions.....	1.14
Figure 1.19. Plan de tension sans producteur [12].....	1.15
Figure 1.20. Plan de tension avec producteur [12].....	1.15
Figure 1.21. Modification des puissances de courts circuits [12].....	1.16
Figure 1.22. Gabarit de la tension des éoliennes connectées au réseau de répartition [12].....	1.18
Figure 1.23. Régulation primaire de fréquence [12].....	1.19
Figure 2.1. Ligne de transmission avec compensateur à point milieu	2.4
Figure 2.2. Diagrammes des courants et tensions d'un compensateur shunt.....	2.4
Figure 2.3. Puissances active et réactive en fonction de δ [37].....	2.5
Figure 2.4. Ligne électrique avec compensation série [37].	2.6
Figure 2.5. Les puissances transportées par une ligne pour différents valeur de k [33].....	2.6
Figure 2.6. Principe de la compensation série	2.8
Figure 2.7. Structure d'un SVC, schéma équivalent.....	2.12
Figure 2.8. (a) Structure d'un STATCOM (b) Schéma équivalent	2.13
Figure 2.9. (a) Structure d'un SSSC (b) Schéma équivalent d'un SSSC	2.14

Figure 2.10. Caractéristique statique du SSSC.	2.14
Figure 2.11. (a)Structure d'un TCSC (b) Représentation par une susceptance variable.	2.15
Figure 2.12. (a)Schéma représentatif d'un UPFC, (b) Schéma équivalent de l'UPFC.	2.16
Figure 2.13. (a)Structure du SPS (b) Schéma équivalent du SPS.	2.17
Figure 3.1. Schéma équivalent d'une ligne électrique	3.2
Figure 3.2. Schéma équivalent d'un transformateur en π	3.3
Figure 3.3. Construction de la vitesse de vent en un point. [43]	3.4
Figure 3.4. Evolution de la vitesse du vent avant et après le filtre spatial.....	3.5
Figure 3.5. Modèle mécanique de la turbine [44]	3.6
Figure 3.6. Modèle mécanique simplifié de la turbine.....	3.7
Figure 3.7. Schéma de la turbine éolienne.....	3.7
Figure 3.8. Structure générale de la machine asynchrone.....	3.10
Figure 3.9. Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique	3.12
Figure 3.10. Modèle de la chaîne de conversion éolienne fonctionnant à vitesse fixe.....	3.13
Figure 3.11. STATCOM schéma équivalent [35].....	3.15
Figure 3.12. Passage du repère α, β vers le repère d, q	3.15
Figure 3.13. Schéma équivalent du STATCOM en considérant le circuit DC.....	3.16
Figure 3.14. Identification des courants de Référence	3.18
Figure 3.15. Schéma de bloc de la régulation PI des courants du STATCOM.....	3.19
Figure 3.16. Régulation de la tension continue	3.20
Figure 4.1. Réseau test étudié.....	4.3
Figure 4.2. Ferme éolienne étudiée.....	4.3
Figure 4.3. Résultats de simulation avec la compensation (PFC) et sans défaut	4.4
Figure 4.4. Résultats de simulation avec (PFC) et Un défaut de durée de 0.1 s appliqué à $t = 15 s$	4.5
Figure 4.5. Système avec la présence de STATCOM.....	4.6
Figure 4.6. Puissance active et réactive de la ferme éolienne	4.6
Figure 4.7. Résultats de simulation avec PFC et STATCOM de 3MVar (défaut à 15s de durée de 0.1 s).....	4.7
Figure 4.8. Système avec le SVC.....	4.7
Figure 4.9. Résultats de simulations avec (PFC) et 3 MVar de l'SVC en présence de défaut.....	4.8
Figure 4.10. Résultats de simulation avec le (PFC) et le STATCOM de 3.5 MVar	4.9
Figure 4.11. Réseau test étudié.....	4.10
Figure 4.12. Puissances de jeux de barres 4 et 6.....	4.10
Figure 4.13. Puissances active et réactive du système en présence de défaut triphasé.....	4.11
Figure 4.14. Puissances du jeu de barre 4.....	4.11
Figure 4.15. Puissances de l'éolienne et le jeu de barre auxquelles se connectent.....	4.12

Figure 4.16. Temps critique pour plusieurs valeurs de STATCOM..... 4.13

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Capacités de réglage des différentes éoliennes.....	1.12
Tableau 1.2. Avantages et inconvénients des différentes éoliennes.....	1.13
Tableau 2.1. Principaux dispositifs FACTS [39].	2.9
Tableau 2.2. Le rôle des FACTS au système électrique [39].	2.11
Tableau 2.3. Dispositifs FACTS installés dans le monde et leurs puissances totales.....	2.12
Tableau 4.1. Paramètres de base du système étudié	4.3
Tableau A.1 Les paramètres de la turbine éolienne.....	A.1
Tableau A.2 Les paramètres de la génératrice éolienne	A.1
Tableau A.3 Les paramètres du transformateur de l'éolienne.....	A.1
Tableau A.4 Les paramètres de la ligne.....	A.1
Tableau A.5 Les paramètres du transformateur du réseau électrique.....	A.2
Tableau B.1 Les paramètres du STATCOM	A.3
Tableau B.2 Les paramètres de SVC.....	A.3

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

MAS	Machine asynchrone à cage
MADA	Machine asynchrone double alimentation
MSAP	Machine asynchrone à aimant permanent
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transient (transistor bipolaire à grille isolée)
GTO	Gate Turn Off thyristor (thyristor commandé à l'ouverture)
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
SPS	Static Phase Shifter
STATCOM	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified Power Flow Controller
IGCT	Insulated Gate Commuted Thyristors
MLI	Modulation par Largeur d'Impulsion
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
PSS	Power System Stabilizer
PI	Proportional Integral
PFC	Power Factor compensator

Symboles

ρ	densité volumique de l'air. (kg / m^3)
m	masse de l'air. (kg)
β	L'angle d'orientation des pales. (deg)
R_t	Rayon de la turbine (m)
V	la vitesse du vent (m/s)
C_p	le coefficient de puissance
λ	Le ratio de la vitesse
Ω_t	La vitesse mécanique (rad/s)
g	Le glissement
K	Coefficient de compensation
V_s	La tension de la source (v)
δ	Angle de phase (rad)
X	La réactance (ohm)
V_{dc}	Tension de source continue

INTRODUCTION GENERALE

L'extension industrielle durant les dernières décennies a conduit à des besoins considérables croissants en énergies électriques, malgré la production actuelle importante. Néanmoins, elles sont coûteuses et à risques ; telles que l'incidence nucléaire (centrale nucléaire), la pollution atmosphérique (centrale thermique). Alors que les sources renouvelables sont propres mais présentent aussi plusieurs problèmes à savoir, le problème de stabilité, de la continuité et leurs rendements énergétiques.

L'Homme utilisait l'énergie éolienne pour la transformer en énergie mécanique depuis longtemps. Cette énergie était utilisée pour avancer les bateaux, pomper de l'eau et moulinier le grain. La première conversion en énergie électrique fut utilisée en 1887 par Charles F. BRUSH qui supposa que l'électricité produite par l'éolien est une énergie finale propre par excellence [1].

Le livre blanc communautaire en matière d'énergie a émis le souhait d'un passage à **655 TWh** renouvelables en 2010 sur un total envisagé de **2850 TWh** soit une part de **23%**. Sur ces **655 TWh**, l'éolien devrait contribuer à hauteur de **80 TWh** avec une puissance installée de **40 GW**. Mais la tendance est largement dépassée et il est probable que la puissance éolienne européenne aura atteint environ **90 GW** en 2010 (**140 GW** au niveau mondial) [2]. L'accord de Kyoto (en décembre 1997) avait conclu que les pays industrialisés s'engagent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2010 [3]. Toutefois, l'énergie éolienne prend difficilement son importance sur le continent africain en raison de nombreuses barrières législatives, réglementaires, financières, économiques, techniques et d'ordre informationnel qui entravent toujours son plein développement [4].

Mais le problème majeur associé aux centrales éoliennes est qu'elles ne participent, en général, pas aux services système (e.g. réglage de la tension, de la fréquence, possibilité de fonctionner en îlotage). Elles posent notamment un certain nombre de problèmes au niveau de leur intégration dans les réseaux, à savoir, par exemple :

- Production aléatoire et difficilement prévisible,
- Absence de réglage de fréquence, de puissance,
- Réglage limité de la tension,
- Sensibilité aux creux de tension,
- Sensibilité importante aux variations de la vitesse de vent,

Le réglage de la tension et de la fréquence des alternateurs doit être limité afin de pouvoir garantir la stabilité de réseau dans des conditions acceptables.

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

- Etude et modélisation des systèmes éoliens,
- Intégration de ces systèmes éoliens dans le réseau électrique où les conditions de couplage sont nécessaires.

Enfin, l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques où les fermes éoliennes sont intégrées lors d'un défaut (court-circuit biphasé et triphasé) en présence et en absence de STATCOM. Toutes les simulations ont été effectuées sous environnement de MATLAB/SIMULINK.

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

Le premier chapitre présente l'impact de l'insertion des éoliennes sur le réseau électrique. En montrant les différentes technologies de l'énergie éolienne et les problèmes induits lors de l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique.

Le deuxième chapitre est consacré à l'amélioration de la stabilité transitoire de réseau électrique auquel est connecté un parc éolien en présentant les différents types de la stabilité de système électrique avec les moyens d'amélioration via les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) comme le SVC, STATCOM, SSSC, TCSC et UPFC...etc. et on se limitera à l'étude de l'impact de STATCOM dans les chapitres qui suivent.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation des composants du réseau électrique, du générateur éolien et du STATCOM avec leurs commandes.

Afin de valider le modèle proposé pour cette chaîne de conversion, le quatrième chapitre présente l'objectif principal de STATCOM qui va améliorer la stabilité transitoire des fermes éoliennes. Des défauts ont été considérés pour étudier l'impact des éoliennes sur la stabilité transitoire des systèmes électriques à partir de l'analyse des résultats obtenus.

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

Pour une bonne lecture 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 (MAS), ainsi que les données numériques des réseaux électriques tests avec les systèmes de compensation FACTS (STATCOM).

Chapitre 01

IMPACT DE L'INSERTION DES EOLIENNES DANS LE RESEAU ELECTRIQUE

1.1. Introduction

L'énergie éolienne est une source d'énergie propre, durable comparée à celle due aux combustibles fossiles utilisée par l'Homme depuis très longtemps déjà. Pour cela, la plupart des pays du monde ont pensés d'augmenter le taux énergétique via les sources renouvelables, notamment, l'Europe (l'Allemagne, Danemark ...), l'Amérique (USA, Canada...). En Algérie, au cours de dernières années, le ministère des mines et d'énergies a lancé de grands projets pour l'investissement aux énergies renouvelables comme les énergies éolienne et photovoltaïque surtout dans les sites isolés où on peut les produire [5]. Les chercheurs veulent toujours trouver des solutions adéquates du côté énergétique en satisfaisant la demande avec un coût minimum devant d'autres sources non renouvelables. Cependant, les éoliennes ont quelques contraintes lors de le connecté aux réseaux électriques.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les problèmes liés aux raccordements de fermes éoliennes aux réseaux électriques. Un type de générateur éolien sera retenu pour notre système de génération en étudiant la topologie, les systèmes de conversion de l'énergie cinétique et les problèmes induits lors de l'intégration des générateurs sur les réseaux électriques : les éoliennes à vitesse fixe constituées d'une machine asynchrone à cage d'écureuil (MAS) et les éoliennes à vitesse variable constituées d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA). Ces dernières sont principalement installées afin d'augmenter la puissance extraite du vent ainsi que pour leurs capacités de réglage.

1.2. Technologie des éoliennes

1.2.1. Description

Actuellement, les éoliennes les plus fréquemment utilisées ont un axe horizontal, et sont constituées de:

- Un mât représentant un support permettant d'installer les pales auxquels le vent peut les tourner à une vitesse dominante.

- Trois pâles permettant d'accueillir le vent pour le transformer en énergie via le système de conversion.
- Eventuellement, selon le type, d'un réducteur de vitesse permettant de fixer la vitesse de vent reçue par la rotation des pales.
- Une génératrice électrique permettant de produire de l'énergie électrique.
- Une interface, génératrice-réseau électrique, qui diffère selon les modèles permettant d'interconnecter l'éolienne au réseau électrique.

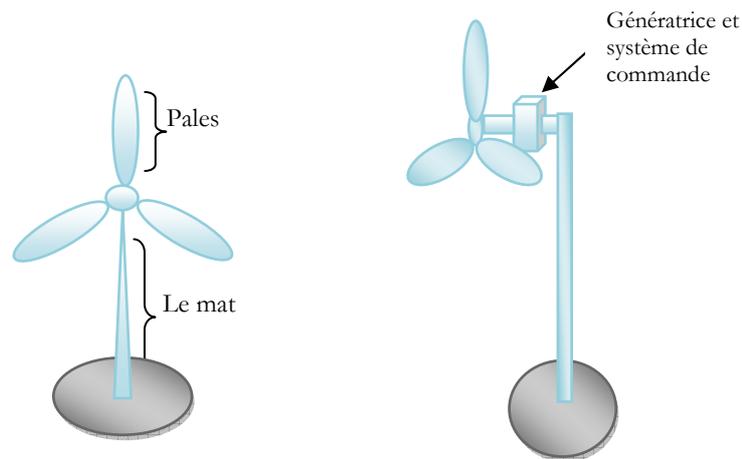


Figure 1.1. Schéma d'une éolienne

1.2.2. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales afin de la transformer en énergie mécanique. La transformation de cette dernière en énergie électrique est assurée par un générateur électrique de type synchrone ou asynchrone.



Figure 1.2. Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne [6]

1.2.3. Puissance extraite de vent

La puissance mécanique P_t extraite du vent peut être déterminée au moyen de l'expression suivante [7,8]

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^2 C_p(\lambda, \beta) V^3$$

Où ρ est la masse volumique de l'air en ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$), R_t est le rayon de la turbine ou longueur d'une pale en mètre(m), V est la vitesse du vent en mètre par seconde ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$) et C_p est le coefficient de puissance. Ce coefficient, correspondant au rendement aérodynamique de la turbine, a une évolution non linéaire en fonction du ratio de vitesse λ :

$$\lambda = \frac{R_t \Omega_t}{V} \quad (1.1)$$

Où Ω_t est la vitesse mécanique de la turbine en radians par seconde ($\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$).

La caractéristique du coefficient de puissance varie avec l'angle d'orientation des pales (β) et le ratio de vitesse (λ). La relation (1.1) montre qu'une petite variation de la vitesse de vent induit (V) une grande variation de la puissance générée (P_t).

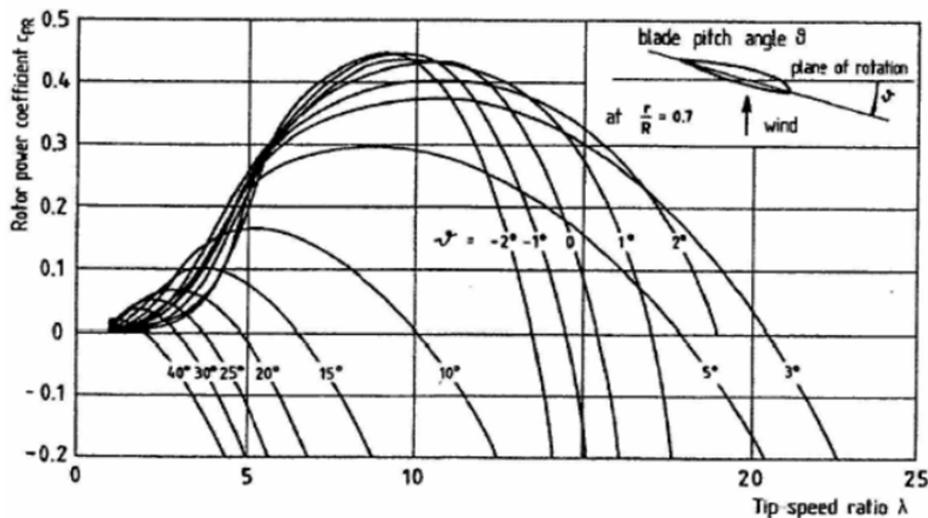


Figure 1.3. Variation du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse [9]

On peut constater sur la Figure 1.3, que le coefficient de puissance prend une valeur maximale pour un angle de calage égale a (-2°) et une valeur particulière du rapport de vitesse que l'on appelle λ_{opt} , pour laquelle le coefficient de puissance (C_p) est maximale. On peut commander la turbine éolienne pour que la génératrice capte une puissance maximale quelque soit la vitesse du vent jusqu'à la puissance nominale [6]. Le couple mécanique produit par la turbine s'exprime de la façon suivante :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 V^2 C_m(\lambda, \beta) \quad (1.2)$$

C_m , appelé coefficient de couple, est défini par la relation suivante :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (1.3)$$

Son évolution est parfaitement non linéaire comme montré à la Figure 1.4. Il peut être exprimé à partir du coefficient de puissance :

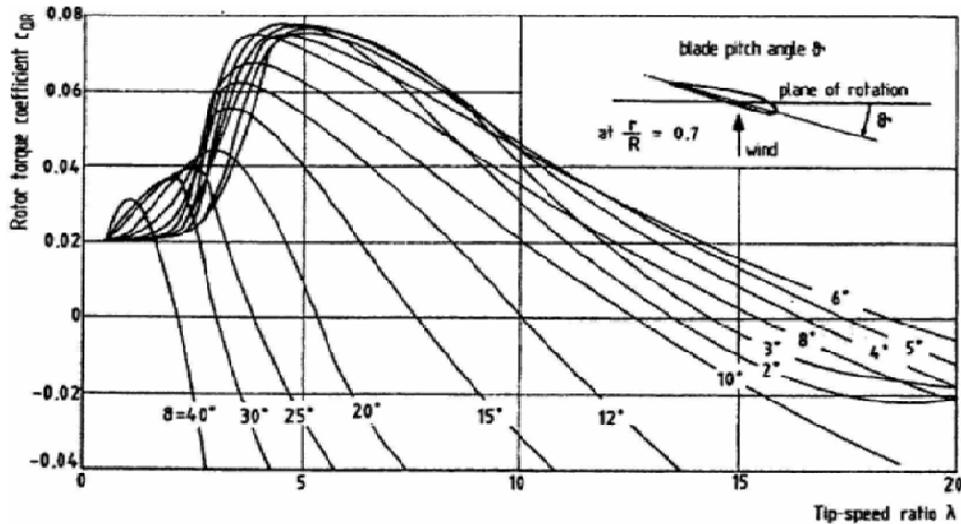


Figure 1.4. Variation du coefficient de couple en fonction du ratio de vitesse [9]

1.3. Stratégies de fonctionnement d'une éolienne

1.3.1. Bilan des forces sur une pale

La vitesse du vent arrivant à la pale de la turbine éolienne, comme montré à la Figure 1.5 est représentée par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de turbine. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} . La force du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} , qui se décompose en une poussée axiale \vec{F}_{ax} compensée par la résistance mécanique du mât et une poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} , qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse du vent nominale donnée.

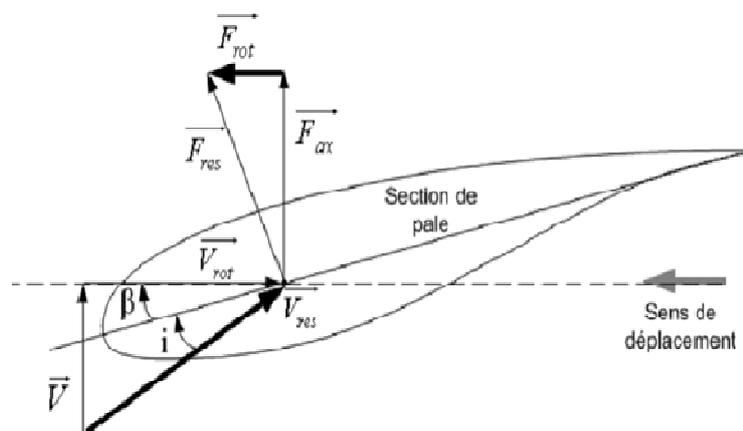


Figure 1.5. Bilan des forces sur une pale [10]

1.3.2. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

1.3.2.1. Système à décrochage aérodynamique "stall"

Généralement, les éoliennes connectées au réseau électrique exigent une vitesse de rotation fixe. Le système de limitation de vitesse le plus simple est un moyen naturel intrinsèque à la forme de la pale, dit « stall ». Lorsque l'angle d'incidence i devient important, notamment si la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale. Ceci entraîne des turbulences à la surface de la pale, et par conséquent une baisse du coefficient de puissance qui empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation, comme montrée à la Figure 1.6.

Le système aérodynamique est simple mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales. Il peut être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "stall actif") pouvant ainsi maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses du vent. La pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale, lorsque la vitesse du vent est forte.

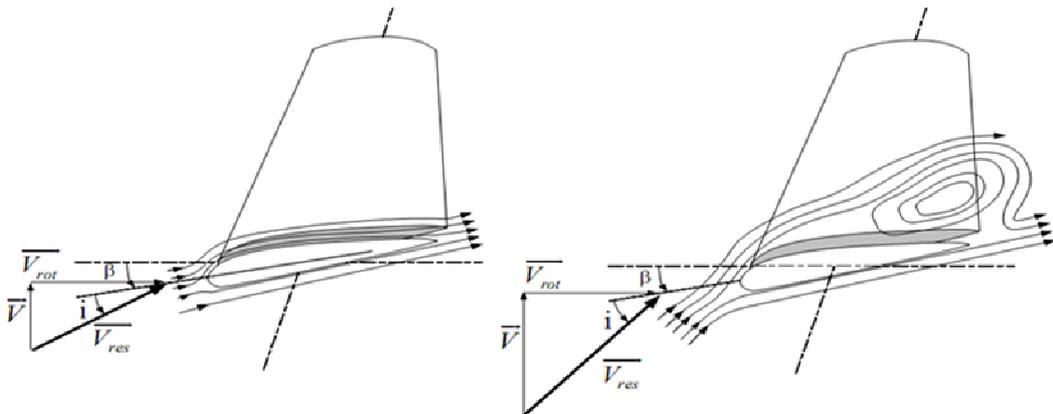


Figure 1.6. Flux d'air sur un profil de pale "stall" [10]

1.3.2.2. Système d'orientation des pales "pitch"

L'étude mécanique des pales de la turbine éolienne est entièrement importante. En effet, elles dépendent des caractéristiques climatiques, de la puissance à fournir ...etc. La technique d'orientation des pales est considérée comme un facteur efficace pour le système qui ne subit pas des contraintes soit électrique ou mécanique comme montré à la Figure 1.7.

Lorsque le vent souffle, les pales décalent à un angle donné, pour que la génératrice reçoive une vitesse relativement constante. En effet, l'angle d'orientations des pales augmente quand la vitesse du vent est considérablement importante jusqu'à la mise en drapeau des pales. Ceci pouvant entraîner la suspension de la production d'énergie, comme montré dans la Figure 1.8.

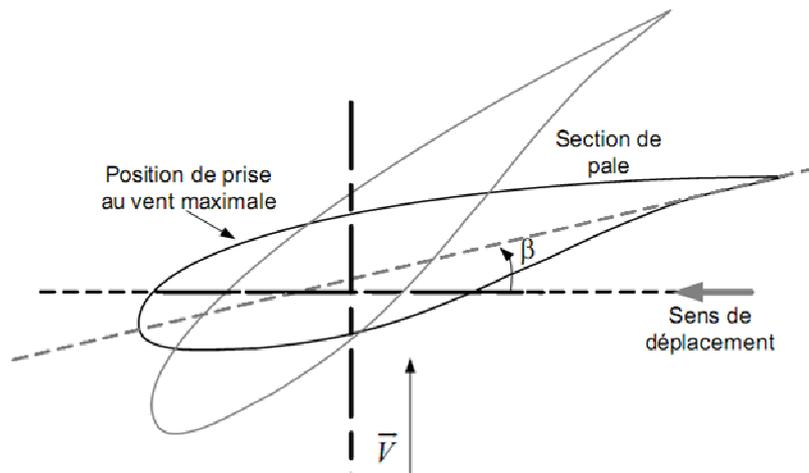


Figure 1.7. Variation de l'angle de calage d'une pale [10]

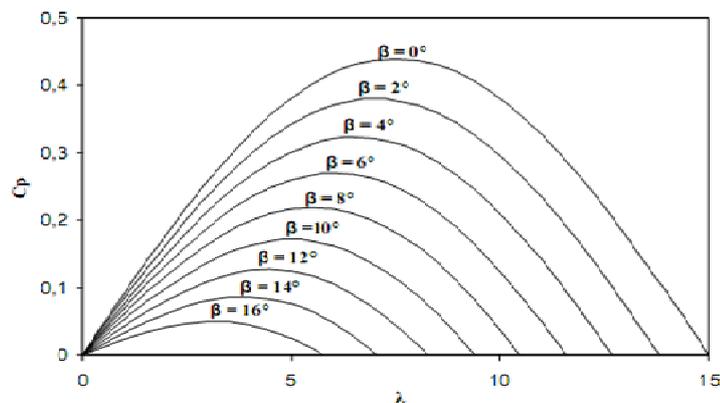


Figure 1.8. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de couple [10]

1.4. Différents types d'éoliennes

1.4.1. Éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes de grande puissance mise en service reposent sur l'utilisation des machines asynchrones à cage directement couplée au réseau électrique comme montré dans la Figure 1.9. Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (en anglais, pitch control). La machine fonctionne alors en hypersynchronisme c'est-à-dire à une vitesse $\Omega_s(1 - g)$ avec Ω_s est la vitesse de synchronisme (souvent $\Omega_s = 1500 \text{ tr/mn}$) et g est le glissement, avec $g < 0$ pour un fonctionnement en génératrice avec une convention moteur ($|g| \leq 1\%$). La rotation des pales par des actionneurs, hydrauliques ou électriques, permet l'augmentation de l'angle de calage β . La puissance peut alors être limitée à la puissance nominale de la génératrice. Lors de fort vent, cette technique permet la mise en drapeau des pales ($\beta = 90^\circ$) [9,11].

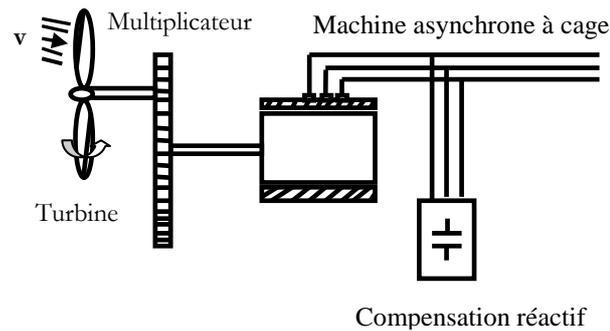


Figure 1.9. Éolien à vitesse fixe

La caractéristique de réglage théorique puissance-vitesse du vent est représentée en trait continu à la Figure 1.10. Pour une éolienne de 300 kW.

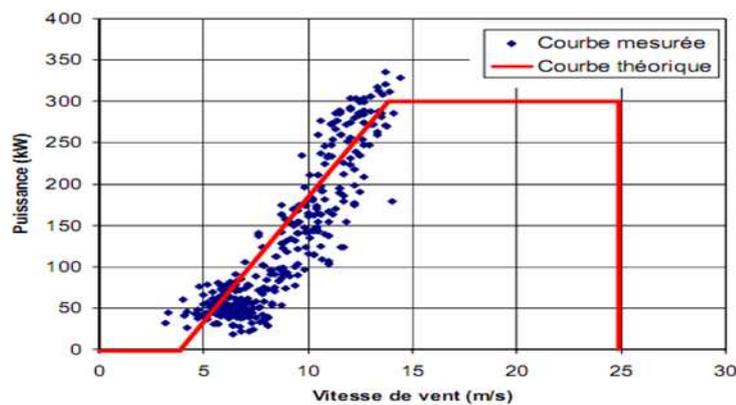


Figure 1.10. Caractéristique de réglage d'une éolienne à vitesse fixe [8]

La dynamique du commande des angles du calage "pitch control" est relativement lente (plusieurs dizaines de seconde) et les variations rapides de la vitesse du vent conduisent à suivre approximativement la caractéristique de réglage de ce type d'éolienne, comme montré par les points assignés sur la Figure 1.10, mesurés sur une éolienne réelle (éolien de Dunkerque ; France). La Figure 1.11, montre la puissance générée par cette éolienne soumise à un vent moyen de 12 m/s en montrant les perturbations de la puissance générée par les éoliennes, pouvant affecter la stabilité du système. Ce type d'éoliennes n'offre pas de possibilité de réglage de la puissance générée, d'autant plus que la connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de batteries de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

Certaines éoliennes de ce type sont équipées d'un système à décrochage aérodynamique des pales (en anglais, Stall control). L'augmentation de la vitesse du vent s'accompagne automatiquement d'une diminution de l'angle de calage permettant le décrochage aérodynamique de la turbine aux vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale appelée « passive stall ». La puissance captée est alors faible. La structure du rotor de la turbine est ainsi plus simple. Cependant, les possibilités de

réglage de la puissance sont encore plus limitées. Une solution intermédiaire appelée « active stall » a gardé les avantages du système « stall » (décrochage aérodynamique des pales) tout en intégrant un système d'orientation des pales simplifié. Les possibilités de réglages de la puissance générée par ce type d'éolienne restent toute fois marginales [6].

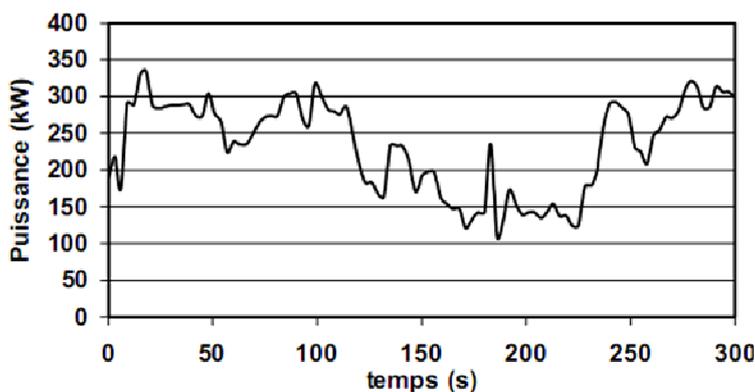


Figure 1.11. La puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de **300kW** [8]

1.4.2. Éoliennes à vitesse variable

a. Type Machine Asynchrone à double alimentation (MADA)

Les générateurs les plus utilisés pour les éoliennes à vitesse variable de forte puissance sont les machines asynchrones à double alimentation (MADA) car leurs caractéristiques permettent d'accueillir une force mécanique variable. La caractéristique en puissance d'une turbine (Figure 1.12), le lieu du point représentant le maximum de la puissance convertie (représentée par la courbe en pointillés) peut être obtenue en adoptant la vitesse de la turbine (courbe épaisse). Ainsi, afin de maximiser la puissance convertie, la vitesse de la turbine doit être adaptée par rapport à la vitesse du vent. C'est pourquoi les éoliennes de forte puissance raccordées aux réseaux moyenne et haute tension fonctionnent de plus en plus fréquemment à vitesse variable. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants [6] :

- Pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est converti, ce qui entraîne l'augmenter la puissance générée au système ; augmentation de la plage de fonctionnement.
- Elle a la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique qui nécessite un système d'orientation des pales simplifié. Notamment, permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.

- Elle diminue les efforts mécaniques de par le fait que lors de variation du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. L' " élasticité " ainsi créée permet d'amoindrir l'incidence des rafles de vent sur la puissance générée pour ce domaine de fonctionnement.
- Le bruit lors de fonctionnement à faible puissance est réduit car la vitesse est lente.
- Elle adapte l'intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

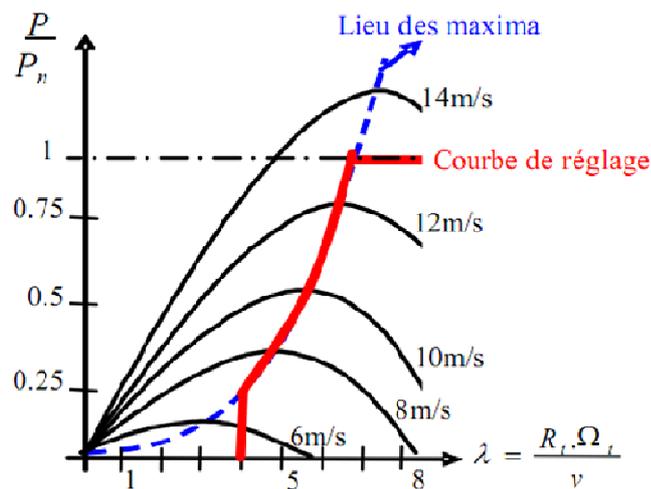


Figure 1.12. Exemple de caractéristique de réglage de la vitesse [8]

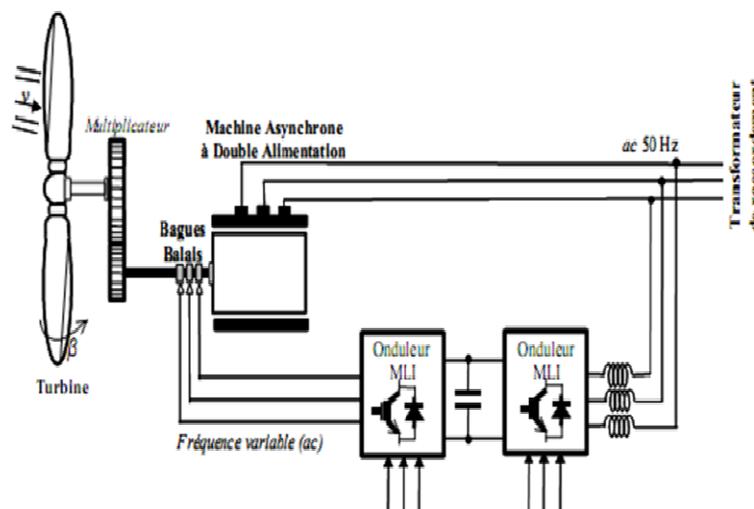


Figure 1.13. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation

Pour les générateurs à base de machines asynchrones, la différence entre la vitesse mécanique Ω , et la vitesse dite synchrone (imposée par la fréquence de réseau), Ω_s , est définie par le glissement g :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (1.4)$$

Le glissement est fonction de la résistance de circuit rotorique. Ainsi, pour les machines à circuit rotorique bobiné, un moyen de varier la vitesse mécanique de générateur consiste à varier le glissement en changeant la valeur de la résistance du circuit rotorique. Plutôt que de dissiper cette puissance, il est important de la renvoyer sur le réseau via deux convertisseurs d'électronique de puissance reliés par un bus continu (Figure1.13). Le circuit rotorique devient accessible grâce à un système de balais-bagues. En conséquence, la puissance transitant à travers le circuit rotorique est rendue variable et deux fonctionnements peuvent être distingués. Si la vitesse mécanique est supérieure à la vitesse synchrone ($g < 0, \Omega > \Omega_s$), le fonctionnement en hyper-synchrone pour lequel la puissance extraite du circuit rotorique est envoyée au réseau à travers les convertisseurs de puissance. Dans le cas contraire, ($g > 0, \Omega < \Omega_s$), le fonctionnement est en hypo-synchrone pour lequel la puissance circule alors du réseau vers le circuit rotorique. Seule une variation de la vitesse ($\pm 30\%$) (correspondant à la valeur du glissement g) autour de la vitesse de synchronisme est acceptable ; ceci va engendrer une limitation de la puissance circulant dans le circuit rotorique ($|g \cdot P|$).

Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner comme un alternateur synchrone. En effet, les puissances actives et réactives peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté sur le circuit électrique du rotor [12]. La Figure1.14, montre les zones de fonctionnement caractéristiques mesurées sur une éolienne de 1.5 MW :

- Dans la zone 2, une extraction maximale de la puissance est faite en adaptant la vitesse de génératrice. La vitesse mécanique est très variable, ce qui correspond à une grande plage de variation de la puissance électrique produite. L'angle de calage des pales est maintenu constant, et seul le contrôle du couple électromagnétique de la génératrice est mis en œuvre dans cette zone.
- La zone 3 correspond à une vitesse mécanique carrément constante de la génératrice. Dans cette zone la puissance générée est proportionnelle au couple (d'origine éolien) appliquée. La vitesse moyenne de la turbine est réglée par action sur l'orientation des pales, la puissance débitée au réseau est « lissée » impliquant un stockage inertiel dans les masses en rotation.
- Pour la zone 4, la puissance est limitée à sa valeur maximale, grâce au système d'orientation des pales.

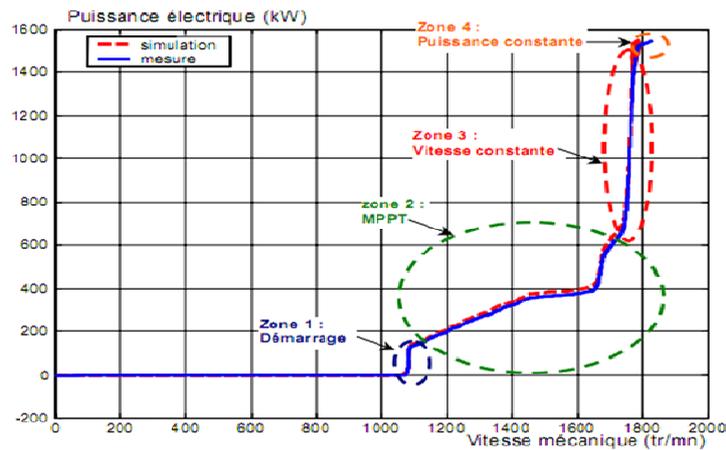


Figure 1.14. Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable basée sur une MADA [8]

En agissant sur l'orientation des pales pour contrôler la puissance générée de l'éolienne, mais aussi en contrôlant le couple de la génératrice asynchrone au moyen du convertisseur de puissance connecté au rotor de celui-ci. Le contrôle de la puissance générée est dès lors nettement plus précis comme illustré sur la caractéristique puissance-vitesse du vent mesuré à la Figure 1.15 à comparer aux mesures réalisées sur une éolienne sur un intervalle de **10h** alors qu'elle est soumise à un vent variant entre 2 et 16 m/s . On peut remarquer que la puissance maximale n'est pas dépassée [13,14].

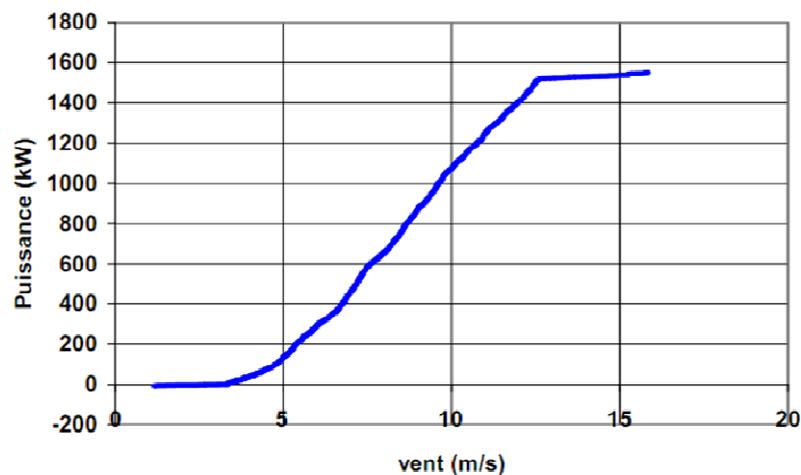


Figure 1.15. Puissance totale générée mesurée sur une éolienne à vitesse variable de **1.5 MW**

b. Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)

L'inconvénient des éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné est de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé [12].

L'inconvénient de cette structure, représentée à la Figure 1.16, est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau de convertisseur de puissance dimensionnée pour une puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage de point de vue du contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent.

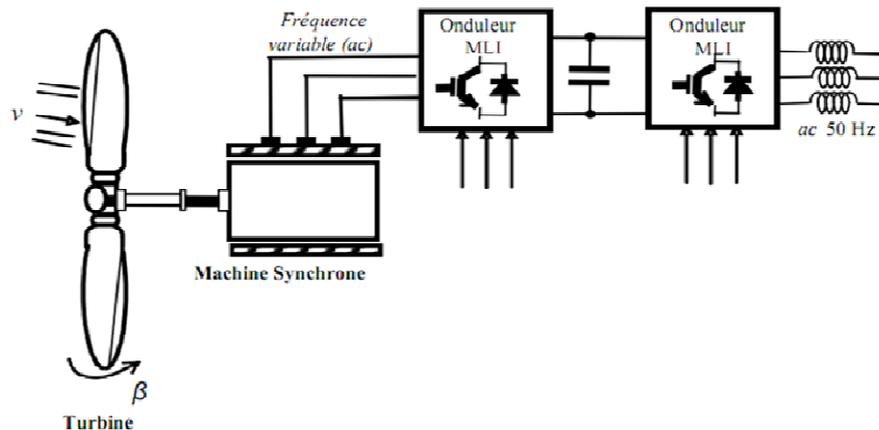


Figure 1.16. Eolienne à vitesse variable avec une MAS de grand nombre de paire de pôles

1.5. Synthèse des différentes éoliennes

Les machines utilisées pour la production de l'énergie électrique aux systèmes éoliennes ont des avantages et des inconvénients. Notamment, le rendement électrique, le coût et l'habileté quotidienne de produire de l'énergie électrique avec un minimum de perte d'énergie comme il est signalé aux tableaux 1.1 et 1.2 qui montrent les différentes caractéristiques des différentes éoliennes [15,16].

Tableau 1.1. Capacités de réglage des différentes éoliennes

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS Vitesse Fixe	. (Facultatif) . Gradateur . Bancs de condensateur	. Pitch control	. Contrôle P approximatif . Contrôle Q approximatif si condensateur	NON
MADA Vitesse Variable	. Convertisseur électronique AC/AC au rotor (AC/DC puis DC/AC)	. Pitch control . Couple génératrice	. Contrôle de P . Contrôle de Q	Participation limitée au : . Réglage de la tension tant qu'il y a du vent
MSAP Vitesse variable	. Convertisseur électronique AC/AC au stator (AC/DC puis DC/AC)	. Pitch control (ou stall) . couple génératrice	. Contrôle de P . Contrôle de Q . Fonctionnement en isolé	. Réglage de la fréquence . Réglage de la tension . Ilotage tant qu'il y a du vent

Tableau 1.2. Avantages et inconvénients des différentes éoliennes

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS Vitesse fixe	.Machine robuste .faible coût .pas d'électronique de puissance	.puissance non optimisée .Maintenance boîte de vitesse .Magnétisation de la machine imposée par le réseau
MADA Vitesse Variable	.Fonctionnement à vitesse variable .Puissance extraite optimisée .Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale .Machine standard .Connexion de la machine plus facile à gérer .Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau	.Maintenance boîte de vitesse .Prix de l'électronique de puissance. .Contrôle-commande complexe .Contact glissant bagues - balais
MSAP Vitesse Variable	. Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse .puissance extraite optimisée pour les vents faibles. .Connexion de la machine facile à gérer. .Possibilité d'absence de boîte de vitesse	.prix de l'électronique de puissance .Machine spécifique .Grand diamètre de machine .Electronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice

1.6. Contraintes d'intégration des aérogénérateurs aux réseaux électriques

L'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques pose plusieurs problèmes. Plusieurs effets de leur intégration dans les réseaux seront introduits.

a. Effets sur l'écoulement de puissance

Une forte intégration de la production décentralisée à énergies renouvelables comme l'éolien peut engendrer l'apparition de deux phénomènes sur les réseaux :

- Une variation du sens des flux de puissance. Possibilité qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution. Ces derniers ont été conçus pour alimenter des installations de consommation à faible coût et donc avec peu de possibilités de bouclage pour évacuer une puissance éolienne importante dans une zone à faible densité de charges. Typiquement, sur un réseau de distribution radial, l'énergie circule traditionnellement de point de connexion au réseau de transport vers les charges. La connexion d'un groupe de production sur un départ peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections non directionnelles comme montre dans la Figure 1.17.

- Les problèmes de réglage de la fréquence sur le réseau de transport dues aux inversions rapides des flux de puissance et conduit à des pénalités dues au non-respect des engagements contractuels pris

en matière d'importation ou d'exportation d'énergie au niveau des lignes d'interconnexions avec les pays voisins la Figure 1.18 montre l'écoulement de puissance entre deux zones.

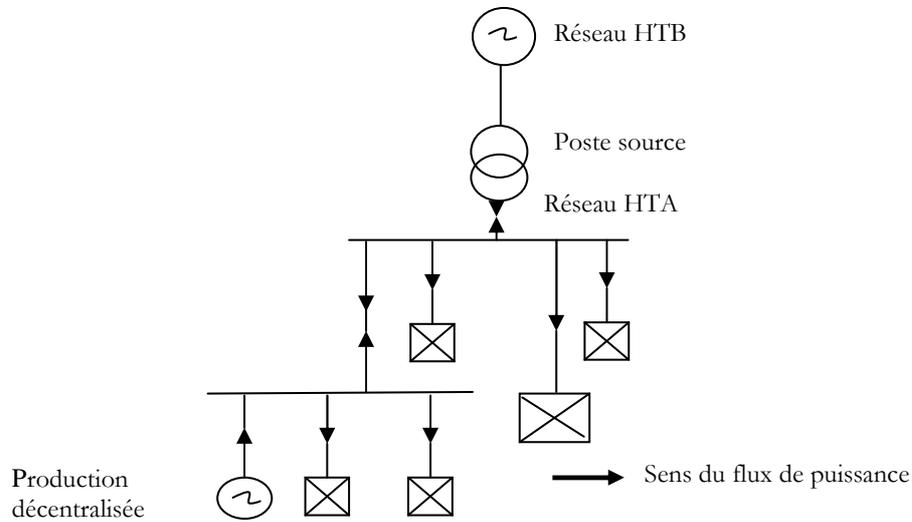


Figure 1.17. Modification du sens des flux de puissance [12]

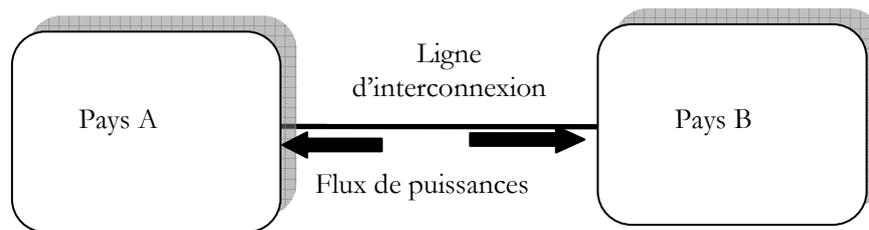


Figure 1.18. Inversion rapide des flux de puissance dans les lignes d'interconnexions

b. Effets sur la tension

L'équation de la chute de tension (ΔV) dans un conducteur peut s'écrire comme suit :

$$\Delta V \approx \frac{rP+xQ}{V_2} = V_1 - V_2 \quad (1.5)$$

En examinant cette expression montrant la variation lente ou rapide des deux types d'énergie aura des effets sur la tension du réseau. On peut citer :

- La modification du plan de tension

La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval, comme illustrée dans la Figure 1.19. La présence d'une production décentralisée modifie cette règle, Figure 1.20.

La puissance générée par les éoliennes est d'origine fluctuante, ce qui entraîne d'après l'expression précédente des fluctuations de tension dans la zone du réseau proche du point de

connexion de ces éoliennes. Dans le réseau de transport constitué de ligne HT et THT, les variations de tension sont essentiellement induites par les transits de puissance réactive.

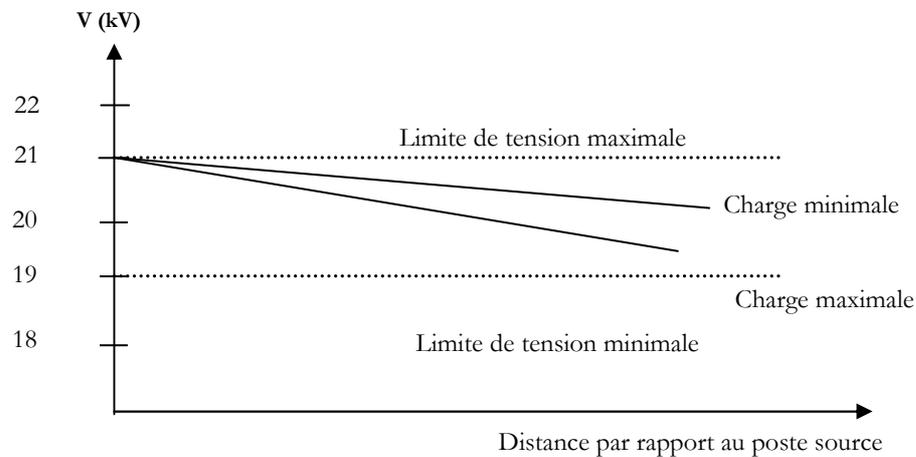


Figure 1.19. Plan de tension sans producteur [12]

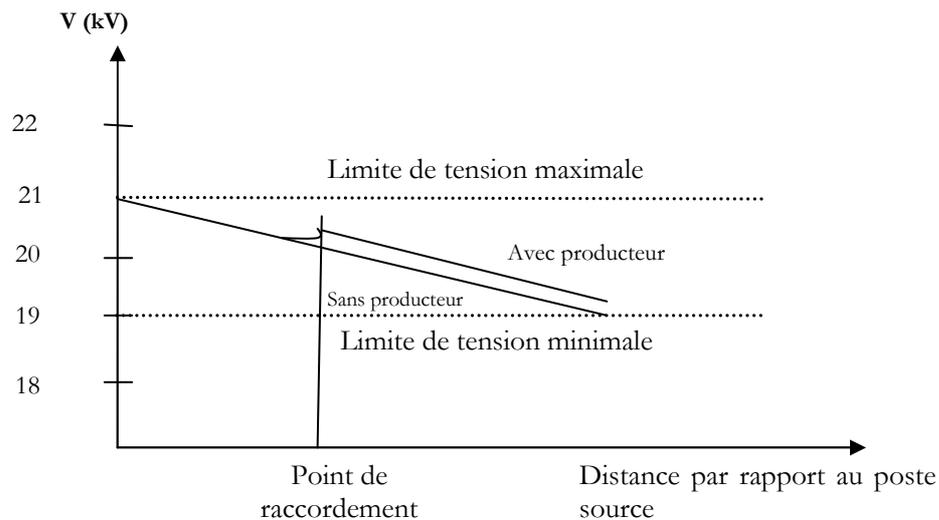


Figure 1.20. Plan de tension avec producteur [12]

– les fluctuations rapides de faibles amplitudes de la tension sont appelées flickers. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) et à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes. La technologie d'éolienne la mieux adaptée pour limiter l'impact sur le réseau de ces variations est celle complètement interfacée avec le réseau via de l'électronique de puissance permettant ainsi un certain découplage entre la turbine et le réseau. Les éoliennes, interfacées au réseau via des convertisseurs d'électronique de puissance, génèrent cependant des harmoniques. Les convertisseurs

totallement commandés équipés de transistors IGBT, actuellement les plus utilisés, génèrent des harmoniques hautes fréquences (plusieurs kHz). Ces harmoniques peuvent être assez aisément limités contrairement aux convertisseurs partiellement commandés, équipés de thyristors, générant des harmoniques de basse fréquence nécessitant des filtres conséquents pour les éliminer [17,18].

c. Effets sur les puissances de court-circuit

La puissance de court-circuit au niveau d'un réseau électrique diminue de l'amont vers l'aval. Avec le raccordement de production sur le réseau, cette loi n'est plus valable. Plusieurs cas peuvent alors être énumérés selon l'endroit du court-circuit comme montré dans la Figure 1.21 peuvent avoir plusieurs conditions pour mieux analyser les endroits de fonctionnement des disjoncteurs cités à chaque nœuds : [19].

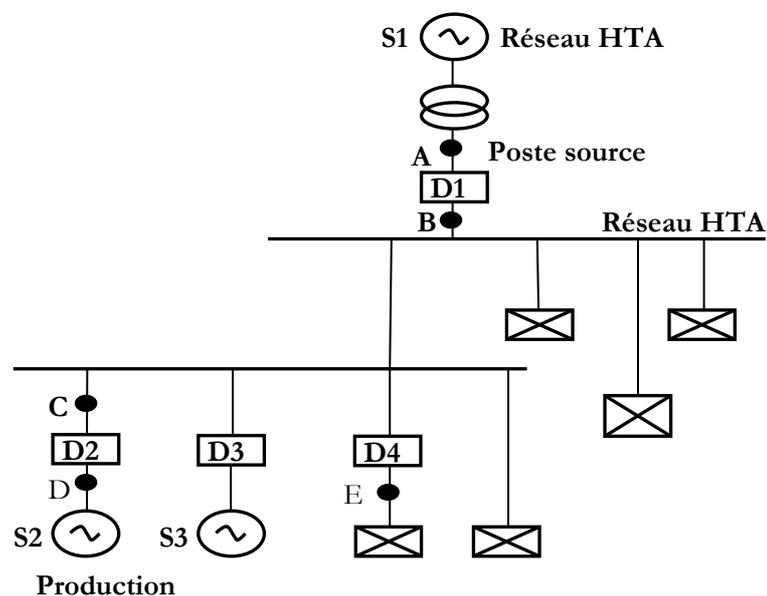


Figure 1.21. Modification des puissances de courts circuits

- A : le disjoncteur $D1$ doit accepter les courants de court-circuit induits par les sources $S2$ et $S3$; $D2$ et $D3$ doivent supporter, respectivement, les courants de court-circuit des sources $S2$ et $S3$;
- B : le disjoncteur $D1$ doit accepter les courants de court-circuit induit par la source $S1$; $D2$ et $D3$ doivent supporter, respectivement, les courants de court-circuit des sources $S2$ et $S3$;
- C : le disjoncteur $D1$ doit accepter le courant de court-circuit induit par la source $S1$; $D2$ doit supporter les courants de court-circuit issu de la source $S2$ et $D3$ doit supporter le courant de court-circuit issu de la source $S3$;
- D : le disjoncteur $D2$ doit accepter les courants de court-circuit issus des sources $S1$ et $S3$, $D1$ et $D3$ doivent supporter, respectivement, les courants de court-circuit des sources $S1$ et $S3$;

– E :le disjoncteur $D4$ doit accepter les courants de court-circuit induits par les sources $S1$, $S2$ et $S3$; $D1$, $D2$ et $D3$ doivent supporter, respectivement, les courants de court circuits issus des sources $S1$, $S2$ et $S3$.

d. Capacité d'accueil du réseau électrique

Les éoliennes ont des problèmes très graves devant la limitation de la capacité des lignes et des postes aussi, car les lieux de production sont souvent éloignés, donc l'adaptation et le renforcement des postes comme la haute tension HT suite au développement de l'éolien dans le réseau de distribution (modification des protections, augmentation de la puissance de court-circuit,...etc.). Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, de nouvelles lignes devraient être construites en particulier aux interconnexions entre les réseaux gérés par des opérateurs différentes.

e. Prévision de la production

L'inconvénient majeur de l'éolien réside dans le fait que la vitesse du vent est aléatoire, ce qui engendre une incertitude de production des fermes éoliennes sur les sites éoliens [20]. Dans [21], des exemples de mauvaises prévisions concernant le Danemark sont illustrées. Les erreurs de prévisions à $24 h$ peuvent atteindre des valeurs de plus de 50% en négatif (sous-production) avec des changements de signe en cours de journée. Donc, il suffit d'avoir des réserves contrôlables de production pour couvrir ces incertitudes en particulier la demande en période de pointe [22].

Les problèmes, que soulève l'intégration de la production intermittente, imposent des surcoûts techniques (capacités de production et réserves supplémentaires en raison des risques d'indisponibilité en période de pointe et de fluctuation de la production). Les modalités de fonctionnement des marchés électriques lui imposent également des pénalités économiques qui dépassent largement les surcoûts techniques. Les coûts techniques occasionnés par l'intégration de sources d'énergies irrégulières dans les systèmes électriques sont liés au risque de non-disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande [23,24].

f. Déconnexions intempestives

Les systèmes de génération via les fermes éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension devient inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Lors du black-out apparu en Italie du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions décentralisées se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz [25]. Lors de l'incident du 4 novembre 2006 ayant touché l'ensemble du réseau européen qui

s'est également déconnecté lors de la forte variation de fréquence. Cet événement a montré des disparités entre pays voisins notamment sur la puissance éolienne déconnectée [26,27].

Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes de pouvoir rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un opérateur à l'autre. Par exemple, on demande que les éoliennes restent connectées au réseau tant que le creux de tension reste supérieur au gabarit présenté à la Figure 1.22. (valable pour les réseaux de répartition : réseaux de transport régionaux à 225 kV, 90 kV et 63kV) [28].

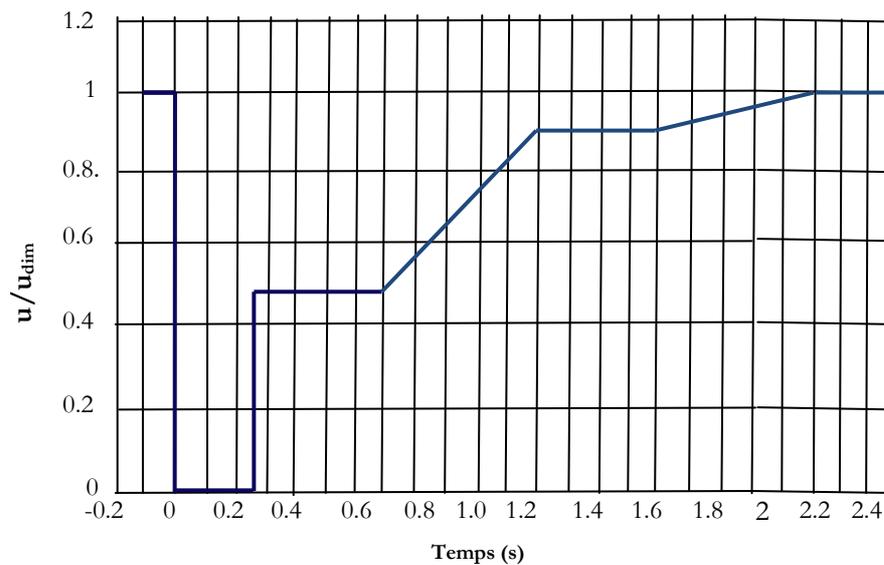


Figure 1.22. Gabarit de la tension des éoliennes connectées au réseau de répartition [12]

Les fluctuations de fréquence sont limités dans la plage exceptionnelle de fréquence situées entre 47 et 52 Hz que des installations de production d'énergie doivent rester connectées. De plus, même si l'installation ne participe pas à la constitution des réserves comme c'est le cas de l'éolien, elle doit être capable de réduire la puissance produite lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50.5 et 51 Hz.

g. Effets sur la fréquence du réseau

Lorsqu'un déséquilibre apparaît entre la production et la consommation, ceci entraîne une variation de la fréquence de système. Pour cela, le réglage primaire de la fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. Il assure une correction rapide, en quelques secondes, et décentralisée des écarts offre-demande. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence (imposée par la vitesse des groupes tournants) et la puissance (Figure 1.23).

Où

P_0 Est la puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 , et ΔP la variation de puissance induite par la variation de fréquence Δf .

L'adaptation rapide entre la production et la consommation faite par le réglage primaire, en fin d'action, un écart de fréquence. De plus, comme la fréquence est commune aux réseaux interconnectés, ce réglage provoque des variations de transit entre les pays. Le rôle de réglage secondaire est alors, en quelques minutes (15 minutes), de ramener la fréquence à sa valeur nominale et de ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles.

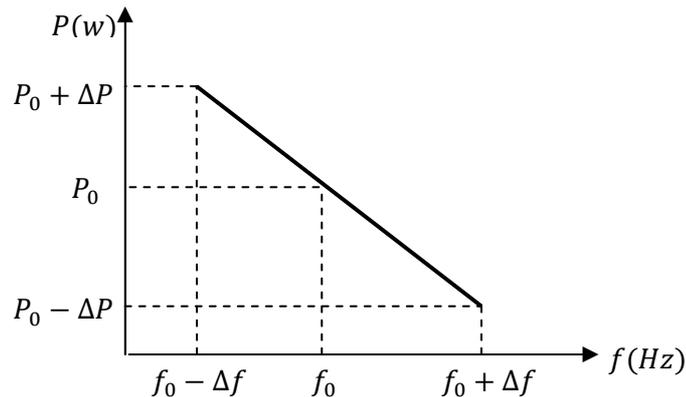


Figure 1.23. Régulation primaire de fréquence [12]

Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes (pouvant atteindre quelques centaines de kW en quelques dizaines de secondes) [29,30], tout comme les variations de charge, peuvent donc provoquer des fluctuations de la fréquence du réseau et activer le réglage primaire des groupes tournants et faire appel à la réserve primaire [31]. Cependant, lorsque le taux de pénétration de l'éolien reste faible, on peut négliger cette influence. Dans le cas contraire, afin d'assurer la stabilité du réseau, une participation au réglage primaire des éoliennes doit être une solution qui restent en cours d'investigation. Déjà actuellement, lorsque la production est supérieure à la consommation, donc lorsque la fréquence est supérieure à $50 Hz$, il peut être demandé aux éoliennes de réduire leur production [31,32].

1.7. Conclusion

Jusqu'à présent, les systèmes éoliens sont principalement une source de perturbations pour les réseaux électriques et notamment pour les gestionnaires des réseaux électriques. Pour minimiser leur impact, des arrêtés et décrets sont mis en place dans plusieurs pays. Cependant, cela ne suffit pas et l'intégration harmonieuse de l'éolien dans le réseau passera par :

- Une meilleure prévision du vent qui pourra permettre une estimation de la puissance qui sera produite,

- Une évolution des stratégies de commande des éoliennes qui les fera approcher des performances, en matière de réglage du réseau, des centrales classiques,
- Une prise en compte de leur possibilité dans la gestion du réseau et enfin un échange d'informations en temps réel entre les gestionnaires des réseaux et les fermes d'éoliennes.

Chapitre 02

MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES FERMES EOLIENNES

2.1. Introduction

Au cours de la dernière décennie, la demande en énergie électrique est en hausse due à l'augmentation progressive de l'industrialisation et la croissance de la population. Cependant, elle engendre des contraintes de production (centrales autonomes), transport (réseau très compliqué) et de la gestion de répartition optimale (dispatching) malgré l'apparition des systèmes électroniques et informatiques. En effet, les consommateurs demandent une énergie propre et adéquate à leurs besoins permanents, en particulier certains consommateurs prioritaires ; tels que les industries, les hôpitaux, les aéroports, les échanges internationaux, ...etc.).

Parmi les problèmes les plus importants lors de l'étude d'un Réseau d'Energie Electrique (R.E.E) complexe, on cite essentiellement sa stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux durant ces dernières années, mais aussi à l'objectif de ce type d'étude est d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations, (e.g variation de charge et le court-circuit et la perte de synchronisme d'un générateur). Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique et la puissance électrique. Cet écart doit être savoir à le minimiser pour que le système ne subisse pas des défauts très importants pour ne pas perdre son fonctionnement normal. L'écart en termes de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur. Après l'élimination de la perturbation, le réseau sera stable si la valeur moyenne des écarts de vitesse est nulle [33].

On peut définir deux types de stabilité du réseau électrique : celle de son angle de transport et celle de la tension. Même il y a trois types de stabilité pour l'angle de transport, qui sont : la stabilité statique, dynamique et transitoire. Dans ce chapitre, nous allons également étudier les moyens classiques et modern via les systèmes FACTS afin d'envisager leurs applications pour améliorer la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Parmi les composants de FACTS, le STATCOM du fait de ses avantages sera étudié plus en détail dans ce mémoire.

2.2. Stabilité des systèmes électriques

Le niveau de sécurité d'un réseau est jugé satisfaisant si, d'une part, il est apte à assurer l'équilibre production-consommation en respectant certaines limites admissibles liées aux transits de puissances dans les lignes, aux tensions en chaque nœud et aux points de fonctionnement des groupes de production et si, d'autre part, il est apte à "survivre" à une perturbation plus ou moins violente [34].

2.2.1. Différents types de stabilité de système électrique

2.2.1.1. Stabilité statique

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence.

On dit qu'un réseau est en régime statique s'il est en bon fonctionnement qui ne peut être garanti que si :

- Toutes les consommations actives et réactives sont satisfaites
- Les tensions en tous les nœuds du réseau sont comprises entre les limites maximum et minimum. En effet, les tensions très basses peuvent conduire à un effondrement généralisé alors que des tensions trop élevées peuvent endommager les équipements de réseau.
- Les transits dans les lignes et les transformateurs sont inférieurs aux limites admissibles, que ce soit pour les courants (limites thermiques pour l'échauffement des conducteurs).

Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [34].

2.2.1.2. Stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas, des modèles linéaires peuvent être utilisés afin de simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones, les excitatrices, les systèmes de régulation de vitesse, la turbine et le stabilisateur

de système de puissance (PSS, Power System Stabilizer) dont les dynamiques ne sont pas négligeables seront pris en compte dans ces modèles [34].

2.2.1.3. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un SEE est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations ; telles que, 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. 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, rè-enclenchement)
- du point de fonctionnement avant défaut, notamment, le niveau de puissance active, la topologie du réseau et le degré d'excitation des machines tournantes
- des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau électrique (e.g. des générateurs, des charges et des régulateurs) mises en place dans les stations et des stabilisateurs comme le PSS.

Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude de données sorties [35, 36].

2.2.2. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire

2.2.2.1. Compensation dans un système électrique

Pour qu'un réseau électrique soit en état de fonctionnement normal, il faut implanter les systèmes de compensation de la puissance réactive, et ce dans le but de:

- garder la marge de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées.
- améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale transmissible.
- Et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques.

En principe, la compensation de la puissance réactive doit modifier l'impédance de charge en agissant sur la capacité et/ou l'inductance de la ligne pour obtenir une impédance de charge virtuelle s'adaptant aux valeurs de la puissance actuelle transportée par la ligne [37].

a. Compensation shunt au point milieu

Considérant un réseau électrique simple avec un compensateur shunt idéal connecté au point milieu de la ligne de transport donné sur la Figure 2.1.

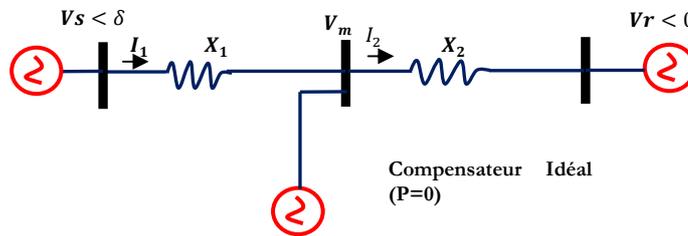


Figure 2.1. Ligne de transmission avec compensateur à point milieu

La compensation implantée en milieu de la ligne est représenté par une source de tension sinusoïdale V_m ; le compensateur échange uniquement la puissance réactive avec le réseau. Ce compensateur sépare la ligne en deux segments d'impédances égales $X/2$, le premier segment transporte la puissance depuis la source V_s au point milieu, quant au deuxième transfert cette puissance du point milieu au jeu de barres de réception [37]. La relation entre les tensions des extrémités de la ligne et la tension du compensateur V_m ainsi que les courants dans les deux segments de la ligne est représenté par le diagramme de phase de la Figure 2.2.

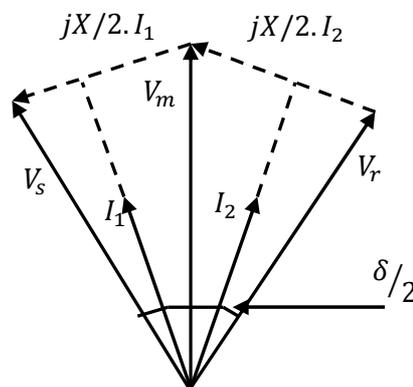


Figure 2.2. Diagrammes des courants et tensions d'un compensateur shunt

Les puissances active et réactive transportées par une ligne électrique en ajoutant le compensateur shunt au point milieu, est données par les équations (2.1) et (2.2) suivantes:

$$P_c = \frac{2V_s V_r \sin(\delta/2)}{X} \quad (2.1)$$

$$Q_c = \frac{4V_r (V_s \cos(\delta/2) - V_r)}{X} \quad (2.2)$$

Le changement de la puissance active et réactive en fonction de l'angle de charge δ est représentée par la Figure 2.3 et comparée avec les puissances de la ligne non compensée.

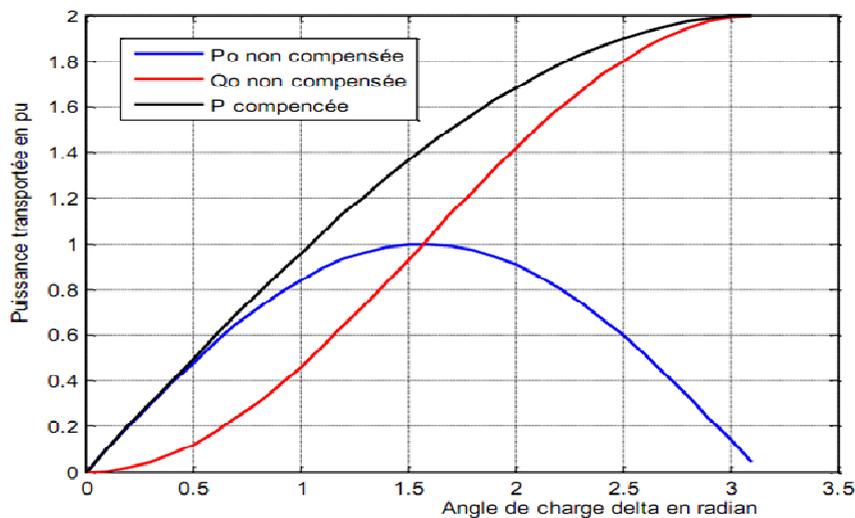


Figure 2.3. Puissances active et réactive en fonction de δ [37]

D'après les courbes de la Figure 2.3, on peut simplement observer que le compensateur shunt, au point milieu, augmente d'une manière significative la puissance maximale transmissible d'une ligne électrique jusqu'au double (pour la valeur $\delta = \pi$).

b. Compensation série

Lorsqu'un réseau électrique porte une compensation série pour réduire la réactance effective d'une ligne de transport électrique. Conventionnellement, c'est la réactance du compensateur série capacitif qui élimine une quantité de la réactance de la ligne, et donc l'impédance effective de la ligne électrique est réduite comme si sa longueur physique a été diminuée. Également, on peut atteindre cet objectif en appliquant une tension alternative, de même fréquence que le réseau, en série dans la ligne et qui est en quadrature (90°) avec le courant de celle-ci.

Le simple composant ou dispositif pour achever une compensation série dans une ligne est l'insertion des condensateurs en série dans cette dernière comme dans la Figure 2.4a. La relation entre les différentes tensions et courants, dans l'ensemble ligne électrique et compensateur série, est expliquée par le diagramme de la Figure 2.4b.

Systématiquement, en insérant ces condensateurs, la réactance effective de la ligne X_{eff} doit être diminuée et avoir la nouvelle valeur :

$$X_{eff} = X - X_c = X(1 - k) \quad (2.3)$$

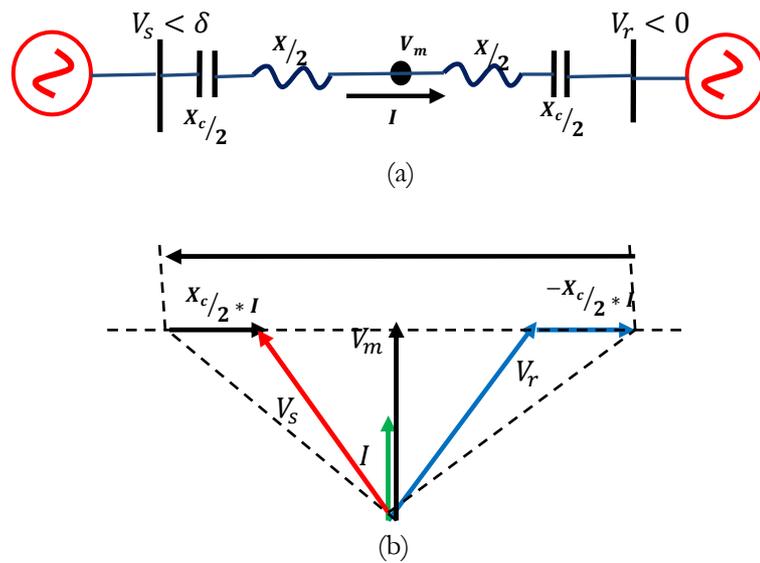


Figure 2.4. Ligne électrique avec compensation série [37]

Avec $k = X_c/X_c$ est défini comme le coefficient de compensation série.

La puissance transportée par une telle ligne est donnée par l'équation (2.4) et varie selon la valeur du degré de compensation k comme le montre la Figure (2.5).

$$P_c = \frac{V_s V_r \sin \delta}{X(1-k)} \tag{2.4}$$

D'après le coefficient de compensation k . Il est facile d'observer l'augmentation significative de la capacité de transport de la puissance active à travers une ligne électrique comme elles sont indiquées dans des courbes de la Figure 2.5. Sachant que l'augmentation de la réactance X_c fait augmenter la puissance transportée.

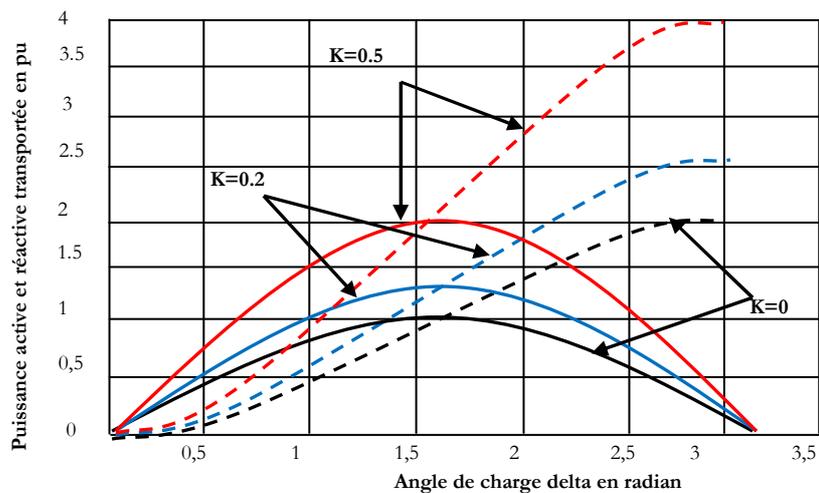


Figure 2.5. Les puissances transportées par une ligne pour différents valeur de k [33]

2.2.2.2. Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension

En général, les moyens de compensation et de réglage à mettre en œuvre doivent faire face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau. Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont:

- des condensateurs et inductances fixes ;
- des compensateurs synchrones ;
- des transformateurs à prises variables (en charge ou à vide) ;
- les groupes générateurs.

L'ajustement rapide et fin de l'énergie réactive en *HT* et le réglage de tension sont assurés par les groupes générateurs (boucles de réglage de tension) et les condensateurs des postes de transformation vers le réseau de répartition [38,39]. En distribution, la compensation du réactif se fait au niveau des consommateurs par la tarification qui pénalise un mauvais $\cos\varphi$, l'ajustement de la tension se réalisant par les prises en charge des transformateurs au niveau des postes.

a. Condensateurs et inductances fixes

Les batteries des condensateurs installées en dérivation peuvent atteindre quelques **MVar** fractionnables par gradins de 2 à 4 **MVar**, peuvent atteindre 10 **MVar**. Elles sont utilisées pour améliorer le facteur de puissance au niveau de charges inductives. Parmi leurs inconvénients :

- la puissance réactive produite diminue lorsque la tension diminue $Q = C\omega V^2$ alors qu'elle devrait augmenter ;
- surtensions et surintensités à l'enclenchement.

Les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins mis en ou hors tension par disjoncteurs ou actuellement par thyristors (ce qui supprime toute usure du matériel et accroît la vitesse de réponse), commandés par relais var-métrique qui mesure l'erreur entre valeur de consigne et puissance fournie.

Des batteries de condensateurs peuvent être insérées en série avec les conducteurs d'une ligne afin de diminuer sa réactance. On diminue aussi la chute de tension entre la source et la charge comme indiquée sur la Figure 2.6. On voit que ce type de compensation diminue l'angle de transport θ et agit donc aussi sur le transit de puissance active et augmente la limite de puissance transmissible et la stabilité du réseau [19,38].

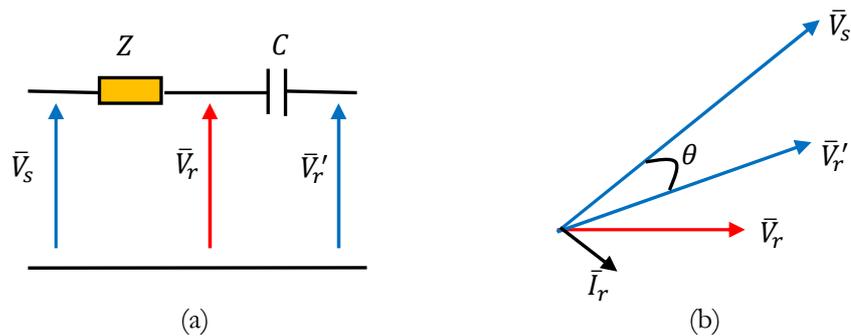


Figure 2.6. Principe de la compensation série

Les inductances sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par des lignes longues à très haute tension à faible charge ou des réseaux de câbles. Elles sont généralement raccordées au tertiaire de transformateurs et leur puissance peut aller de 50 MVAR (via un transformateur à trois enroulements) à 400 MVAR en raccordement direct sur des lignes de très haute tension [19].

b. Groupes de production et compensateurs synchrones

Parmi les groupes de production de source de tension ou de consommer de l'énergie réactive notamment une machine synchrone surexcitée fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance. Vu l'éloignement électrique entre les centres de production et de consommation, les groupes ne compensent pas les charges mais peuvent faire face aux besoins en réactif du réseau. La fourniture de puissance réactive en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximum et en absorption par la stabilité de la machine synchrone. Cette limite peut varier avec des régulateurs de tension.

Un compensateur synchrone était une machine synchrone sans charge, spécifiquement conçue pour la production ou l'absorption de puissance réactive en ajustant l'excitation. Les limites sont les mêmes que pour les groupes de centrales. Des valeurs typiques vont de 20 à 60 MVAR en fourniture et de 10 à 30 MVAR en absorption. Ils sont branchés le plus souvent au tertiaire d'un transformateur. Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre leur coût est élevé tant en investissement qu'en maintenance [19].

c. Transformateurs avec prises réglables en charge

Un transformateur à régleur en charge modifie le rapport de transformation en augmentant ou diminuant le nombre de spires de l'enroulement haute tension. Il faut prendre garde de ne pas interrompre le courant ni mettre des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de $\pm 15\%$ avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un

changement de prises correspond à une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée [19].

2.2.2.3. Moyens modernes

La nouvelle technologie défie les contraintes de compensation de l'énergie perdue à cause de plusieurs paramètres. Notamment, les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) est l'abréviation définie comme suit: « une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance » [38].

La technologie FACTS n'est pas limitée en un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble des paramètres du réseau: tension, impédance, déphasage ...etc. Ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie.

a. Différentes Catégories des FACTS

Le tableau 2.1 représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques. Les dispositifs FACTS contiennent également les mêmes composants mais rapidement commandés avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance.

Les dispositifs de la technologie la plus avancée des FACTS avec des convertisseurs de sources de tension à base des interrupteurs statiques sophistiqués IGBT (en anglais, Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (en anglais, Insulated Gate Commutated Thyristors); tels que le STATCOM, le SSSC et l'UPFC. Ces convertisseurs de source de tension sont contrôlés totalement en amplitude et en phase en série ou en parallèle dans le réseau selon les exigences de contrôle en exerçant une MLI sur les gâchettes des interrupteurs de ces convertisseurs.

Tableau 2.1. Principaux dispositifs FACTS [39]

	Dispositif FACTS (Rapide, Statique)	
	A base de thyristor	A base de convertisseur de tension
Dispositif shunt	Compensateur de puissance réactive statique (SVC)	Compensateur statique synchrone (STATCOM)
Dispositif série	Compensateur série contrôlé par thyristor (TCSC)	Compensateur série statique synchrone SSSC
Dispositif série- shunt	Contrôleur dynamique de flux de puissance (DFC)	Contrôleur universel de flux de puissance (UPFC)
Dispositif série- shunt	HVDC back to back (HVDC)	HVDC VSC back to back (HVDC VSC)

Chaque élément de FACTS est devisé en trois grandes catégories principales :

- **Compensateurs séries:** se sont branchés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Ils sont utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et agissent sur l'impédance effective des lignes. Ils interviennent, par conséquent, dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité du SEE. En général on insère des dispositifs de compensation série avec la ligne de transmission [39,40].
- **Compensateurs shunts:** Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement utilisés pour la compensation de la puissance réactive et par conséquence contrôlé de tension des nœuds [39].
- **Compensateurs hybrides série-shunt:** Ces compensateurs mettent en œuvre la combinaison des dispositifs séries et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent de contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

b. Apports et Avantages des FACTS

L'objectif principal d'utiliser la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'avoir une opportunité pour le contrôle de l'écoulement de puissance et en augmenter les capacités de transport des lignes sous les conditions de fonctionnement normales. La capacité de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (2.1) qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie dans une ligne telle que les impédances séries et shunts, courant, tension angle de phase.

$$P = \frac{V_r V_s}{X} \sin \delta \quad (2.5)$$

Par cette raison, les contrôleurs FACTS permettent dans un SEE d'obtenir un ou plusieurs des avantages suivants:

- Commander et contrôler l'écoulement de puissance qui est l'objectif principale des dispositifs FACTS. Ce contrôle doit être réalisé selon un cahier de charge prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs.
- Améliorer la stabilité dynamique du système: entre autre des fonctions des FACTS l'amélioration de la stabilité transitoire, atténuation des oscillations et le contrôle de la stabilité des tensions.
 - Contrôler des tensions dans les nœuds.
 - Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques.

- Contrôler la puissance réactive: Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, donc permettre aux lignes de transmettre plus d'énergie active et par conséquent réduire les pertes de transmission.
- Améliorer la qualité de l'énergie.

c. Le rôle des FACTS

Le tableau 2.2 présente quelques objectifs principaux des systèmes FACTS en présence d'une perturbation (perte d'énergie, un court-circuit...).

Tableau 2.2. La correction via les FACTS [39]

Le problème fréquenté		Correction de l'action	Type de FACTS utilisé
les limites de tensions	Faible tension à charge importante.	Fournir de la puissance réactive.	STATCOM, SVC
	Haute tension à faible charge.	Absorbe de la puissance réactive.	STATCOM, SVC, TCR
	Haute tension suit un court circuit.	Absorbe la puissance réactive ; surcharge	STATCOM, SVC, TCR
	Faible tension suit un court-circuit	Fournir la puissance réactive ; surcharge	STATCOM, SVC
Les limites thermiques	surcharge	Réduction de surcharge	TCSC, SSSC, UPFC, PS
l'écoulement de puissance	Inversement de sens de l'écoulement de puissance	Fixation de l'angle de phase	IPS, SSSC, UPFC, PS

d. Applications pratiques des dispositifs FACTS

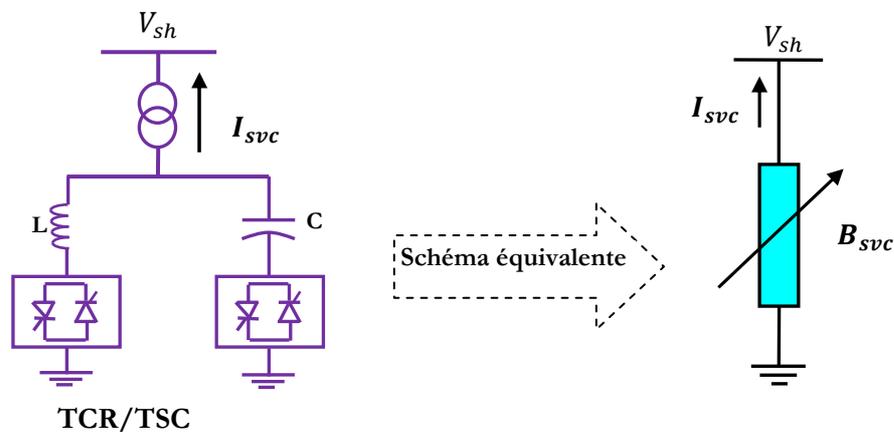
La nouvelle technologie des systèmes FACTS sont habituellement en avance devant d'autres systèmes classiques, dont certaines installations dans le monde, plus particulièrement du SVC depuis 1970 avec une puissance totale installée de 90.000 MVA. Le tableau 2.3 montre des chiffres approximatifs des dispositifs FACTS installés dans le monde avec les puissances totales installées [38].

Tableau 2.3. Dispositifs FACTS installés dans le monde et leurs puissances totales

Type	Nombre	Puissance installée en MVA
SVC	600	90000
STATCOM	15	1200
Compensation série	700	350000
TCSC	10	2000
HVDC B2B	41	14000
UPFC	2-3	250

e. Structure des principaux dispositifs FACTS

– **SVC (Static Var Compensator)**: la structure de base de ce contrôleur est l'association des dispositifs TCR et TSC en parallèles connectés au réseau à travers un transformateur de couplage Figure 2.7.

**Figure 2.7.** Structure d'un SVC, schéma équivalent

- TCR (thyristor controlled reactor): c'est une réactance en série avec un gradateur, sa valeur est continuellement variable selon l'angle d'amorçage des thyristors.
- TSC (thyristor switched capacitor): des capacités commandées par thyristors fonctionnant en pleine onde [38 ,39].

Le premier SVC installé sur une ligne de transport d'énergie était en 1979 en Afrique du sud.

Un SVC supposé idéal ne contient pas de composant résistif $G_{svc} = 0$, donc il ne consomme pas d'énergie active du réseau. Sa puissance réactive est fonction de la tension V_{sh} au jeu de barres de connexion et de la susceptance B_{svc} .

$$P_1 = 0 \quad (2.6)$$

$$Q_1 = -|V_{sh}|^2 B_{svc} \quad (2.7)$$

– **STATCOM** (Static synchronous Compensator): est un ensemble, onduleur à base d'IGBT contrôlé par modulation de largeur d'impulsions connecté en parallèle avec une source de tension continu. Un onduleur est capable de générer et de consommer à part égale de la puissance réactive de telle manière à remplir les mêmes fonctions que le SVC mais avec beaucoup plus de souplesse et moins de perturbations harmoniques (Figure 2.8). Cet équipement peut être associé avec des éléments réactifs connectés en parallèle à son voisinage pour modifier les plages de fonctionnement. Le premier STATCOM a été conçu en 1990 [39,40].

Ce système fonctionne à une tension de bus continu constante. Les IGBTs à fréquence de commutation élevée permettent un contrôle souple et rapide qui rend son utilisation possible pour une compensation de flicker par exemple. La connexion de deux STATCOM par leur bus continus, c'est-à-dire back to back (B2B), et chaque côté alternatif à des réseaux permet d'avoir un échange de puissance active entre deux réseaux de caractéristiques différentes (synchronisation, tension, fréquence).

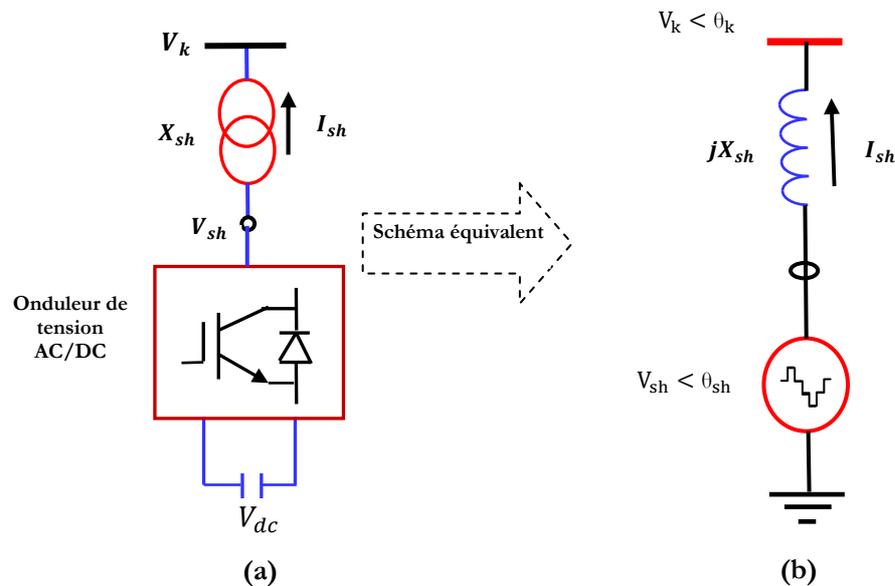


Figure 2.8. (a) Structure d'un STATCOM (b) Schéma équivalent

Pour un STATCOM idéal, n'ayant pas des pertes actives, l'équation de la puissance réactive suivante décrit le transfert de cette dernière avec le réseau électrique.

$$Q_{sh} = \frac{|V_k|^2}{X_{sh}} - \frac{|V_k||V_{sh}|}{X_{sh}} \cos(\theta_k - \theta_{sh}) = \frac{|V_k|^2 - |V_k||V_{sh}|}{X_{sh}} \quad (2.8)$$

*si $|V_k| > |V_{sh}|$, alors Q_{sh} devient positive et le STATCOM absorbe de la puissance réactive.

* si $|V_k| < |V_{sh}|$, alors Q_{sh} devient négative et le STATCOM fournie de la puissance réactive.

– **SSSC (Static Synchronous Series Compensator)** c'est un des plus importants dispositifs FACTS ; similaire à un STATCOM mais avec une source de tension en série avec l'impédance de la ligne. Son schéma de principe est donné par la Figure 2.9. Ce dispositif appelé aussi DVR (Dynamic Voltage Restorer) est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tels que les creux de tensions et maintenir ces dernières à des niveaux constants [40,41].

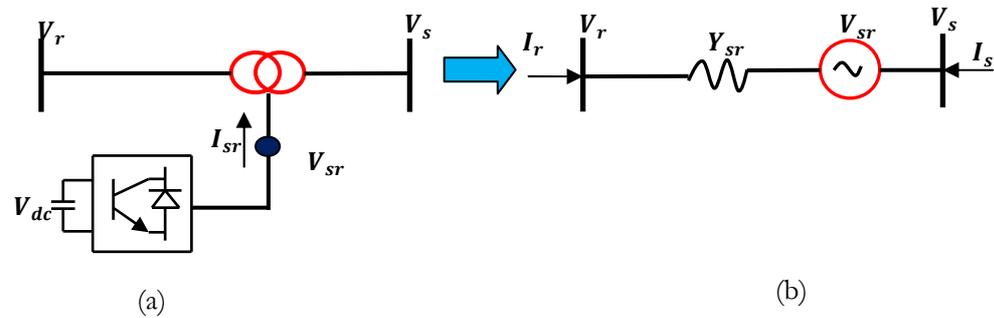


Figure 2.9. (a) Structure d'un SSSC (b) Schéma équivalent d'un SSSC

Dans le but d'un fonctionnement stable, ce dispositif performe les mêmes fonctions d'un SPS (Static Phase Shifter) ou d'une impédance série variable de compensation : il applique une tension en quadrature avec une tension des extrémités de la ligne pour contrôler l'écoulement de puissance active. En effet, ce système n'absorbe pas de puissance réactive à partir du réseau mais possède son propre énergie réactive stockée dans les batteries de condensateur. Il a l'aptitude de contrôler à la fois la puissance active et réactive. Sa caractéristique statique est donnée sur la Figure 2.10 suivante:

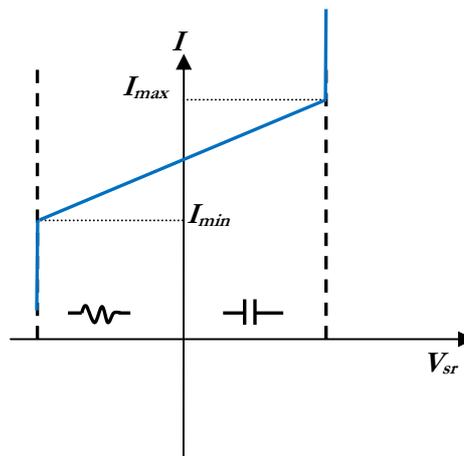


Figure 2.10. Caractéristique statique du SSSC

Dans le modèle adopté pour ce dispositif, la valeur de la source de tension connectée en série et donnée par la formule (2.9):

$$V_{sr} = |V_{sr}|(\cos \delta_{sr} + j \sin \delta_{sr}) \quad (2.9)$$

L'amplitude et la phase de ce modèle V_{sr} et δ_{sr} sont ajustées en utilisant l'algorithme de Newton pour satisfaire les puissances active et réactive spécifiques qui transitent ce dispositif.

– **TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)** : il est constitué d'une inductance en série avec un gradateur et l'ensemble en parallèle avec une capacité Figure 2.11. Le TCSC placé en série dans une ligne de transport permet de contrôler le flux de puissance et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance X_{TCSC} qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α donné par la formule (2.10).

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin 2\alpha}{2}) - LC\omega^2} \quad (2.10)$$

En supposant que le TCSC est installé en série dans une ligne entre les deux jeux de barres de la Figure 2.11b, la puissance qui transite ces deux jeux de barres est régie par l'équation (2.11) suivante :

$$P_{sr} = \frac{|V_s||V_r|}{X_{TCSC}} \sin(\theta_s - \theta_r) \quad (2.11)$$

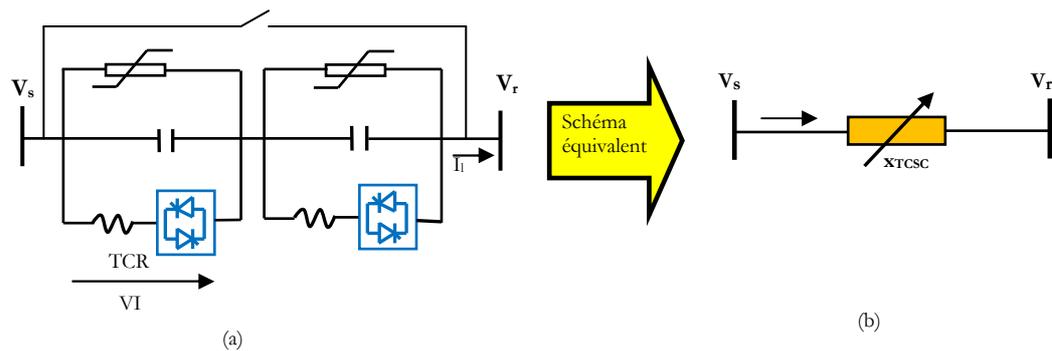


Figure 2.11. (a) Structure d'un TCSC (b) Représentation par une susceptance variable

– **UPFC (Unified Power Flow Controller)** : L'UPFC est composé de deux convertisseurs de tension (onduleur) qui partagent le même condensateur dans leurs côtés continus et possédant un système de commande unifié, la Figure 2.12 donne son schéma de principe et son schéma équivalent.

– Le rôle de ce compensateur est de pouvoir contrôler simultanément la puissance active, la puissance réactive et les tensions aux extrémités de la ligne. Ces possibilités sont acquises par l'échange d'énergie entre les deux convertisseurs: la puissance active demandée par le convertisseur série est tirée du réseau par le convertisseur shunt à travers la partie continue DC pour l'acheminée au jeu de barre « R ». la tension de sortie du convertisseur série V_{se} est ajoutée à la tension du jeu de barre de départ « S » pour soutenir la tension de jeu de barre « R ». de ce fait l'amplitude de la tension ajoutée V_{se} permet la régulation de la tension et la phase θ_{se} déterminée le mode de contrôle du flux de puissance [38].

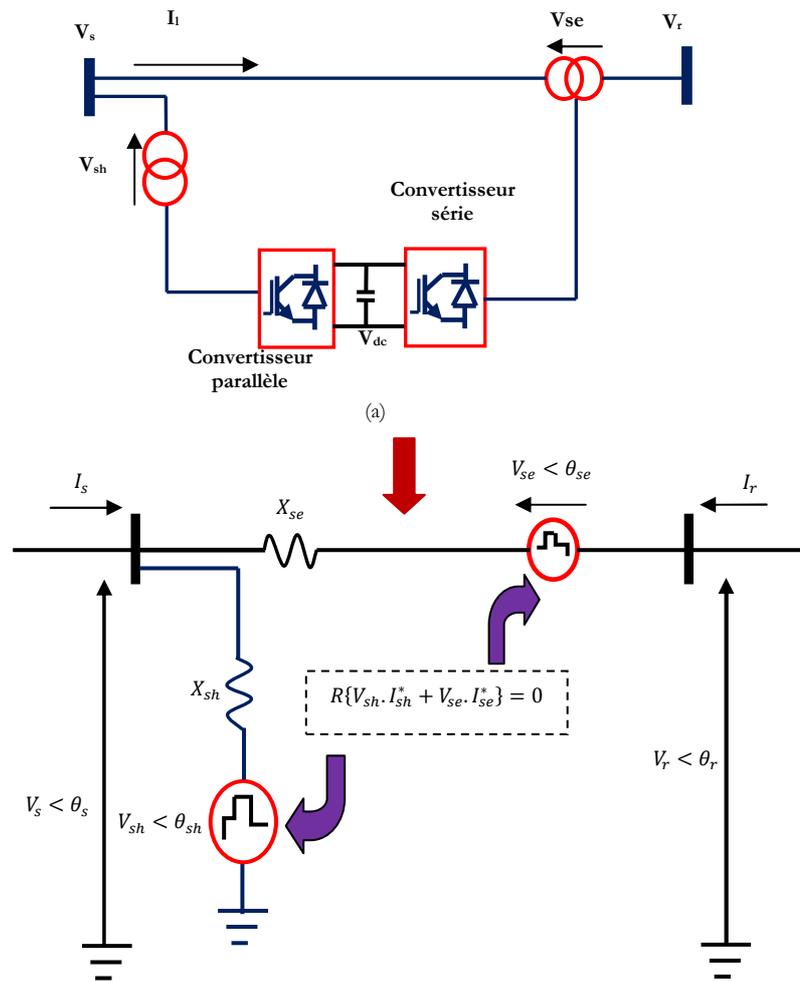


Figure 2.12. (a) Schéma représentatif d'un UPFC, (b) Schéma équivalent de l'UPFC

– **SPS (Static Phase Shifter)** le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. La Figure 2.13 donne un schéma de principe de ce dispositif et son schéma équivalent [41,42].

– Ce dispositif permet de varier l'angle de phase de la tension aux extrémités de la ligne ; son principe est basé sur l'application d'une tension en quadrature avec la tension de l'extrémité de la ligne à déphaser. Cet équipement permet aussi de contrôler rapidement du flux de la puissance active. La variable de contrôle est l'angle de phase de la tension appliquée " φ " qui est ajusté en utilisant l'algorithme de Newton pour satisfaire un flux de puissance active spécifié [42].

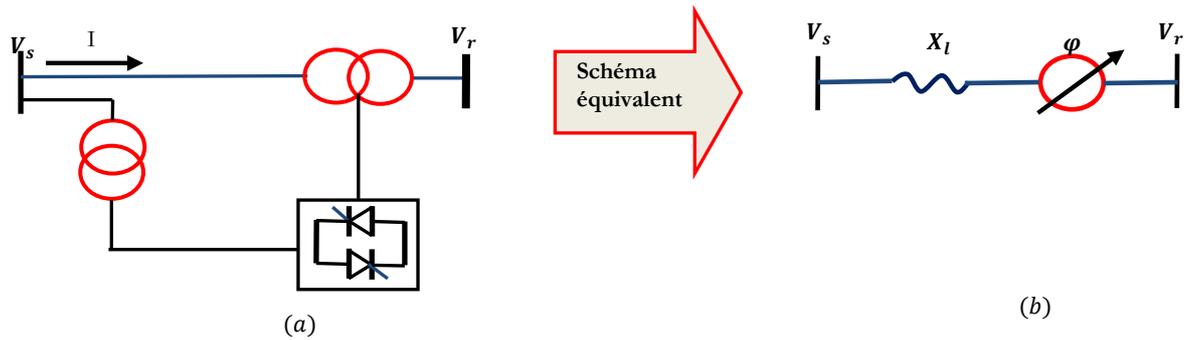


Figure 2.13. (a) Structure du SPS (b) Schéma équivalent du SPS

La puissance active qui transite dans cette ligne à travers le SPS est donnée par la formule suivante :

$$P_{sr} = \frac{|V_s||V_r|}{X_l} \sin(\theta_s - \theta_r - \varphi) \quad (2.12)$$

Un ajustement approprié de l'angle de phase φ permet un contrôle précis du flux de puissance active à travers le SPS.

2.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur les moyens de compensation shunts, séries et hybrides appliqués aux contrôles de l'écoulement de puissance des systèmes électriques : contrôle de la chute de tension par la compensation de l'énergie réactive et le contrôle du flux de puissance active et réactive en utilisant les compensateurs séries.

Ce chapitre présente aussi une vue globale sur les nouveaux dispositifs de contrôle et de commande des réseaux électriques appelés FACTS d'une structure principalement à base d'onduleurs conçus avec les interrupteurs IGBT/GTO de technologies bien développées présents un temps de réponse très rapide permettant d'améliorer la stabilité de systèmes électriques.

Chapitre 03

MODELISATION DU SYSTEME ETUDIE

3.1. Introduction

Les réseaux électriques actuelles peuvent assembler des sources dites renouvelables, telles que les éoliennes, les photovoltaïques. Néanmoins, quelques problèmes surgissent lorsqu'elles veulent participer à fournir de l'énergie aux clients. Parmi les contraintes subites par ces source est la stabilité, la fiabilité, la continuité de fonctionnement et remplir les conditions de connexion aux réseaux publiques ; l'adaptation de même fréquence ; la tension ; la succession des phases. Cependant, l'amélioration de la stabilité se fait en utilisant les nouveaux systèmes d'électronique de puissance de technologies très avancés telles que les systèmes FACTS, parmi eux ; SVC, STATCOM, TSCS, SSSC, UPFC...etc.

Le système électrique constitue de plusieurs éléments, les génératrices de production d'énergie électrique, les lignes de transports, les charges (habitats, industrie...). Les machines pouvant créer de l'énergie sont les générateurs synchrones et asynchrones selon le cahier de charge comme ceux utilisés aux systèmes éoliens qui sont adaptées à une vitesse mécanique (vent) et ajustée à la fréquence de réseau. Il y a deux stratégies pour réaliser le couplage entre l'éolienne et le réseau électrique ; avec un multiplicateur ou un convertisseur.

Plusieurs types de machines utilisées dans les éoliennes parmi lesquelles, on cite :

- Eolienne à vitesse fixe dotées d'une génératrice asynchrone à cage.
- Eolienne à deux vitesses fixes dotées d'une génératrice asynchrone à cage à double stator.
- Eolienne à vitesse variable équipées d'une génératrice asynchrone double alimentation.
- Eolienne à vitesse variable équipées d'une machines à reluctance variable.

Les types des modèles utilisés dans le domaine d'éolienne sont nombreux que les objectives fondamentaux pour lesquels ces modèles sont développés, ainsi qu'à la robustesse et au dimensionnement de l'ensemble du système éolien.

Dans ce chapitre, on s'intéresse à la modélisation mécanique de la turbine simple en se basant sur les hypothèses simplificatrices suffisantes pour l'étude de l'aérogénérateur, et pour la modélisation de la machines électrique, en se basant sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie est basée sur la transformation de Park. Ce chapitre présente la modélisation de la machines asynchrone à

cage d'écureuil dans le repère de naturel (a-b-c) et dans le repère de Park (d-q). La modélisation des systèmes FACTS (STATCOM) est fait en utilisant les équations correspondantes.

3.2. Modélisation du système

3.2.1. Modélisation des éléments du réseau électrique

La modélisation des composants du réseau en fonctionnement triphasé équilibré repose sur les hypothèses suivantes :

- Symétrie des éléments, permettant une représentation d'ordre direct monophasé ;
- Influence magnétique entre composants négligeable ;
- Lignes électriques représentées par un schéma de quadripôles équivalents à constantes concentrées ;
- Impédance de magnétisation des transformateurs négligée ;

L'utilisation des grandeurs réduites ($p.u$) permet encore une simplification dans la représentation des transformateurs, en les réduisant à une simple impédance série.

Rappelons que l'utilisation des grandeurs réduites repose sur une puissance triphasée de base (S_{base}) et une tension entre phases de base (U_{base}), permettant de définir une impédance de base ($Z_{base} = U_{base}^2/S_{base}$) à partir de laquelle les impédances réduites des composants seront calculées. Rappelons aussi que l'un des avantages de l'utilisation des impédances réduites est d'avoir des ordres de grandeur quasi invariant quelle que soit la puissance nominale des machines ou des transformateurs, le rapport entre les tensions de base côté primaire et côté secondaire est basé sur le rapport de transformation nominal.

Une ligne électrique entre les nœuds i et j sera donc représentée par le schéma en π comme indiqué sur la Figure 3.1 comprenant une impédance série ou longitudinale $\bar{Z}_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$ (avec r_{ij} et x_{ij} respectivement résistance totale et inductance totale de la ligne) et une admittance en parallèle

$\bar{Y}_{ij0} = (g_{ij0} + jb_{ij0})/2$ avec (g_{ij0} et b_{ij0} étant respectivement la conductance totale et la susceptance totale d'ordre direct de la ligne).

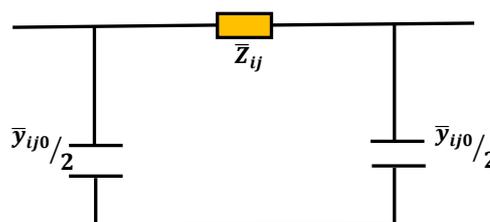


Figure 3.1. Schéma équivalent d'une ligne électrique

Le transformateur est représenté par un quadripôle en π . Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance. Les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a comme montré dans la Figure 3.2.

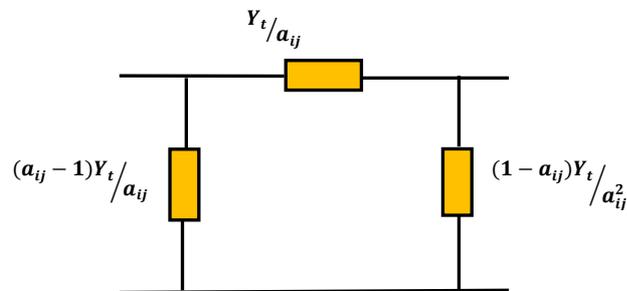


Figure 3.2. Schéma équivalent d'un transformateur en π

3.2.2. Modélisation du générateur éolien

3.2.2.1. Le vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique par le générateur. La mesure exacte du vent à la hauteur des turbines est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés [43]. L'un des principes retenus consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert à déterminer. Les paramètres de cette fonction dépendent de grandeurs caractéristiques de site et de la nature du vent. Alors la vitesse du vent en un point $V_0(t)$ peut-être décomposée en une somme d'une composante moyenne $V(t)$ (lentement variable) et d'une composante variable représentant les fluctuations $V_t(t)$:

$$V_0(t) = V(t) + V_t(t) \quad (3.1)$$

La composante représentant la turbulence $V_t(t)$ est caractérisée par l'échelle de longueur L_v et l'écart type σ_v de cette turbulence. L'échelle de longueur de la turbulence est associée à la taille moyenne des tourbillons. La définition de la composante turbulente se fait en deux étapes :

- 1^{ère} étape : reconstitution du spectre de la turbulence à partir d'un bruit blanc filtré. Von Karman a proposé d'utiliser une fonction de transfert d'ordre non entier. Il est possible de l'approcher sous la forme suivante:

$$\phi_v(s) = \frac{K_v(m_1 T_v s + 1)}{(1 + T_v s)(1 + m_2 T_v s)} \quad (3.2)$$

Avec $m_1 = 0.4$ et $m_2 = 0.25$.

Le calcul des paramètres mathématiques K_v et T_v est assez complexe. Ils sont fonction de l'échelle de longueur de la turbulence.

– 2^{ème} étape : définition de l'écart type de la turbulence σ_v . L'écart type dépend de la vitesse moyenne V et d'un coefficient K_σ qui représente l'intensité de la turbulence :

$$\sigma_v = k_\sigma V \quad (3.3)$$

Nichita donne des ordres de grandeurs de l'intensité et de l'échelle de longueur de la turbulence pour divers sites [43].

Ainsi à partir d'un bruit blanc gaussien en entrée, il est possible de déterminer la composante de la turbulence et donc de générer une série temporelle de la vitesse du vent en un point $v_0(t)$ comme présenté sur la Figure 3.3. Le vent est défini par trois paramètres :

- Une vitesse moyenne V
- Un coefficient de variance K_σ (compris entre 0.1 en mer et 0.25 dans une zone turbulente)
- Une échelle de longueur de turbulence L_v (compris entre 100 en mer et 500 dans une zone turbulente)

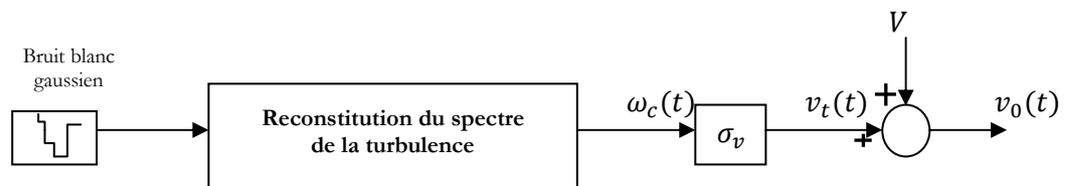


Figure 3.3. Construction de la vitesse de vent en un point [43].

– Filtre spatial : la vitesse du vent en un point de l'aire balayée par l'aéro-turbine doit permettre de retrouver le couple éolien proche de celui que produirait le champ de vitesse du vent réel incident sur toute l'aire balayée par le rotor. Il a été démontré expérimentalement que seules les composantes basses fréquences du vent incident se retrouvaient dans le couple total produit par les pales. Par contre, l'aéro-turbine filtre les fluctuations hautes fréquences. On reconstitue cet effet en appliquant sur la vitesse instantanée du vent un filtre dont la fonction de transfert est donnée ci-dessous :

$$H_{fs} = \frac{\sqrt{2+bs}}{(\sqrt{2+b\sqrt{as}})(1+\frac{b}{\sqrt{a}}s)} \quad (3.4)$$

Les paramètres a est empirique et vaut 0.55 . Le paramètre b est fonction entre autre du rayon des pales de l'éolienne R . La Figure 3.4, montre l'évolution de la vitesse du vent avant et après le filtre spatial.

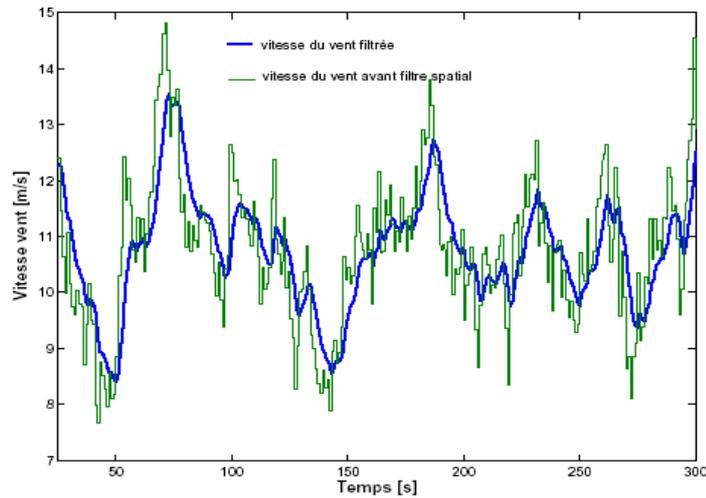


Figure 3.4. Evolution de la vitesse du vent avant et après le filtre spatial

– Rafales : on considère que l'effet d'une rafale ne relève pas de la modélisation proposée précédemment. On vient donc superposer à la sortie du filtre spatial une composante qui représente cet effet. Une rafale $R_v(t)$ est définie par une amplitude ΔR_v , une durée τ et une fonction liée à sa forme. En général, on considère une forme sinusoïdale :

$$R_v(t) = \frac{1}{2} \Delta R_v \left[1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{\tau}\right) \right] \quad (3.5)$$

– Autres phénomènes : d'autres phénomènes peuvent également être superposés après le filtre spatial. C'est le cas de l'effet d'ombre de la tour, du cisaillement du vent,....[43]. Ces phénomènes entraînent des oscillations de puissance qui seront importantes dans le cas des éoliennes à vitesse fixe [13].

3.2.2.2. La turbine éolien

a. Hypothèse simplificatrice

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales et de longueur R . Celles-ci sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_{turbine} qui est relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique.

Les trois pales sont de conception identique et possèdent donc :

- La même inertie J_{pale} .

- La même élasticité K_b
- Le même coefficient de frottement par rapport à l'aire db .

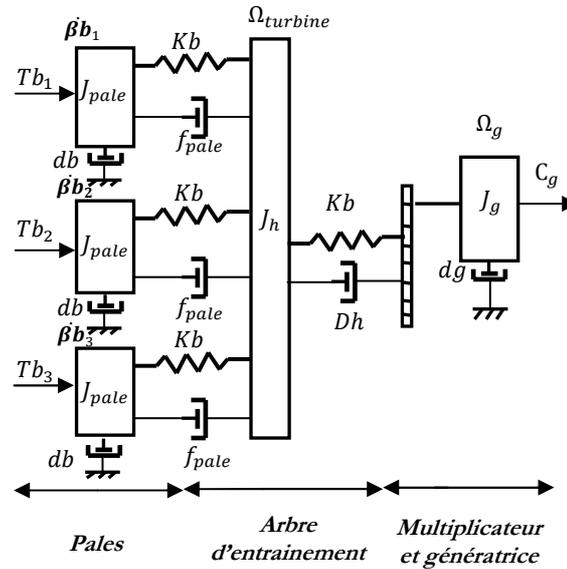


Figure 3.5. Modèle mécanique de la turbine [44]

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

- Son inertie J_h
- Son élasticité K_h
- Son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur Dh .

Le rotor de la génératrice possède :

- Une inertie J_g .
- Un coefficient de frottement d_g

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

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée, alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécanique. De part la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de frottement par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré. De même, la vitesse de la turbine étant très faibles, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice. On obtient alors un

modèle mécanique comportant deux masses Figure (3.6) dont la validité (par rapport au modèle complet) a déjà été vérifiée [44].

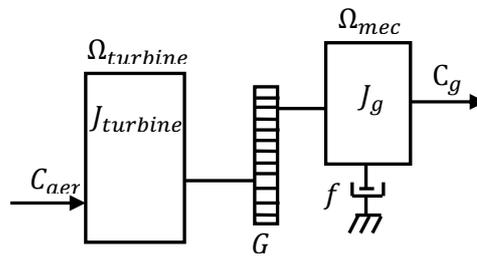


Figure 3.6. Modèle mécanique simplifié de la turbine

b. Equation de la turbine

Le modèle du système éolien est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain, Figure 3.7.

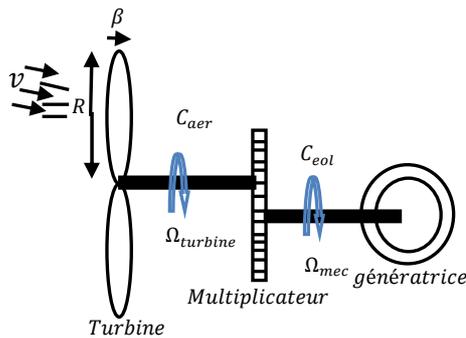


Figure 3.7. Schéma de la turbine éolienne

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

$$P_v = \frac{\rho S v^3}{2} \quad (3.6)$$

Où :

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

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

v : La vitesse du vent (m/s)

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

$$P_{aer} = C_p P_v = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho S v^3}{2} \quad (3.7)$$

Où C_p est le coefficient de puissance de la turbine, est en fonction de l'angle d'orientation des pales β et le ratio de vitesse λ . Ce ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse de la turbine et la vitesse du vent:

$$\lambda = \frac{\Omega_{turbine} R}{v} \quad (3.8)$$

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

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \frac{\rho S v^3}{2 \Omega_{turbine}} \quad (3.9)$$

3.2.2.3. Modèle du multiplicateur

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

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (3.10)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (3.11)$$

Où :

G est le gain du multiplicateur.

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

3.2.2.4. L'arbre mécanique

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.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (3.12)$$

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

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (3.13)$$

Le couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique C_{em} produit par la génératrice, le

couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple issu du multiplicateur C_g .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (3.14)$$

Le couple résistant du aux frottements est modélisée par un coefficient de frottement visqueux f

Tel que :

$$C_{vis} = f \Omega_{mec} \quad (3.15)$$

Où

C_{mec} est le couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne, C_g le couple entraînant la génératrice, C_{em} le couple électromagnétique et C_{vis} le couple des frottements visqueux ($N.m$), f coefficient de frottement visqueux[44].

3.2.2.5. Machine asynchrone à cage

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

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} \quad (3.16)$$

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

Le rotor de la machine support un bobinage triphasé avec un même nombre de pôles que celui du stator couplé en étoile. Ce type de rotor est dit bobiné mais on peut envisager un autre type de rotor qui est constitué de barres conductrices court-circuitées par un anneau conducteur à chaque extrémité.

Ce second type de machines est appelé machine asynchrone à cage. Le rotor tourne par rapport au stator à la vitesse : $\Omega_{mec} = \frac{d\theta}{dt}$ où θ étant l'angle entre le repère statorique et le repère rotorique. Comme montré à la Figure 3.8.

a. Equations électriques

Les six enroulements obéissent aux équations électriques suivantes :

$$v_s = \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \frac{d\varphi_s}{dt} + R_s i_s = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sa} \\ \varphi_{sb} \\ \varphi_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$v_s = \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} = \frac{d\varphi_r}{dt} + R_r i_r = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{ra} \\ \varphi_{rb} \\ \varphi_{rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

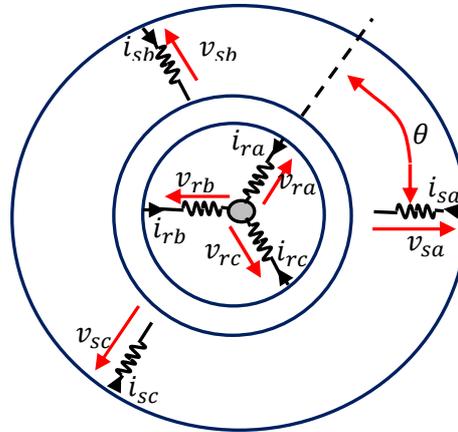


Figure 3.8. Structure générale de la machine asynchrone

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

Avec les définitions suivantes :

$R_s(R_r)$: Résistance d'une phase du stator (du rotor) ;

$l_s(l_r)$: Inductance propre d'une phase du stator (du rotor) ;

$m_s(m_r)$: Inductance mutuelle entre deux phases du stator (du rotor) ;

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

Les flux sont reliés aux courants selon les relations

$$\begin{cases} \varphi_s = L_S i_s + M_{sr} i_r \\ \varphi_r = M_{sr} i_s + L_r i_r \end{cases} \quad (3.19)$$

Avec :

$$L_S = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$L_r = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$\mathbf{M}_{sr} = m_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$\mathbf{M}_{rs} = (\mathbf{M}_{sr})^T \quad (3.23)$$

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

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

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

Ces équations présentent deux inconvénients majeurs :

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

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

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

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

$$\mathbf{P} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

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

La Figure (3.9) montre alors la disposition des systèmes d'axe dans l'espace électrique.

Le rotor et le stator de la machine, alors désignée machine de Park, tournent à la même vitesse de sorte que les flux et les courants soient liés par une expression indépendante du temps. En appliquant la transformation de Park aux équations de la machine asynchrone dans le repère naturel (équations (3.17) et (3.18)), un modèle de la machine est obtenu de la façon suivante :

$$\frac{d}{dt} \phi_{sdq} = V_{sdq} - R_s I_{sdq} - \lambda \phi_{sdq} \frac{d\theta_s}{dt} \quad (3.25)$$

$$\frac{d}{dt} \phi_{rdq} = V_{rdq} - R_r I_{rdq} - \lambda \phi_{rdq} \frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.26)$$

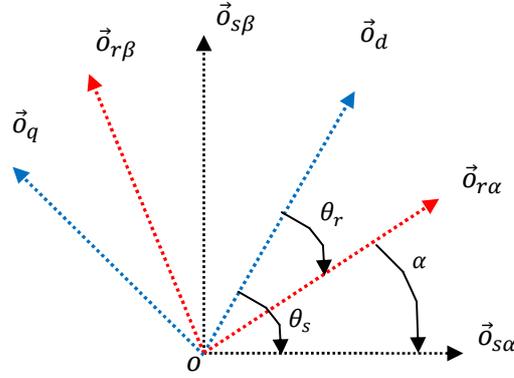


Figure 3.9. Repérage angulaire des systèmes d'axes dans l'espace électrique

Avec :

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

Où :

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

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

$$\begin{bmatrix} \phi_{sdq} \\ \phi_{rdq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{sp} & M_{srp} \\ M_{srp} & L_{rp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sdq} \\ I_{rdq} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$L_{sp} = \begin{bmatrix} l_s - m_s & 0 & 0 \\ 0 & l_s - m_s & 0 \\ 0 & 0 & l_s - m_s \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$L_{rp} = \begin{bmatrix} l_r - m_r & 0 & 0 \\ 0 & l_r - m_r & 0 \\ 0 & 0 & l_r - m_r \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$M_{srp} = \begin{bmatrix} \frac{3M_{max}}{2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{3M_{max}}{2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{3M_{max}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

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

c. Expression du couple électromagnétique

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

Soit en utilisant les grandeurs statoriques :

$$C_{em} = p(\varphi_{sd}i_{sq} - \varphi_{sq}i_{sd}) \quad (3.31)$$

Soit en utilisant les grandeurs du rotor :

$$C_{em} = p(\varphi_{rd}i_{rq} - \varphi_{rq}i_{rd}) \quad (3.32)$$

d. Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne

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

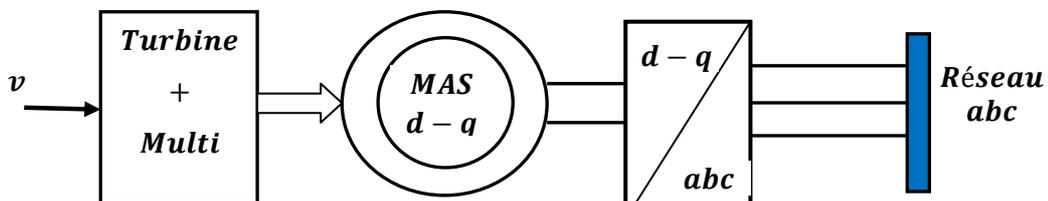


Figure 3.10. Modèle de la chaîne de conversion éolienne fonctionnant à vitesse fixe

e. Caractéristiques 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).

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 [45].

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.

3.2.3. Modélisation du STATCOM

3.2.3.1. Modèle mathématique simplifié

Le STATCOM, comme il était déjà décrit dans le chapitre précédent, peut être représenté par le schéma équivalent qu'on reproduit sur la Figure 3.11, en tenant compte uniquement du jeu de barre où est connecté ce dispositif:

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 L_{sh} 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 V (tension au nœud) et la tension ajustable du STATCOM. On appliquant la loi d'ohm.

Où les grandeurs sont en triphasé :

$$\bar{V} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}; \bar{V}_{sh} = \begin{bmatrix} V_{ash} \\ V_{bsh} \\ V_{csh} \end{bmatrix} \text{ et } \bar{I}_{sh} = \begin{bmatrix} I_{ash} \\ I_{bsh} \\ I_{csh} \end{bmatrix}.$$

Pour simplifier ces équations on passe au repère orthogonal fixe (α, β) on multipliant l'équation (3,33) par la matrice de la transformation de CLARK suivante :

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

$$\bar{V} - \bar{V}_{sh} = R_{sh} \bar{I}_{sh} + L_{sh} \frac{d\bar{I}_{sh}}{dt} \quad (3.33)$$

On passe au repère tournant (d, q) , le référentiel du synchronisme, en multipliant tout les grandeurs par le phaseur $e^{-j\gamma}$ avec $\frac{d\gamma}{dt} = \omega$ la pulsation des grandeurs en question voir la Figure 3.12.

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 (3.33) on aura :

$$\bar{V}^{(d,q)} e^{j\gamma} - \bar{V}_{sh}^{(d,q)} e^{j\gamma} = R_{sh} \bar{I}_{sh}^{(d,q)} e^{j\gamma} + L_{sh} \frac{d}{dt} (\bar{I}_{sh}^{(d,q)} e^{j\gamma}) \quad (3.34)$$

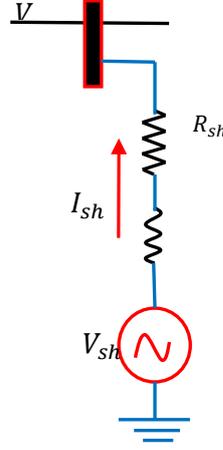


Figure 3.11. STATCOM schéma équivalent [35]

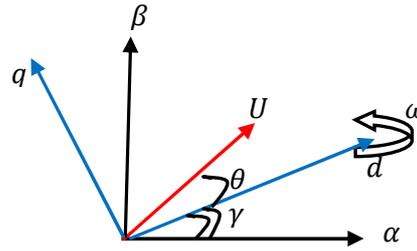


Figure 3.12. Passage du repère α, β, q vers le repère d, q

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

$$V_d - V_{shd} = R_{sh} I_{shd} + L_{sh} \frac{dI_{shd}}{dt} - L_{sh} \omega I_{shq} \quad (3.35)$$

$$V_q - V_{shq} = R_{sh} I_{shq} + L_{sh} \frac{dI_{shq}}{dt} + L_{sh} \omega I_{shd} \quad (3.36)$$

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

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_d - V_{shd} \\ V_q - V_{shq} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

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

3.2.3.2. 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 par l'équation du circuit continu.

Le circuit continu est représenté par une source de courant connecté au condensateur C et une résistance shunt pour exprimer les pertes joules dans le circuit continu Figure.3.13.

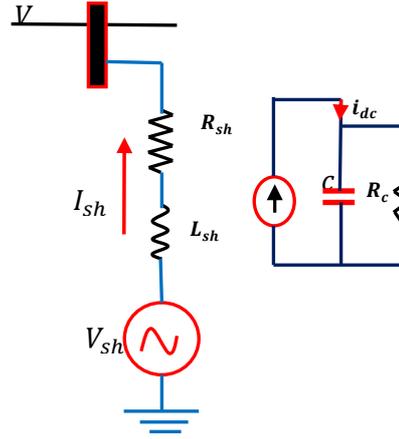


Figure 3.13. Schéma équivalent du STATCOM en considérant le circuit DC

On suppose que :

$$\bar{V}_{sh}^{(d,q)} = V_{shd} + jV_{shq} = v \cos \theta + jv \sin \theta \quad (3.38)$$

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

$$v = m U_{dc} \quad (3.39)$$

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

En substituant les équations (3.38) et (3.39) dans les équations (3.35) et (3.36), on aboutit aux équations :

$$V_d - mU_{dc} \cos \theta = R_{sh}I_{shd} + L_{sh} \frac{dI_{shd}}{dt} - L_{sh}\omega I_{shq} \quad (3.40)$$

$$V_q - mU_{dc} \sin \theta = R_{sh}I_{shq} + L_{sh} \frac{dI_{shq}}{dt} + L_{sh}\omega I_{shd} \quad (3.41)$$

La puissance circulante entre le condensateur et l'onduleur de tension peut être décrite par l'équation (3.42) et en même temps vérifie l'égalité qui suit (3.43) :

$$P_{sh} = \frac{3}{2} (V_{shd} I_{shd} + V_{shq} I_{shq}) \tag{3.42}$$

$$U_{dc} I_{dc} = \frac{3}{2} (V_{shd} I_{shd} + V_{shq} I_{shq}) \tag{3.43}$$

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

$$I_{dc} = C \frac{dU_{dc}}{dt} + \frac{U_{dc}}{R_c} \tag{3.44}$$

De ces équations (3.38, 3.39, 3.43 et 3.44) on peut tirer l'équation dynamique du coté continue du STATCOM suivante :

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} m (I_{shd} \cos \theta - I_{shq} \sin \theta) - \frac{U_{dc}}{R_c} \tag{3.45}$$

Les équations (3.40,3.41 et 3.45) forme le système d'équation d'état du STATCOM en tenant compte des variations de la tension du circuit continu qu'on écrit sous forme matricielle suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L_{sh}} & \omega & \frac{-m}{L_{sh}} \cos \theta \\ -\omega & \frac{-R}{L_{sh}} & \frac{m}{L_{sh}} \sin \theta \\ \frac{3}{2} \frac{m}{C} \cos \theta & -\frac{3}{2} \frac{m}{C} \sin \theta & -\frac{1}{R_c C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{sh}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \tag{3.46}$$

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

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L_{sh}} & \omega & \frac{-m}{L_{sh}} \cos \theta_0 \\ -\omega & \frac{-R}{L_{sh}} & \frac{m}{L_{sh}} \sin \theta_0 \\ \frac{3}{2} \frac{m}{C} \cos \theta_0 & -\frac{3}{2} \frac{m}{C} \sin \theta_0 & -\frac{1}{R_c C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{shd} \\ I_{shq} \\ U_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{sh}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{m}{L_{sh}} U_{dc0} \sin \theta_0 \\ \frac{m}{L_{sh}} U_{dc0} \cos \theta_0 \\ -\frac{3}{2} \frac{m}{C} (I_{shd} \sin \theta_0 + I_{shq} \cos \theta_0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ \theta \end{bmatrix} \tag{3.47}$$

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 [39].

3.2.3.3. Contrôle du STATCOM

Pour qu'on cherche dans la majorité des applications pratiques le STATCOM est utilisé principalement pour compenser la puissance réactive au jeu de barre auquel se connecte et par conséquence maintenir la tension de ce dernier. Pour cette raison ce dispositif injecte ou absorbe un

courant I_{sh}^* , qui est l'image de la puissance à compensée. Ces courants (I_{shd}^*, I_{shq}^*) sont donc les grandeurs de références du STATCOM qu'on déterminera à partir des puissances à injectées.

a. Déterminations des références

Les puissances injectées par le STATCOM sont la puissance réactive Q_{sh}^* calculée en fonction de la chute de tension à partir de l'équation (3.48) qui présente la tension d'une ligne compensée et la puissance active $P_{sh}^* \approx 0$ représentant les pertes joules dans le circuit continu et des interrupteurs dans l'onduleur. Ces puissances qui sont l'image des courants(I_{shd}^*, I_{shq}^*) active et réactive qu'on déterminer depuis le système d'équation suivant écrit dans le référentiel tournant au synchronisme(d, q) :

$$|V_s|^2 = \left[V_r + \frac{R_s P + X_s Q}{V_r} \right]^2 + \left[\frac{X_s P - R_s Q}{V_r} \right]^2 \tag{3.48}$$

$$\begin{bmatrix} I_{shd}^* \\ I_{shq}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \frac{1}{V_d^2 + V_q^2} \begin{bmatrix} V_d & -V_q \\ V_q & V_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{sh}^* \\ Q_{sh}^* \end{bmatrix} \tag{3.49}$$

Où les tensions V_d et V_q sont les tensions du jeu de barre.

Nous pouvons résumer la méthode d'identification des courants de référence par l'algorithme de la Figure 3.14 suivante :

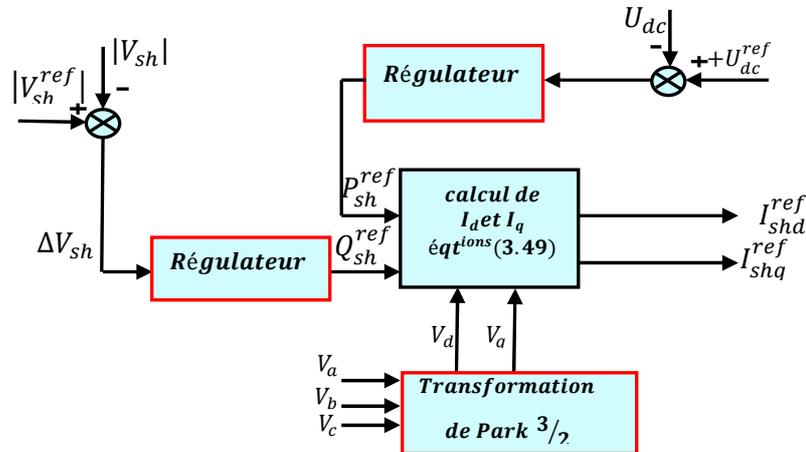


Figure 3.14. Identification des courants de Référence

b. Régulateur PI

Nous avons utilisé la régulation des courants du STATCOM des régulateurs proportionnels intégraux *PI* comme le montre le schéma de la Figure 3.15 suivante :

La fonction de transfert de cette régulation en boucle ouverte FTBO est:

$$G(s) = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{1}{s + R_{sh}/L_{sh}} \right) = K_p \left(\frac{s + K_i/K_p}{s} \right) \left(\frac{1}{s + R_{sh}/L_{sh}} \right)$$

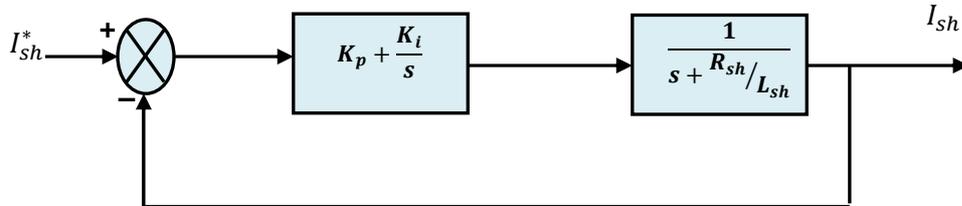


Figure 3.15. Schéma de bloc de la régulation **PI** des courants du STATCOM

Et par compensation du pôle on doit avoir :

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{R_{sh}}{L_{sh}} = \frac{1}{T_{BO}}$$

Et $G(s)$ devient : $G(s) = K_p \left(\frac{1}{s} \right)$

T_{BO} Constante de temps en boucle ouverte.

La fonction de transfert de la régulation précédente après compensation du pôle sera de la forme qui suit :

$$F(s) = \frac{G(s)}{1+G(s)} = \frac{K_p}{s+K_p} = \frac{1}{T_{BF}s+1} \tag{3.50}$$

$$T_{BF} = \frac{1}{K_p}$$

Avec T_{BF} est la constante de temps de la régulation en boucle fermée.

c. Régulation de la tension continue U_{dc}

La tension aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur constante. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction d'un courant actif au courant de référence du STATCOM qui traduira l'absorption ou la fourniture d'une puissance active sur le réseau. La puissance échangée avec le condensateur peut être exprimée par l'équation suivante :

$$P_{dc} = P_{sh} = \frac{1}{2} C \frac{dU_{dc}^2}{dt}$$

$$\frac{dU_{dc}^2}{dt} = \frac{2P_{sh}}{C} \tag{3.51}$$

En passant au domaine fréquentiel (Laplacien) on aura :

$$\frac{U_{dc}^2}{P_{sh}} = \frac{2}{Cs} \quad (3.52)$$

Pour obtenir un signal P_{sh} nous avons le choix entre un régulateur proportionnel et un régulateur intégral. Ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique, comme montré dans la Figure 3.16.

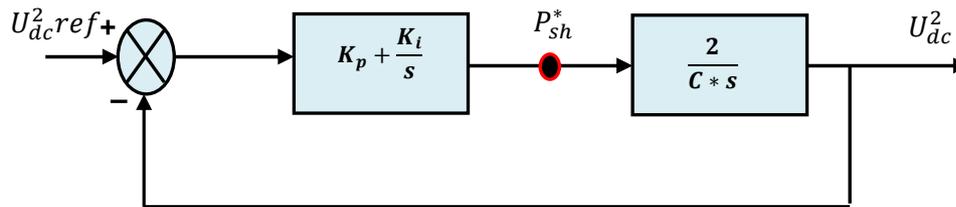


Figure 3.16. Régulation de la tension continue

La fonction de transfert en boucle fermée de ce système sous forme de Bode est :

$$F(s) = \frac{U_{dc}^2}{U_{dc-ref}^2} = \frac{\frac{2K_p s + 2K_i}{C}}{s^2 + \frac{2K_p}{C}s + \frac{2K_i}{C}} \quad (3.53)$$

Avec :

$$\omega_n^2 = \frac{2K_i}{C}, \xi = K_p \sqrt{\frac{1}{2CK_i}} \quad (3.54)$$

Pour avoir un bon coefficient d'amortissement du système en boucle fermée nous avons choisi $\xi = 0.7$. Et afin d'atténuer les fluctuations à 300 Hz , et pour avoir un bon filtrage on choisit $\omega_n = \frac{2\pi \times 300}{10} \text{ rad/s}$, et finalement on détermine à partir des équations (3.54) les valeurs des gains K_p et K_i .

3.3. Conclusion

Dans ce chapitre, on a permis d'établir un modèle mathématique de la chaîne de conversion d'une éolien (turbine, turbine, multiplicateur et la machine asynchrone) à travers des équations simples, et par l'utilisation de la transformation de Park pour la modélisation de la partie électrique de la chaîne de conversion, nous faciliteront par la suite l'établissement des différents modèles que nous allons utiliser dans la commande et simulation de l'éolienne. 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 en utilisant la commande PI .

Chapitre 04

SIMULATIONS ET INTERPRÉTATIONS DES RESULTATS

4.1. Introduction

L'intégration des fermes éoliennes au réseau électrique conduit à l'apparition des phénomènes indésirables au fonctionnement du SEE, les fluctuations de la tension et de la fréquence. Le développement rapide des éléments d'électronique de puissance fait un compromis entre l'éolienne et le SEE.

L'étude de la stabilité transitoire consiste à analyser la réponse des machines électriques suivent une perturbation. Pour cela, dans ce chapitre, on s'intéresse au fonctionnement d'une machine asynchrone triphasée à cage d'écureuil comme une génératrice dans les systèmes éoliens à vitesse fixe. L'avantage de cette génératrice est d'être très fiable et relativement peu onéreuse par rapport aux d'autres types des génératrices. Elle a également quelques caractéristiques mécaniques qui la rendent très appropriée pour la conversion de l'énergie éolienne (glissement de la génératrice ainsi qu'une certaine capacité de surcharge). On introduit les simulations des fermes éoliennes intégrées aux réseaux électriques en utilisant des dispositifs FACTS, comme des moyens de compensation modern, notamment leurs importances dans le SEE durant le régime perturbé. Cette simulation a été réalisée dans l'environnement MATLAB/Simulink.

4.2. Conditions de raccordement des éoliennes au SEE

Lorsqu'une éolienne produit l'électricité, cette énergie est transportée aux clients via des réseaux électriques. Notamment, selon la quantité d'énergie produite par la ferme éolienne et adopter les conditions de raccordement. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production des transformateurs de puissance élévateur de tension permette de se raccorder aux réseaux électrique.

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.

4.3. Stabilité d'une génératrice asynchrone couplée au réseau électrique

Lors une génératrice à cage est fonctionnée normal, elle a un petit glissement et une petite variation de la vitesse. La puissance absorbée par cette machine est aussi petite. Si la charge et la puissance générée sont importantes, alors le glissement et la puissance réactive s'élevé. Dans les fermes éoliennes la puissance réactive soit compensée par les batteries de condensateurs. Cependant, ce système ne remplir pas la bonne compensation au cours de fonctionnement des conditions de stabilité.

Au fonctionnement ordinaire, le couple électrique et le couple mécanique sont égaux et la génératrice fonctionne aux conditions de stabilité. Quand un défaut apparu, une chute de tension et une réduction de couple électrique de la génératrice qui fait un déséquilibre entre le couple mécanique et électrique car le couple mécanique est fixé dans ce cas, cela nous conduit à l'augmentation du glissement. Quand le défaut s'élimine la machine revient à son état de fonctionnements normal.

4.4. Première Application

4.4.1. Description du réseau étudié

Le système étudié en premier lieu est un réseau simple avec une ligne de transmission de 25 km via une source de tension de 120 kV [46] comme illustré dans la Figure 4.1. Auquel est connectée une ferme éolienne de 9 MW (Figure 4.2).

Ce système comporte :

- Une ferme composée de six éoliennes de 1.5 MW , équipée des moyens de compensation, le PFC (Power Factor Capacitor), le SVC et le STATCOM.
- des générateurs asynchrones (machine asynchrone à cage d'écureuil) à vitesses fixes commandée par un angle de calage (pitch angle).
- une ferme éolienne connectée au réseau de 120 kV via une ligne de 25 km .
- Les paramètres de système sont mentionnés à l'annexe A.
- Chaque éolienne comporte une batterie de condensateurs (PFC) de 400 kVAr connectée à la sortie de l'éolienne pour compenser l'énergie absorbée par la génératrice asynchrone.
- la ligne aérienne en cuivre de section de 93.3 mm^2 .
- Le SVC et le STATCOM sont connectés au jeu de barre (25 kV) assurant le reste de la compensation réactive.

– Le générateur a un rapport de $X_1/R_1 = 10$ et la puissance de court circuit de 2500 MVA, connecté via un transformateur de $120/25 \text{ kV}(Y/\Delta)$ 47 MVA.

Tableau 4.1. Paramètres de base du système étudié

V_{base}	120 kV
P_{base}	9 MW
f_{base}	60 Hz

L'architecture globale de réseau étudié par l'auteur de l'article avec la ferme éolienne est illustrée dans la Figure 4.1.

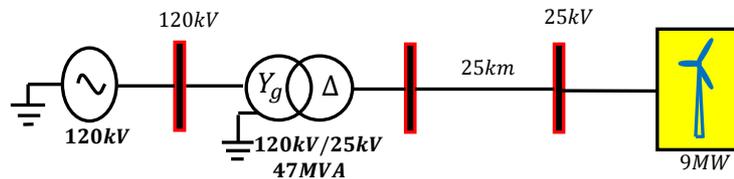


Figure 4.1. Réseau test étudié

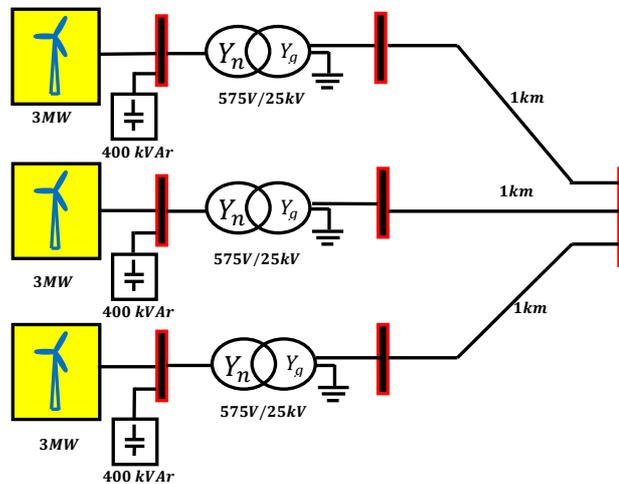


Figure 4.2. Ferme éolienne étudiée.

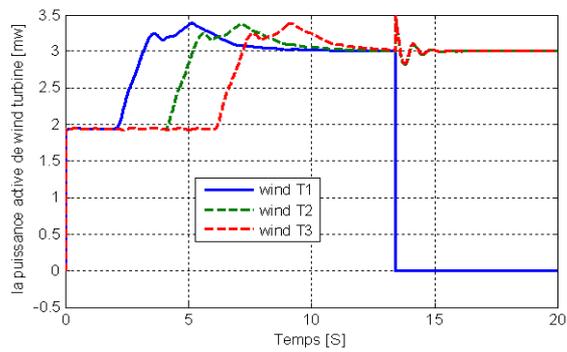
4.4.2. Simulation

4.4.2.1. Absence de STATCOM

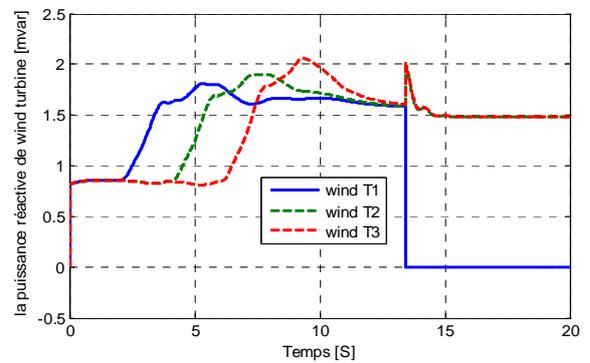
Le réseau comporte la ferme éoliennes comme le montre dans la Figure (4.1) qui est compensée par les batteries de condensateurs (PFC) de 400 kVAr, les résultats sont présentés à la Figure (4.3) après une durée de simulation de 20 s.

Après les simulations, les résultats obtenus sont représentés dans la figure 4.3, et interprété comme suit:

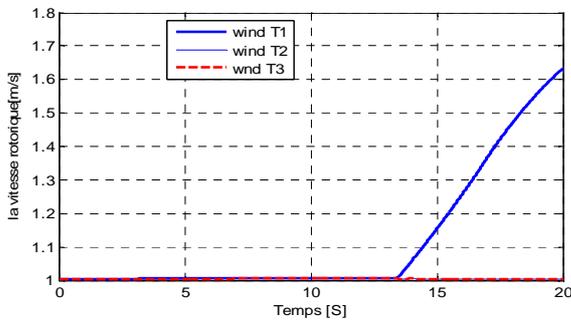
D'après la Figure 4.3, On constate une baisse de 7% de la tension au jeu de barres de 25kV à $t = 13.43 s$ comme montré dans la Figure 4.3d, la première éolienne, l'énergie réactive délivrée par le PFC est insuffisante cela conduit à diminué le couple électrique, cette éolienne perd sa stabilité et la vitesse rotorique est augmentée comme montré dans la Figure 4.3c. Autrement la première éolienne est déconnectée au réseau électrique par les systèmes de protection et leurs puissances active et réactive deviennent nulle, comme montré dans les Figures 4.3a et 4.3b.



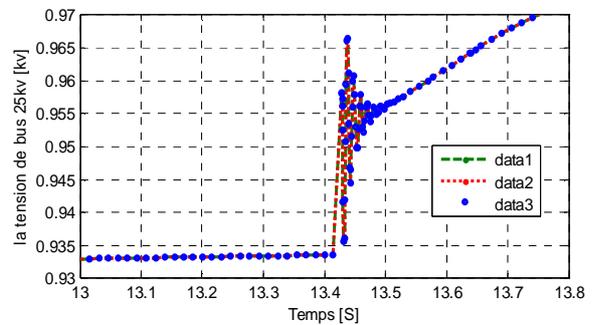
a- Puissance active de paire de l'éolienne



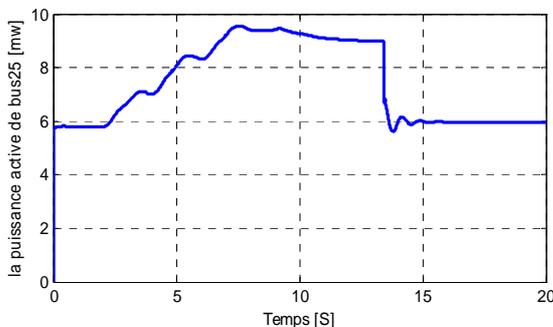
b- Puissance réactive de paire de l'éolienne



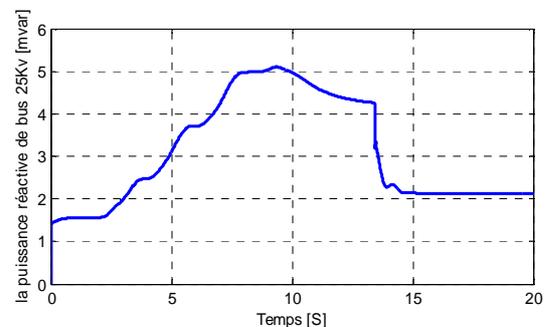
c- Vitesse rotorique de paire d'éolienne (m/s)



d- Tension au jeu de barre 25 kV



e- Puissance active au jeu de barre 25 kV

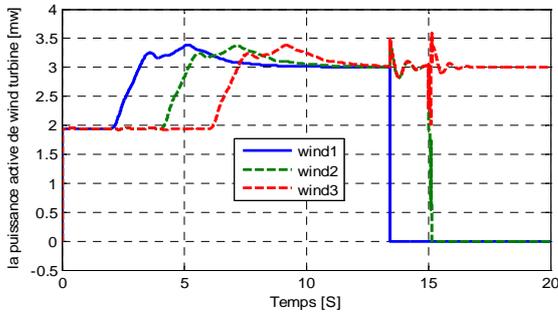


f- Puissance réactive au jeu de barre 25kV

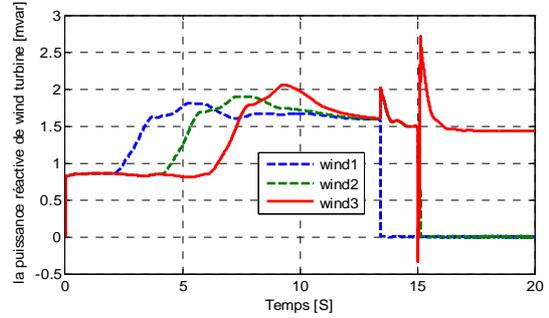
Figure 4.3. Résultats de simulation avec la compensation (PFC) et sans défaut

4.4.2.2. Absence de STATCOM avec un défaut biphasé à la terre :

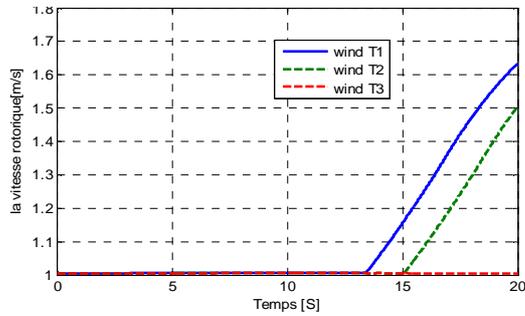
Les résultats illustrés après la simulation dans la figure 4.4. Considérant un défaut biphasé à la terre au deuxième éolienne en $t = 15 s$, de duré de $0.1s$. ($t = 15.1s$), le défaut est isolé comme montré à la Figure.4.4d.



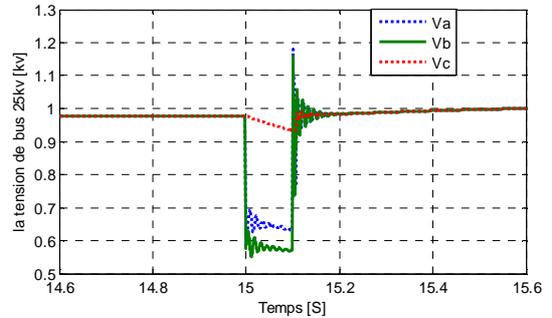
a- Puissance active de trois fermes



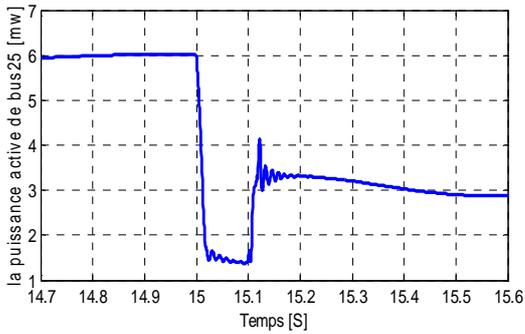
b- Puissance réactive de trois fermes



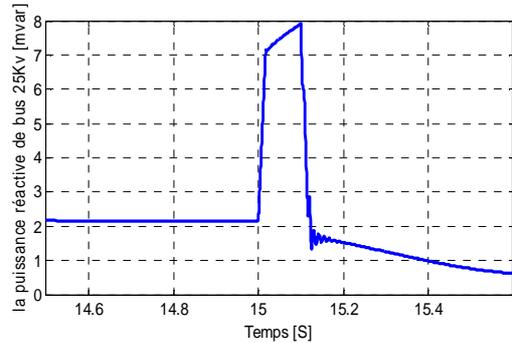
c- Vitesse rotorique de trois fermes



d- Tension au jeu de barre **25 kV**



e- Puissance active de jeu de barre **25 kV**



f- Puissance réactive de jeu de barre **25 kV**

Figure 4.4. Résultats de simulation avec (PFC) et Un défaut de durée de **0.1 s** appliqué à **t = 15 s**

D'après les résultats de simulations. On constate que la première éolienne est bloqué à cause de faible de couple électrique à $t = 13.43 s$. Un défaut biphasé à la terre apparait à $t = 15 s$, et s'élimine à $t = 15.1 s$, et que la deuxième éolienne commence à accélérer comme la Figure 4.4c, et est déconnectée au réseau à cause des systèmes de protection comme montré aux Figures 4.4a, 4.4b, car la puissance réactive et le couple électrique sont insuffisants pour la génératrice asynchrone fonctionne à

son état normal. Donc, la troisième éolienne offre la puissance active et réactive au jeu de barres auquel est connecté le réseau après le défaut comme il est montré aux Figures 4.4e, et 4.4f.

La puissance réactive injectée au jeu de barres auquel est connecté l'éolien par la batterie de condensateurs (PFC) de 400kVAr . Après le défaut en $t = 15.1\text{s}$, la puissance réactive injectée se diminue.

4.4.2.3. Présence de STATCOM avec un défaut biphasé à la terre

Le réseau électrique comportant le STATCOM est schématisé dans la Figure 4.5.

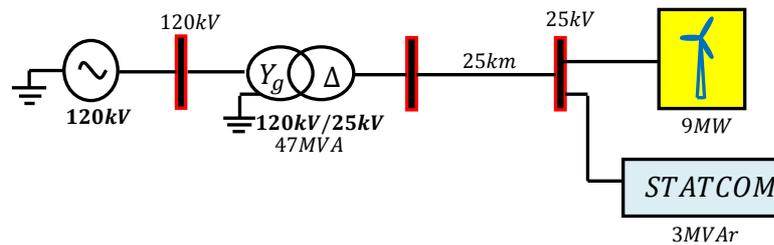
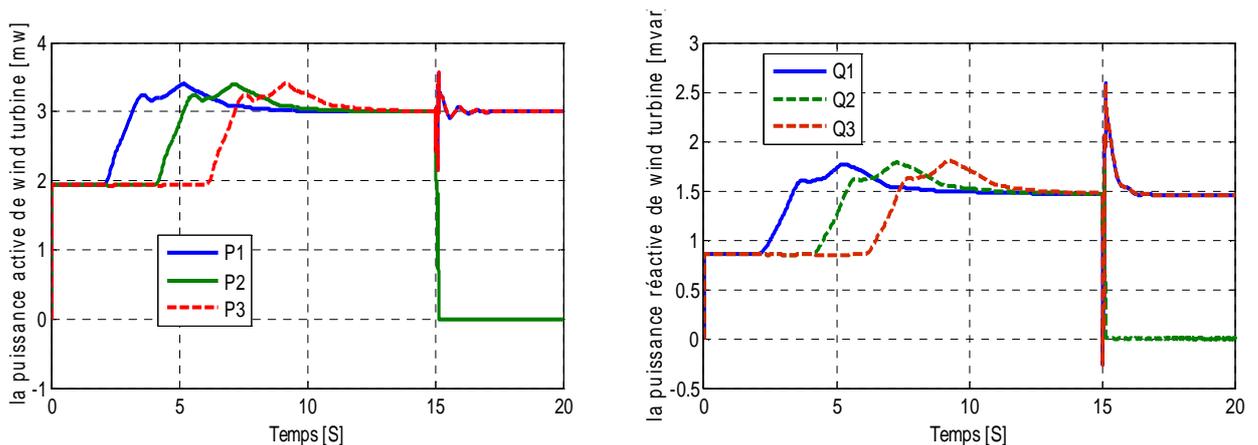


Figure 4.5. Système avec la présence de STATCOM

Les résultats de simulation de système de puissance en intégrant un STATCOM de 3MVAr sont illustrés dans les Figures 4.6, 4.7.

D'après les résultats de simulation illustrés. On constate que la première éolienne se reconnecte par les systèmes de protections à $t=13.43\text{ sec}$.



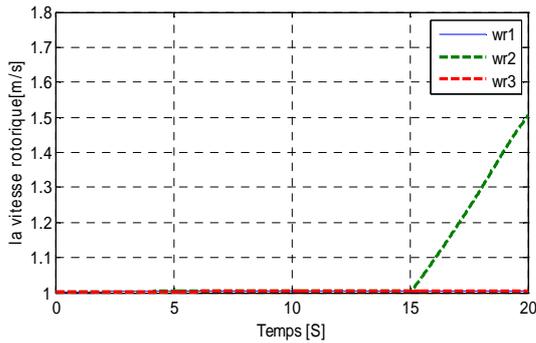
a- Puissance active de ferme éolienne

b- Puissance réactive de ferme éolienne

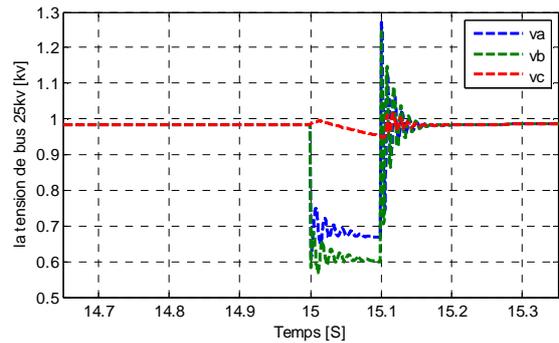
Figure 4.6. Puissance active et réactive de la ferme éolienne

Le système peut maintenir sa stabilité et produire la puissance active et réactive en présence du STATCOM, comme montre la Figure 4.6. La seconde éolienne ne peut pas continuer son service à

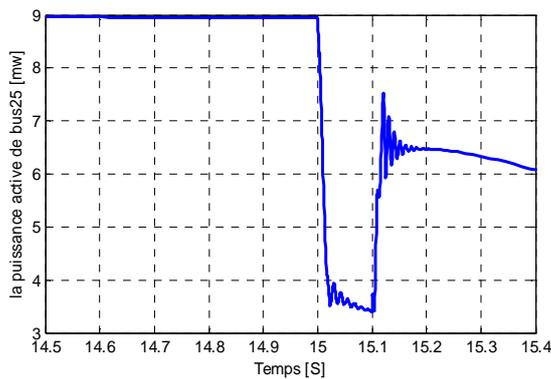
cause de l'insuffisance de la puissance réactive fournie par le STATCOM et le PFC et est déconnecté au réseau en présence de défaut comme montré dans la Figure 4.7a. Il est remarqué dans la figure 4.7c, qu'une réduction de la puissance active de jeu de barres auquel connectée l'éolienne jusqu'à **6MW** à cause de l'isolation de la seconde éolienne après une certains oscillation. Même la puissance réactive de jeu de barres auquel connectée l'éolienne est diminuée aussi moins qu'en absence du STATCOM, car le courant réactif de STATCOM est indépendant de la tension de réseau et il dépend des commutations des thyristors du STATCOM, comme montrer à la figure 4.7d.



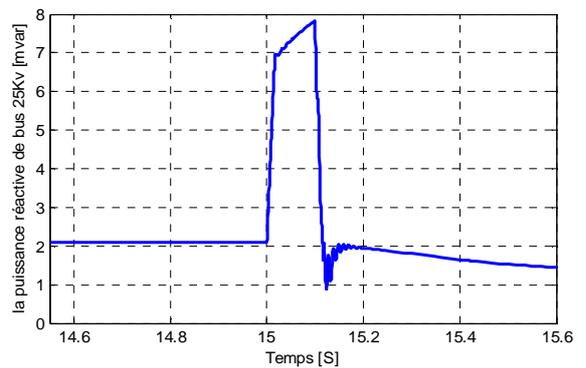
a- Vitesse rotorique de ferme éolienne



b- Tension au jeu de barre 25kV



c- Puissance active de jeu de barre 25kV



d- Puissance réactive de jeu de barre 25kV

Figure 4.7. Résultats de simulation avec PFC et STATCOM de **3MVar** (défaut à **15s** de durée de **0.1 s**)

4.4.2.4. Présence de SVC avec un défaut biphasé à la terre

Le réseau électrique comporte un SVC comme motionné à la Figure 4.8.

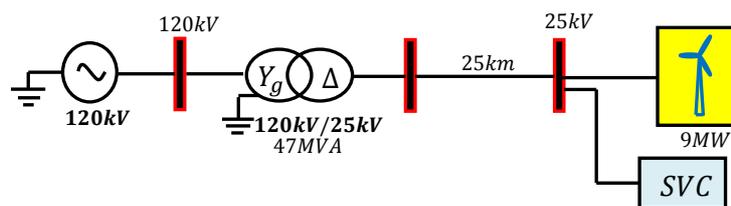
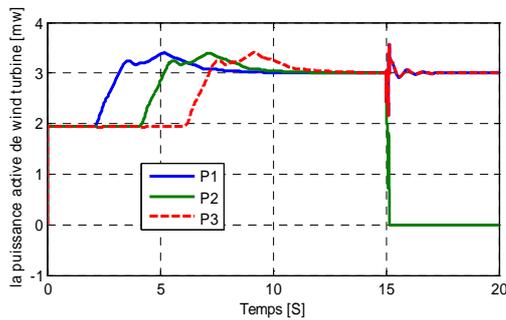


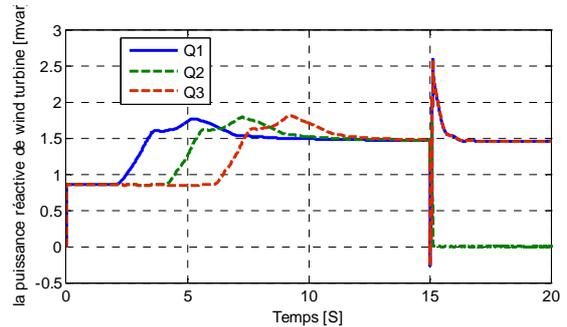
Figure 4.8. Système avec le SVC

Les résultats de simulation de système de puissance en insérant le SVC de $3MVar$ sont illustrés à la Figure 4.9.

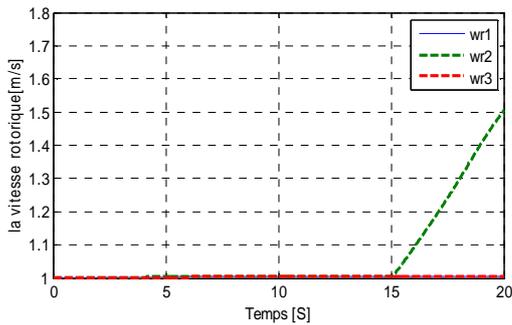
D'après les résultats de simulation illustrés dans la Figure 4.9. On constate que la première éolienne reconnecte par les systèmes de protections à $t = 13.43 s$, la seconde éolienne déconnecte au réseau à cause de défaut apparu à $t = 15 s$, la puissance active se diminue à cause de l'isolation de seconde éolienne comme montré dans la figure 4.9, et la puissance réactive se diminue à cause du chute de la tension de jeu de barre auquel connecté le SVC car sa tension dépend de celle du réseau comme montré dans la figure 4.9f.



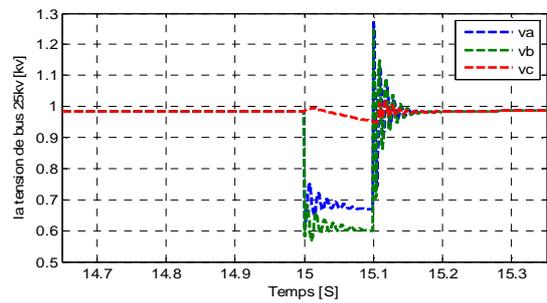
a- Puissance active de ferme éolienne



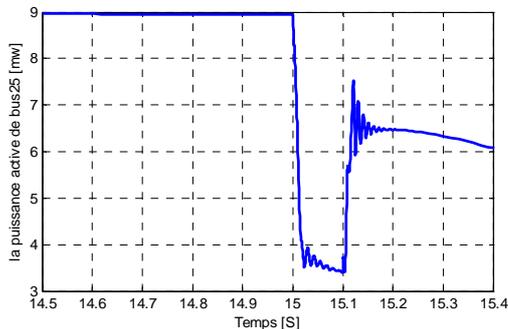
b- Puissance réactive de ferme éolienne



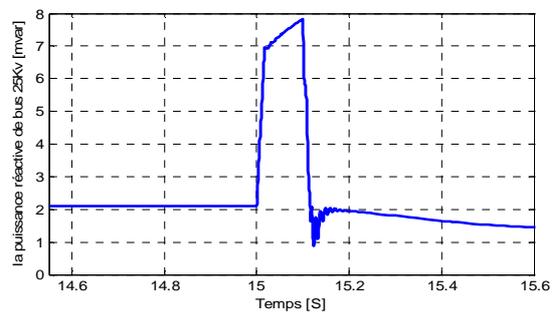
c- Vitesse rotorique de ferme éolien



d- Tension de jeu barre 25 kV



e- Puissance active de jeu de barre 25kV



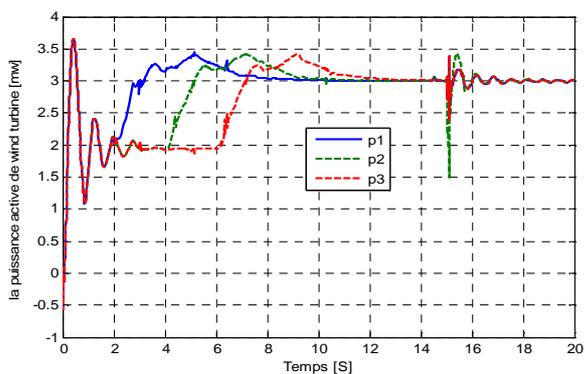
f- Puissance réactive au jeu de barre 25 kV

Figure 4.9. Résultats de simulations avec (PFC) et $3 MVar$ de l'SVC en présence de défaut

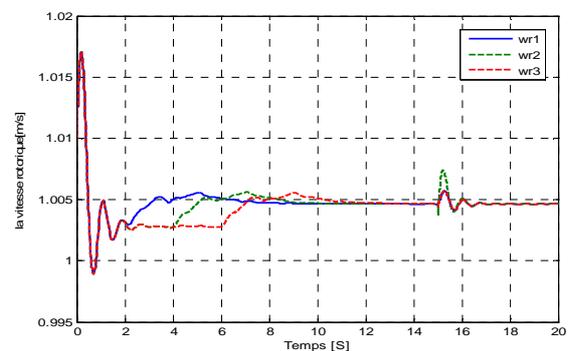
4.4.2.5. Comparaison entre le SVC et le STATCOM

L'augmentation de la capacité de SVC de 3MVar à 4MVar et la capacité de STATCOM de 3MVar à 3.5MVar , la panne de seconde éolienne peut être réparée. Ce phénomène est choisi à la Figure 4.10, pour 3.5MVar de STATCOM.

D'après les résultats de simulation. On constate que la ferme éolienne fonctionne à son régime normal avec une apparition des petites perturbations au moment de défaut mais réagit après le défaut cela montre l'efficacité de STATCOM et de SVC, sachant que le STATCOM est plus efficace que le SVC, la Figure 4.10, montre les puissances actives et la vitesse rotorique de la ferme éolienne.



a- Puissance active de ferme éolienne



b- Vitesse rotorique de ferme éolienne

Figure 4.10. Résultats de simulation avec le (PFC) et le STATCOM de 3.5MVar (défaut biphasé à la terre de durée 0.1s)

4.5. Deuxième application

4.5.1. Description du réseau étudié

Le système étudié de la figure 4.11 est composé de :

- Une ferme éolienne de 9MW .
- Un STATCOM de 3.5MVar .
- Un réseau composé de : deux source d'alimentation identique de 120kV et 69kV connectés aux jeux de barres B_4 et B_5 respectivement, Chaque source pouvant fournir 100MVA et 60MVA qui, par la suite, est distribuée sur un seul niveau de tension 25kV . Des lignes aériennes en cuivre de section de 93.3mm^2 , Les valeurs des résistances, inductance et capacitance linéiques sont respectivement de $0.1153\Omega/\text{km}$, $1.05\text{mH}/\text{km}$ et $11.33\text{nF}/\text{km}$. Les charges sont constituées des charges résistive (à résistance constante), la charge A de 500kW connectée au $B_4(25\text{kV})$ et l'autre charge B_6 de 6MW .

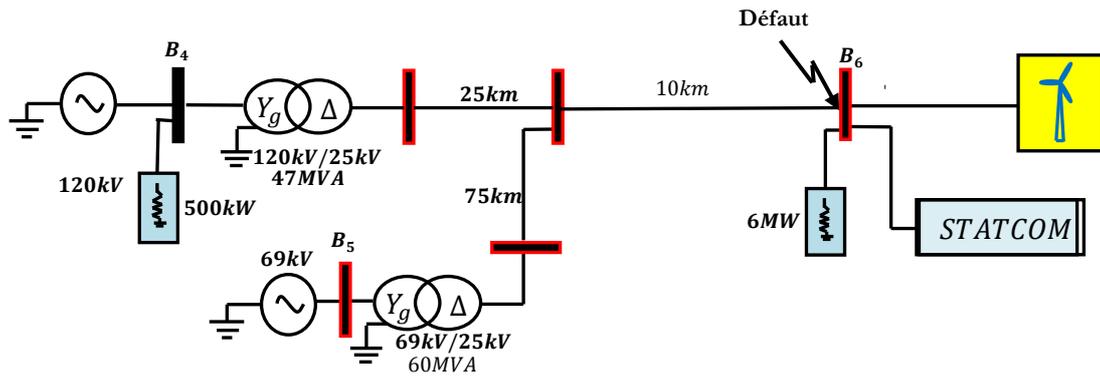
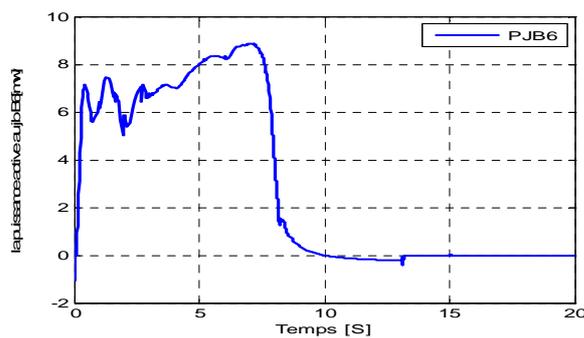


Figure 4.11. Réseau test étudié

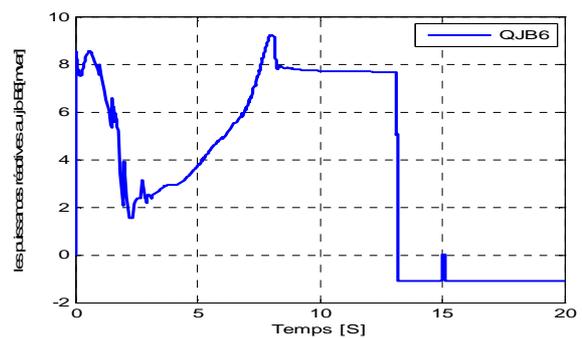
4.5.2. Simulation

4.5.2.1. Absence du STATCOM avec un défaut triphasé

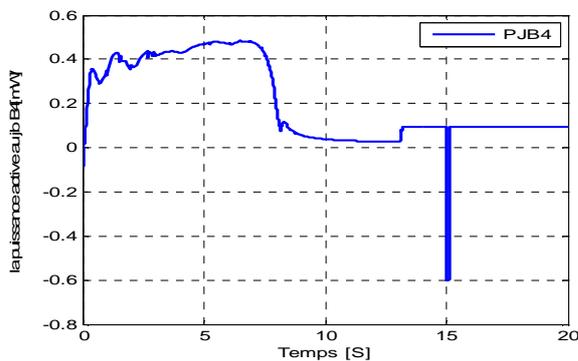
L'étude du système avec compensation (PFC) de 400kVar en présence de défaut triphasé pendant 0.1 s apparu à $t = 15$ s, les résultats de simulation sont présentés dans les Figure 4.12, et Figure 4.13.



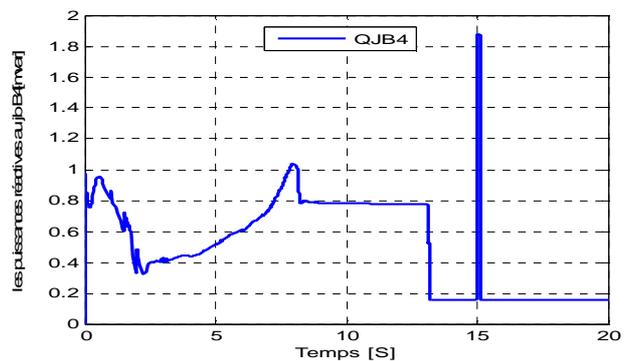
a- Puissance active au jeu de barre auquel connecté l'éolien



b- Puissance réactive au jeu de barre auquel connecté l'éolien



c- Puissance active au jeu de barre 4



d- Puissance réactive au jeu de barre 4

Figure 4.12. Puissances de jeux de barres 4 et 6

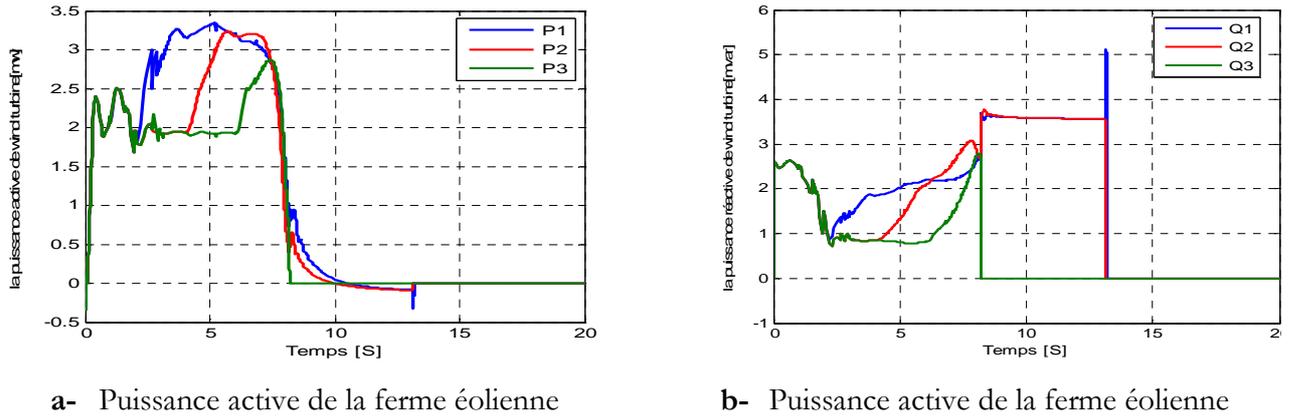


Figure 4.13. Puissances active et réactive du système en présence de défaut triphasé

D’après les résultats de simulation illustrée dans les figure 4.12 et 4.13. On constate que les puissances active et réactive de la ferme éolienne s’annulent avant l’apparition de défaut à cause de système de protection car la puissance réactive pour exciter le circuit magnétique de générateur est insuffisante, alors que la puissance active apparue au jeu de barre 6 auquel connecté l’éolienne s’annule après le défaut et la puissance réactive donne une valeur négative à cause de la présence des batteries de condensateurs monté aux jeux de barres de chaque éolienne mais les autres jeux de barres ses puissances sont diminuée à cause de la perturbation subit par le réseau.

4.5.2.2. Présence de STATCOM avec un défaut triphasé

L’étude de ce système avec les compensateurs ; PFC de (400KVar) et le STATCOM de (3.5MVar) en présence de défaut triphasé de durée de 0.1s. Les résultats de simulation sont présentés dans les Figure 4.14 et figure 4.15.

D’après les résultats de simulation. On constate que la ferme éolienne revient à son états de fonctionnement après le défaut avec une certains oscillations comme montré da la figure 4.15c, d, car le STATCOM réagir au manque de la puissance réactive de l’éolienne. Même les puissances actives et réactives des autres jeux de barres du réseau récupèrent leurs régimes de fonctionnement après l’annulation du défaut comme montrés dans les Figures (4.14a, 4.14b et les Figures (4.15a, 4.15b).

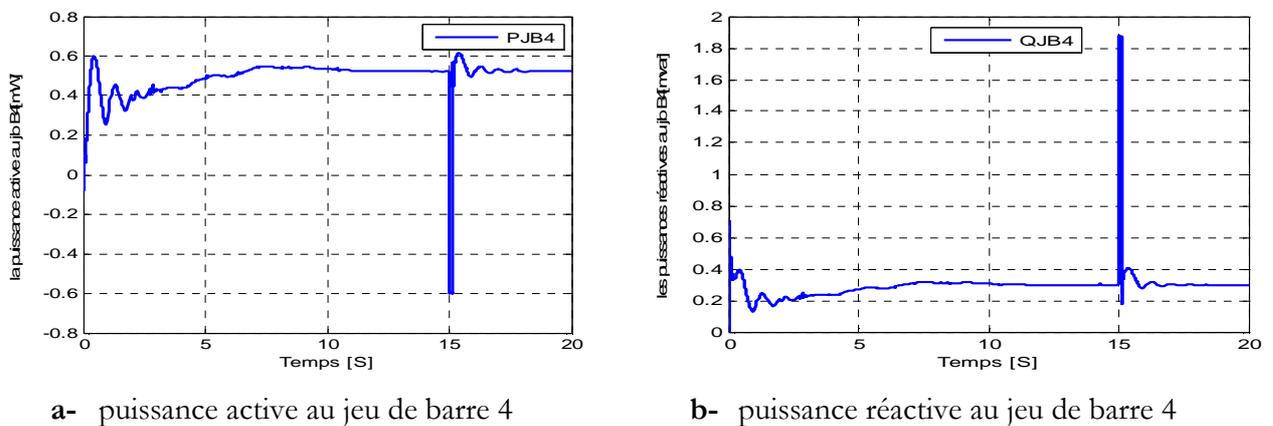
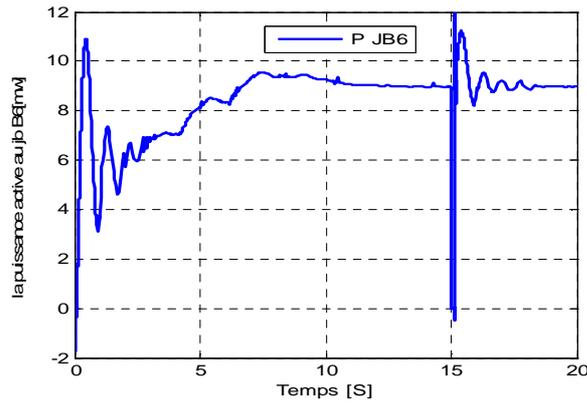
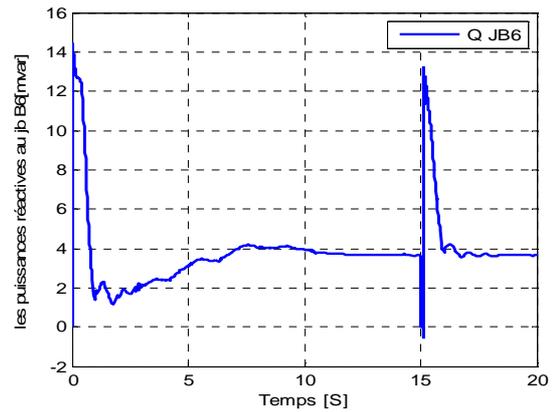


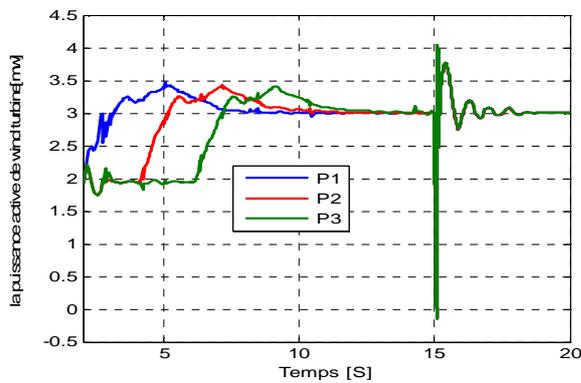
Figure 4.14. Puissances du jeu de barre 4



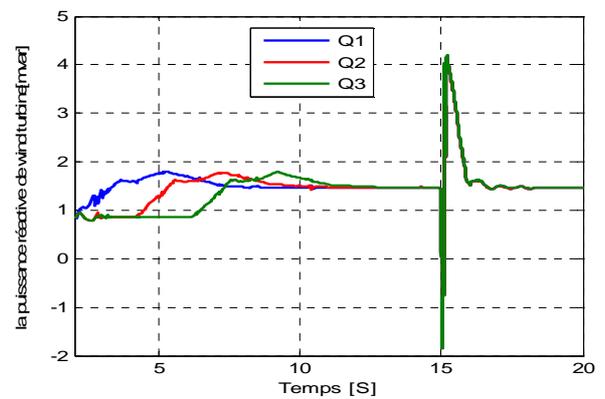
a- puissance active au jeu de barre auquel connecté l'éolien



b- puissance réactive au jeu de barre auquel connecté l'éolien



c- puissance active de la ferme éolienne



d- puissance active de la ferme éolienne

Figure 4.15. Puissances de l'éolienne et le jeu de barre auxquelles se connectent

4.6. Effets du STATCOM sur le temps critique

Dans les systèmes électrique, le temps critique est le temps dans lequel le système ne peut pas revenir à l'état stable, on va calculée le temps critique par la simulation et avec la variation dans la durée de défaut, on fait plusieurs cas de simulation et on a trouvée le temps critique pour plusieurs durée de défaut et plusieurs valeurs de STATCOM. Le système devient totalement instable si la durée de défaut dépasse le temps critique, donc le système de protection pour être efficaces doit satisfaire les 4 conditions suivant :

- Rapidité d'élimination des défauts.
- Fiabilité des protections.
- Sensibilité.
- Sélectivité d'élimination des défauts.

La Figure 4.16 montre le temps critique pour plusieurs valeurs de STATCOM

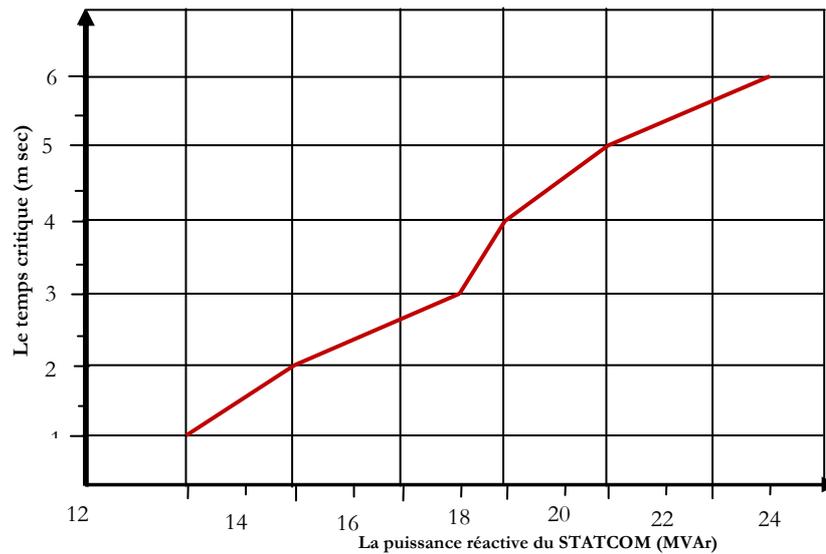


Figure 4.16. Temps critique pour plusieurs valeurs de STATCOM

4.7. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet d'une étude du fonctionnement d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe. Ce système de génération est intégré dans le réseau électrique. On a fait plusieurs cas de simulations pour voir comment les parcs éoliens réagissent avec les différents états du système (permanent, transitoire) en présence de défaut avec les systèmes de compensation comme le STATCOM et le SVC et le PFC. Les résultats de simulation montrent comment jouer sur les paramètres de système électrique. Notamment, l'adaptation des mêmes tensions entre le réseau et l'éolienne, les mêmes fréquences ; pour que l'éolienne ne perde pas leur stabilité transitoire lorsque le système subit un défaut important où les moyens de compensations ne satisfont pas le système. La variation de fonctionnement du système électrique lors d'un défaut transitoire dépend donc de différents paramètres :

- Les paramètres de la machine électrique (dysfonctionnements du générateur) ;
- La durée de défaut ;
- Le plan de tension du réseau.

L'objectif principal dans la production d'énergie électrique par les fermes éoliennes, est l'exploitation maximale de l'énergie primaire (vent), et le rôle des dispositifs FACTS comme SVC et STATCOM dans l'amélioration des systèmes de puissance, à savoir l'amélioration de la stabilité, l'oscillation de puissance, la régulation de la tension, l'augmentation de la puissance de transmission et la commande de la puissance réactive pour récupérer la tension après le défaut. Les résultats obtenus montrent l'importance de ces dispositifs comparés entre le SVC et le STATCOM au cours de défaut avec les fermes éoliennes.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Le thème étudié dans le présent mémoire est réalisé au sein de l'équipe modélisation des systèmes électro-énergétiques du laboratoire d'Automatique de Sétif (LAS) et rendre dans le cadre du projet de recherche " Stabilité et Contrôle des fermes éoliennes dans les réseaux électriques ". Ce thème avait pour objectif de mettre en œuvre les programmes de Simulink sous environnement MATLAB, qui peut assurer un fonctionnement robuste vis-à-vis des perturbations qui affectent les réseaux électriques, telle que le court-circuit triphasé qui est le plus dangereux. Pour avoir une meilleure intégration des fermes éoliennes sur un réseau électrique, il faut faire une analyse approfondie. Notamment, comment adapter les fermes éoliennes au réseau électrique de tel sorte que ce dernier ne subisse pas des perturbations transitoires. Néanmoins, cette étude constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques. On a permis de réaliser une modélisation complète et globale d'un système de génération d'électricité à partir de l'énergie éolienne et on le stabilise à partir de système de compensation via les FACTS qui sont actuellement des moyens efficaces pour le bon fonctionnement du système électrique.

On établi, dans le cadre de ce travail, dans un premier temps une vue générale sur les systèmes éoliens et leur impact sur réseau électrique, ainsi que les moyens de compensation pour améliorer le fonctionnement du SEE. Ensuite, nous avons abordé les différentes conversions électromagnétiques possibles puis une modélisation du système étudié.

Tout d'abord nous avons commencé par une brève étude sur les concepts fondamentaux de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique. Ainsi les différents types des éoliennes (à vitesse fixe et variables), et quelles sont les contraintes subissent par le SEE lors de l'intégration des fermes éoliennes. Notamment, les fluctuations de la tension, de la fréquence...etc.

Le deuxième chapitre a fait l'objet d'une étude sur les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire du SEE. Notamment, la compensation classique (transformateur à prise réglable, les condensateurs fixe et les inductances...etc), et modern FACTS (STATCOM, SVC, SSSC, UPFC.....etc), avec leurs structures et principe de fonctionnement.

Comme toute étude structurée, le troisième chapitre était consacré à l'implémentation des modèles mathématique dans le cadre de modéliser tous les éléments constituant le SEE. En raison de commander le système.

Face à ces besoins, nous avons réalisé une première étude concernant la modélisation de la chaîne de conversion éolienne, partie mécanique puis la partie électrique composant de la machine asynchrone à cage connecté à un réseau test et un réseau de 6 jeux de barres.

La partie simulation de ce mémoire est consacrée à intégrer ces éoliennes dans les réseaux électriques, et étudier sa stabilité transitoire lors d'un court-circuit. Dans ce cas, le modèle proposé démontre l'impact de l'intégration des fermes éoliennes dans le réseau électrique et les moyens de compensation permettant d'améliorer la stabilité transitoire dans un système électrique.

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

- Améliorer la commande des systèmes FACTS pour améliorer la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques ;
- Développer des régulateurs de tension ou de vitesse pour maintenir la stabilité des systèmes électriques.
- Faire l'étude du filtrage actif du réseau électrique, car les harmoniques sont injectées dans ces réseaux par les convertisseurs statiques.
- Un contrôle de la puissance active renvoyée au réseau et un réglage de la tension au point de connexion en réseau connecté.
- Faire des correcteurs permettant de contrôler directement les grandeurs alternatives (tensions) permettant au système d'alimenter des charges déséquilibrées.

Annexe A- Les paramètres de l'éolienne

Tableau A.1. Paramètres de la turbine éolienne

L'angle de calage β	0°
La vitesse du vent	9 (m/s)
K_p	5
K_i	25
L'angle de calage maximal	45°

Tableau A.2. Paramètres de la génératrice éolienne

La puissance nominale	3MW
La tension entre phase	575 V
La fréquence	60 Hz
La résistance et inductance statorique	0.004843 (pu), 0.1248 (pu)
Resistance et inductance rotorique	0.004377 (pu), 0.1791 (pu)
Inductance mutuelle	6.77 (pu)

Tableau A.3. Paramètres du transformateur de l'éolienne

La puissance nominale	4MVA
La fréquence	60 Hz
Le rapport de tension V_1/V_2	25 kV/575 V
La résistance et l'inductance primaire	0.1362 Ω, 0.010362 H
La résistance et l'inductance secondaire	6.88 $e^{-5}\Omega$, 5.4813 $e^{-6} H$
La résistance de magnétisation	78125Ω
L'inductance de magnétisation	inf.

Tableau A.4. Paramètres de la ligne

La fréquence	60 Hz
La résistance	0.11 Ω/km
L'inductance	1.05 $e^{-3} H/km$
La capacitance	11.33 $e^{-9} F/km$

Tableau A.5. Paramètres du transformateur du réseau électrique

La puissance nominale	47MVA
La fréquence	60 Hz
Le rapport de tension V_1/V_2	120 kV/25 kV
La résistance et l'inductance primaire	0.81702 Ω, 0.065016 H
La résistance et l'inductance secondaire	0.10638Ω, 0.0084657H
La résistance de magnétisation	153.19 $e^3\Omega$
L'inductance de magnétisation	406.35 H

Annexe B. paramètres du STATCOM et SVC

Tableau B.1. Paramètres du STATCOM

la tension nominale (kV)	25
la fréquence nominale (Hz)	60
La puissance apparente (MVA)	3
La résistance R (pu)	0.22/30
L'inductance L (pu)	0.22
la tension continue dc (V)	4000
la capacitance (μ F)	1125

Tableau B.2. Paramètres de l'SVC

La tension nominale (kV)	25
la fréquence nominale (Hz)	60
La puissance apparente (MVA)	3
Les limites du réactive (MVar)	[-1 3]

Références Bibliographiques

- [1] Groupe de travail de l'académie du Beaux-Arts "Institut de France Académie des Beaux-Arts23 ", quai de Conti – 75270 Paris cedex 06 2007.
- [2] Multon B., Robin G., Gergaud O., Ben Ahmed H. « Le Génie Electrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne ».JCGE'03, Saint-Nazaire, 5 et 6 juin 2003.
- [3] Préfecture de l'Aveyron « Réflexion cadre pour un développement de l'énergie éolienne en Aveyron », Rue de Madrid – ZAC de Bourran – BP3333 – 12033 Rodez Cedex 9, France Avril2005.
- [4] Helimax énergie INC. « Étude stratégique de déploiement de l'énergie éolienne en Afrique » Montréal canada, mars 2004.
- [5] Aiche-Hamane L., Khellaf A. « Evolution Mensuelle de la Ressource Eolienne à travers l'Algérie »,Rev. Energ. Ren.: ICPWE (2003)147-152, Bouzaréah, Algerie.
- [6] Tounzi .A « Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité », La Revue 3EI n°20, mars 2000.
- [7] Courault J. « production d'énergie sur ferme éolienne offshore », REE n°11, décembre 2002, pp.80-89.
- [8] Robyns B., Davingny A., Saudemont C.,Ansel A., Courtecuisse V., François B., Plumel S., DeuseJ « impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », Actes des journées 2006 de la section Electrotechnique du club EEA.
- [9] Hau. E, « Wind turbines », Ed. Springer, 2000.
- [10] Poitiers F.,« étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne », thèse de doctorat de Nantes, décembre 2003.
- [11] Ludovic L. «Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes ». Thèse de doctorat de Lille : Génie électrique : UST, 2004.
- [12] Davigny A. «participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » thèse de doctorat de Lille, 2007.
- [13] El Aimani S. « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ». Thèse de doctorat, Génie Electrique, Ecole centrale de Lille, 2004.
- [14] Cambblong H., « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable ». Thèse de doctorat : Automatique, Bordeaux, 2003, 274p.
- [15] Laverdure .N, Roye. D, Bacha. S, Belhomme .R « Technologie des systèmes éoliens- Intégration dans les réseaux électriques », Revue 3EI, n°39, décembre 2004, p 14-25.
- [16] Polinder H., Sjoerd W., Haan H., Dubois R., Johannes G. «Basic Opération Principales and Electrical Conversion Systems of Wind Turbines », EPE Journal, Vol. 15, n°4, December 2005,pp. 43-50.
- [17] Fraisse J-L. « le raccordement de la production décentralisée en HTA et BT », REE, n°7, Juillet 2002.
- [18] Crappe M. «Contraintes techniques de l'intégration de la production décentralisée aux réseaux électriques », REE,n°11, Décembre 2002, pp 69-79.

-
- [19] Crappe M. « commande et régulation des réseaux électriques », Hermès, Lavoisier 2003, ISBN2-7462-0606-4.
- [20] Larsson A. « Flicker emission of wind turbines during continuous operation », IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, no 1, March 2002, pp 114-118.
- [21] Merlin A. «Renewables : to what extent can the existing French system cope with dispersed generation», Electra (CIGRE), n°219, avril 2005, pp4-11.
- [22] Ackermann T. « Wind power in power systems », Ed. Wiley, 2005.
- [23] Holtinen H. « The impact of large scale wind power production on the nordic electrical system », VTT Processes, Finlande, Décembre 2004.
- [24] Menanteau P., Finon D., Marie-Laure L., « l'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés : des surcoûts technique aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des marchés », Cahier de recherche LEPII, série EPE, n.32, mars 2003 ; www.upmf-grenoble.fr/iepe.
- [25] « Final Report of the investigation committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy », UCTE, avril 2004, www.ucte.org.
- [26] Levillain C. « le 04 novembre 2006 : un samedi soir pas comme les autres », recueil de la journée SRBE-SEE-L2EP « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [27] Robyns B., Courtcuise V., Davigny A., El Mokadem M., Saudemont C. « Comportement de l'éolien », recueil de la journée SRBE –SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité » HEI, Lille, mai 2007.
- [28] Chatelier. S «Intégration de l'éolien dans le système électrique- Etude de fonctionnement dynamique sur creux de tension », Recueil de la journée SRBE-SEE-L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [29] « Wind report 2005 », www.eon.com.
- [30] Leonhard W. « Feeding the grid form regenerative sources, the way to a sustainable Energy? », EPE journal, Vol 12, n°3, August 2002.
- [31] Dany G. « Power reserve in interconnected systems with high wind power production », IEEE Power Tech Conference, September, Portugal, 2001.
- [32] Runge J., Kristoffersen. « The horns rev wind farm and the operational experience with the wind farm Main controller », Revue E tijdschrift, n°2, juin 2006, pp.26-31.
- [33] Alibi. A « Contrôle des Réseaux Electriques par les systèmes FACTS :(Flexible AC Transmission Systems), mémoire de Magister, département d'électrotechnique, Université de Batna 2009.
- [34] Bésanger Y. « vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance ».Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble UMR 5529 INPG/UJF-CNRS 04 décembre 2006.
- [35] Gherbi A., François B., Belkacemi M. "Méthodes pour l'analyse de la stabilité transitoire des systems électro-énergétiques : états de l'art ", Can.J. Elect. Comput.Eng.,Vol. 31, No.1, Winter 2006.
- [36] Gholipour E., Shahraki. « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de Doctorat, U.F.R. Sciences & Techniques : S.T.M.I.A Nancy-1, octobre 2003.
- [37] Hichem. L, « Contribution A L'étude du Contrôle du Flux de Puissance Par l'UPFC », Thèse de Magistère, U de Batna 2009.
- [38] Louardi D. « Contrôle de L'écoulement de puissance active par systèmes FACTS », mémoire de Magister , département d'électrotechnique, Université de Batna, 25/06/2009.
-

- [39] Zhang X., Rehtanz C., Pal B. "Flexible AC Transmission systems: Modeling and Control", Ed. Springer 2005.
- [40] Acha E., Claudio R., Esquivel F., Ambriz-Pérez H. « FACTS Modeling and Simulation in Power Networks », John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [41] Acha E., Agelidis V.G., Anaya-Lara O., Miller T.J.E. « Power electronic control in electrical systems », Ed. Newnes 2002.
- [42] Rogez V. « 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 de CNRT de Lille, décembre 2004.
- [43] Camblong H., Rodriguez Vidal M., Puiggali J.R. « Principales of a Simulation Model for a variable-speed Pitch-Regulated Wind Turbine », Wind Engineering, Vol 28, PP 157-175, 2004.
- [44] Griche I. « Etude de la Stabilité Transitoire des Systèmes Electriques en Présence des Fermes Eoliennes » thèse de magister, Université de Sétif 2008.
- [45] El-Aimani S., Francois B., Minne F., Robins B., "Modeling and simulation of doubly fed induction generators for variable speed wind turbines integrated in distribution network" European conference on power electronics and applications, September 2003, Toulouse, France.
- [46] Sedighizadeh M., Rezazadeh A., Parayandeh M. « Comparison of SVC and STATCOM on wind farm stability connected to power system », IJEAS, Iran, 2010.

الطاقات المتجددة تلعب دورا هاما لتوفير الطاقة الكهربائية، على غرار المصادر التقليدية للطاقة. ومع ذلك، فإن مولدات الطاقة بالرياح لديها مشكلة الاستقرار عند الربط بشبكات نقل الطاقة الكهربائية، بسبب تقلبات الرياح وكيفية جعل التكافؤ بين مولدات الطاقة بالرياح والشبكة الكهربائية.

وفي هذا السياق، نقترح تحسين الاستقرار العابر لمولدات الطاقة بالرياح عن طريق استخدام أنظمة للتعويض متطورة تدعى بـ: FACTS مثل المعوض STATCOM هو واحد من مكوناته قادر على التعويض عن نظام كهربائي عندما تعرض لخطأ. وقد تم تطوير هذا العمل الذي أنجز باستخدام MATLAB /Simulink، تطبيق المحاكاة التفاعلية يتكون من عدة مولدات الطاقة بالرياح بوجود وعدم وجود عيوب، مع وبدون التعويض STATCOM. وقد أظهرت نتائج المحاكاة فعالية STATCOM لتحسين الاستقرار العابر من مولدات الطاقة بالرياح متصل بالشبكة الكهربائية.

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، الاستقرار العابر، تميط . SVC, STATCOM.

Résumé :

Les énergies renouvelables jouent un rôle très important pour fournir de l'énergie électrique autre que des sources classiques. Néanmoins, les éoliennes ont un problème de stabilité lorsqu'elles sont connectées aux réseaux électriques à cause des fluctuations du vent. Dans ce contexte, nous proposons une amélioration de la stabilité transitoire des fermes éoliennes par l'utilisation des compensations modernes dites FACTS, dont le STATCOM est l'un de ses éléments qui est apte à compenser un réseau électrique lorsqu'il est sujet à un défaut.

Le travail est effectué dans l'environnement MATLAB/SIMULINK. Une série de simulations a été développée, simulant l'entraînement des fermes éoliennes en cas de présence ou absence de défaut et avec/sans compensation par STATCOM. Les résultats de simulation ont montrés l'efficacité du STATCOM pour l'amélioration de la stabilité transitoire des fermes éoliennes connectés à un réseau électriques.

Mots Clés : Réseaux Electriques, Stabilité transitoire, STATCOM, SVC, modélisation (MAS),

Abstract:

The renewable energy plays an important role to provide electrical energy other than conventional sources. Nevertheless, wind turbines have a stability problem when connecting to power grids because of wind fluctuations. In this context, we propose an improvement of transient stability of wind farms by the use of modern FACTS. STATCOM which is one of its components that is capable of compensating for a power system when subjected to a fault.

The work was done in the MATLAB/Simulink. It consists of several simulation developed, by simulating the drive of wind farms in the presence and absence of fault and with/without compensation by STATCOM. Simulation results have shown the effectiveness of STATCOM for improving transient stability of wind farms connected to electrical network.

Key Words:Power system, transients stability, STATCOM, SVC, asynchronous machine, modeling