

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Sétif 1
Faculté de Technologie

Mémoire

Pour obtenir le diplôme de :

Magister en électrotechnique

Option :

Réseaux électriques

Présenté et soutenu publiquement par :

Mohammed AMROUNE

Le 25/06/2012

Thème :

**Étude de l'apport des systèmes de transmission
flexible en courant alternatif (FACTS) sur la
stabilité d'un réseau électrique en présence des
générateurs dispersés**

Jury :

M. RAHMANI Lazhar	Professeur à l'Université de Sétif 1	Président
M. BOUKTIR Tarek	Professeur à l'Université de Sétif 1	Rapporteur
M. GHERBI Ahmed	Professeur à l'Université de Sétif 1	Examineur
M. RADJELI Hammoud	Maître de Conférences à l'Université de Sétif 1	Examineur

Remerciements

Je tiens tout d'abord à adresser mes remerciements à Monsieur **Tarek BOUKTIR**, Professeur à l'Université Sétif 1 de m'avoir accueilli dans son équipe de recherche et pour avoir accepté de diriger ma thèse avec beaucoup d'efforts et de patience, pour son soutien sa disponibilité, ses conseils et ses encouragements permanents. Je vous remercie du fond du cœur.

Je remercie sincèrement Monsieur **Lazhar RAHMANI**, Professeur à l'Université de Sétif 1 d'avoir accepté de présider le jury,

Je voudrais également remercier tous les membres du jury :

- Monsieur, **Ahmed GHERBI**, Professeur à l'Université de Sétif 1,
- Monsieur, **Hammoud RADJELI**, Maître de Conférences à l'Université de Sétif 1,

d'avoir accepté, malgré leurs nombreuses occupations de juger ce travail. Je tiens également à les remercier pour leurs soutiens.

Finalement, je ne saurais terminer sans avoir remercié ma propre famille et tout particulièrement ma mère et mon père pour leurs sacrifices et leurs encouragements ainsi que mes amis *A. Bourazami, H. Sbaa, N. Ketfi, S. Messalti, N. Brik, S. Lahlali* pour leurs soutient, technique et morale.

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail.

Table des matières

Introduction générale.....	ii
Chapitre 1 : Stabilité de système de puissance.....	4
1.1 Introduction.....	4
1.2 Structure de système de puissance.....	4
1.3 Stabilité de système de puissance – Définition et Classification.....	6
1.3.1 Stabilité angulaire.....	6
1.3.2 Stabilité de tension.....	7
1.3.3 Stabilité de fréquence.....	7
1.4 Analyse de la Stabilité transitoire.....	8
1.4.1 Puissance transmise dans une ligne et angle de puissance.....	8
1.4.2 Equation du mouvement (<i>Swing Equation</i>).....	10
1.4.3 Critère d'égalité des aires (<i>Equal Area Criterion</i>).....	12
1.5 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire – Etat de l'art.....	14
1.6 Modélisation des composants de système de puissance.....	14
1.6.1 Machine synchrone.....	15
1.6.2 Lignes de transmission.....	17
1.6.3 Charges.....	17
1.6.4 Mise en équation du réseau électrique.....	18
1.7 Analyse de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique.....	19
1.8 Application numérique.....	19
1.8.1 Influence de différents paramètres sur la stabilité transitoire.....	24
1.8.2.1 Influence de la durée de défaut.....	24
1.8.2.2 Influence de la localisation de défaut.....	26
1.8.2.3 Influence de l'amortissement du générateur.....	28
1.8.2.4 Influence de différents régimes de fonctionnement.....	30
1.8.2.5 Influence des résistances statoriques des générateurs.....	32
1.8 Conclusion.....	34
Chapitre 2 : Impact des éoliennes sur la stabilité de système de puissance	35

2.1	Introduction	35
2.2	Nouvelles contraintes sur le réseau électrique	35
2.2.1	Productions décentralisées - Définition.....	36
2.2.2	Différents types de production décentralisée.....	36
2.2.2.1	Énergies non renouvelables	36
2.2.2.2	Énergies renouvelables	36
2.3	Énergie éolienne	37
2.3.1	Historique des éoliennes.....	37
2.3.1	Constitution des éoliennes	38
2.3.2	Classification des éoliennes	39
2.4	Chaîne de conversion de l'énergie éolienne.....	41
2.4.1	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	41
2.4.1.1	Théorie de <i>Betz</i>	41
2.4.1.2	Régulation de la puissance au niveau de la turbine	42
2.4.2	Conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique	43
2.5	Problématique de l'intégration des éoliennes au réseau.....	43
2.5.1	Impacts sur le fonctionnement des protections.....	43
2.5.2	Impacts sur le plan de tension.....	44
2.5.3	Impacts sur la fréquence.....	44
2.5.4	Comportement sur creux de tension.....	44
2.6	Technologies des éoliennes	45
2.6.1.1	Éolienne à vitesse fixe basée sur une machine asynchrone à cage	45
2.6.1.2	Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone	45
2.6.1.3	Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation	46
2.7	Éolienne à vitesse fixe basée sur une machine asynchrone à cage	47
2.7.1	Modèle d'une éolienne basée sur la machine asynchrone à cage	47
2.7.1.1	Modèle de la turbine éolienne	47
2.7.1.2	Modèle du multiplicateur	48
2.7.1.3	Modèle de la génératrice asynchrone.....	49
2.8	Modèle d'une ferme éolienne	51
2.9	Application numérique.....	52
2.9.1	Cas d'une ferme éolienne	53
2.9.2	Cas de deux fermes éoliennes.....	59

2.10	Conclusion	60
Chapitre 3 : Apport des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire en		
présence des éoliennes		
3.1	Introduction	62
3.2	Définition et Rôles de dispositifs FACTS.....	63
3.3	Classification des dispositifs FACTS.....	64
3.3.1	Dispositifs FACTS shunt.....	65
3.3.1.1	Compensateur statique d'énergie réactive (SVC).....	65
3.3.1.2	Compensateur statique synchrone (STATCOM)	66
3.3.1.3	Résistance de freinage contrôlée par thyristor (TCBR)	67
3.3.2	Dispositifs FACTS série	68
3.3.2.1	Condensateur série à thyristors (TCSC)	68
3.3.2.2	Compensateur Statique Série Synchrone (SSSC)	68
3.3.3	Dispositifs FACTS hybride.....	69
3.3.3.1	Contrôleur universel de puissance UPFC.....	69
3.3.4	Modélisation du compensateur statique d'énergie réactive (SVC)	70
3.4	Application numérique.....	72
3.4.1	Cas d'une ferme éolienne	73
3.4.2	Cas de deux fermes éoliennes.....	77
3.5	Conclusion.....	78
Conclusion générale et perspectives.....		79

Bibliographie

Annexes :

Annexe 1

Annexe 2

Liste des figures

Figure 1.1 – Production d’électricité par source d’énergie dans le monde en 2009.....	5
Figure 1.2 – Une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini	8
Figure 1.3 – Diagramme de vecteur de phase du système.....	9
Figure 1.4 – Caractéristique puissance-angle rotorique	10
Figure 1.6 – Schéma équivalent d’une machine synchrone en régime transitoire.....	16
Figure 1.7 – Modèle en Π de la ligne de transport.....	17
Figure 1.8 – Schéma équivalent d’une charge	18
Figure 1.9 – Représentation simplifiée du réseau IEEE- 30 jeux de barres.....	20
Figure 1.10 – Exemple de croisement ($D = 7$).....	22
Figure 1.11 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 200ms)	24
Figure 1.12 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 200ms).....	25
Figure 1.13 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 300ms)	25
Figure 1.14 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 300ms).....	26
Figure 1.15 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 1 s).....	26
Figure 1.16 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 1 s)	27
Figure 1.17 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 150 ms)	28
Figure 1.18 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 218 ms)	29
Figure 1.19 – CCT sans et avec coefficient d’amortissement	30
Figure 1.20 – Puissances générées pour différents points de fonctionnement	30
Figure 1.21 – Amplitudes des tensions pour différents points de fonctionnement	31
Figure 1.22 – CCT pour différents régimes de fonctionnement.....	31
Figure 1.23 – Evolution des angles rotorique relatifs (FCT = 167ms)	32
Figure 1.24 – CCT sans et avec résistance d’armature	33
Figure 2.1- Capacité mondiale installée en (MW).....	38
Figure 2.2 - Capacité totale installée par pays à fin 2010	38
Figure 2.3 - Constitution d’une éolienne (NORDEX)	39
Figure 2.5 - Principe de conversion d’énergie éolienne en énergie électrique.....	41
Figure 2.8 - Éolienne à vitesse fixe basée sur une génératrice asynchrone à cage.....	45
Figure 2.9 - Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone.....	46
Figure 2.10 - Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA	46
Figure 2.11 - Allure de coefficient C_p en fonction de la vitesse spécifique λ	48
Figure 2.12 – Ferme éolienne	51
Figure 2.13 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 170ms)	54
Figure 2.14 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 170ms).....	54
Figure 2.15 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 213ms)	55
Figure 2.16 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 213ms).....	55
Figure 2.17 – Valeurs de CCT sans et avec éoliennes	56
Figure 2.18 – Puissances générées (ferme éolienne connectée au jeu de barres 10)	57
Figure 2.19 – Puissances générées (ferme éolienne connectée au jeu de barres 24)	57

Figure 2.20 – Influence de la pénétration des éoliennes sur le CCT	58
Figure 2.21 – Puissances générées	60
Figure 3.1 – Puissance transportée par une ligne.....	64
Figure 3.2 – Structure d'un SVC	66
Figure 3.3 – Structure d'un STATCOM.....	67
Figure 3.4 – Schéma de principe du TCBR	67
Figure 3.5 – Structure d'un TCSC.....	68
Figure 3.6 – Structure d'un SSSC.....	69
Figure 3.7 – Schéma de base de l'UPFC.....	70
Figure 3.8 – Schéma équivalent d'un SVC.....	71
Figure 3.9 – SVC placé en un nœud du réseau	71
Figure 3.10 – Schéma simplifié du contrôleur du SVC.....	72
Figure 3.11 – SVC connecté au PCC.....	73
Figure 3.12 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 218 ms)	74
Figure 3.13 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 220 ms)	75
Figure 3.14 – Valeurs de CCT du système.....	76
Figure 3.15 – Valeurs de CCT du système avec SVC	77

Liste des tableaux

Tableau 1.1 - Résultats de l'écoulement de puissance optimal.....	23
Tableau 1.2 – Valeurs de CCT pour des défauts sur différentes lignes	27
Tableau 1.3 – CCT sans et avec coefficient d'amortissement	29
Tableau 1.4 – CCT pour différents régimes de fonctionnement	31
Tableau 1.5 – Valeurs de CCT sans et avec résistance d'armature.....	33
Tableau 2.1- Classification des turbines éoliennes.....	40
Tableau 2.2 - Résultats de l'écoulement de puissance optimal avec et sans éoliennes....	53
Tableau 2.3 – Valeurs de CCT sans et avec éolienn	56
Tableau 2.4 – CCT pour différents taux de pénétration des éoliennes.....	58
Tableau 2.5 – Scénarios de la répartition de puissance entre les deux fermes.....	59
Tableau 2.6 – Valeur de CCTs pour différents scénarios.....	60
Tableau 3.1 – Paramètres du SVC	73
Tableau 3.3 – Valeurs de CCT sans et avec SVC.....	76
Tableau 3.4 – Valeurs de CCT du système avec SVC	77
Tableau 3.5 – Valeurs de CCT du système avec deux SVCs	78

Nomenclature

Abréviations

<i>FACTS</i>	Flexible Alternating Current Transmission Systems
<i>SVC</i>	Static Var Compensator
<i>STATCOM</i>	Static Synchronous Compensator
<i>UPFC</i>	Unified Power Flow Controller
<i>SSSC</i>	Static Synchronous Series Compensator
<i>IGBT</i>	Insulated Gate Bipolar Transistor
<i>GTO</i>	Gate Turn Off
<i>CCT</i>	Critical clearing Time (temps critique d'élimination du défaut)
<i>FCT</i>	Fault Clearing Time (temps d'élimination du défaut)
<i>SMIB</i>	Single Machine Infnit Bus
<i>GAS</i>	Générateur asynchrone
<i>MAS</i>	Machine asynchrone
<i>PCC</i>	Point de Connexion Communs

Indices

r	Variable dans un référentiel rotorique
s	Variable dans un référentiel statorique
m	Mutuelle
d, q	direct, quadrature
pu	La grandeur en unité relative (grandeur réduite)

Symboles principaux

<i>Symbole</i>	<i>Signification</i>
T_e	Couple électromagnétique
T_m	Couple mécanique
J	Moment d'inertie [kg.m ²]

T_a	Couple d'accélération
ϑ	Position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique
t	Temps en [s]
d/dt	Dérivée par rapport au temps
f	Fréquence
ω_s	Vitesse de synchronisme de la machine
M	Constante de temps mécanique
R	Résistance de la ligne de transport
X	Réactance de la ligne de transport
δ	Position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique
H	Constante d'inertie
I_g	Courant de la machine
E_t	Tension terminale au jeu de barres générateur
E'	Tension interne derrière la réactance transitoire jX_d'
E	Tension interne du générateur
ω_r	Vitesse angulaire du rotor
I_g	Courants injectés par les générateurs
V_∞	Tension de jeu de barres infini
Y_{red}	Matrice d'admittance réduite
F	Fonction du coût totale
n_g	Nombre total de jeux de barres générateurs
n_d	Nombre total de jeux de barres consommateurs
P_d	Puissance active demandée
P_L	Pertes totales dans le réseau
P_g	Puissance active maximale généré
N_p	Nombre d'individus
D_f	Nombre de paramètres de la fonction objective
P_D	Puissance d'amortissement
D	Coefficient d'amortissement
V_v	Vitesse du vent
P_t	Puissance extraite par le rotor éolien

T_t	Couple de la turbine
C	Coefficient de puissance de l'éolienne
C_m	Coefficient de couple
G	Rapport de multiplication
λ	Vitesse relative de l'éolienne
Ω	Vitesse de rotation de la génératrice
ρ	Densité de l'air 1,225 kg.m ⁻³
S	Surface balayée par le rotor de l'éolienne
β	Angle de calage des pales d'une éolienne à axe horizontal
g	Glissement de la machine asynchrone
S	Opérateur de Laplace
K_r	Gain du régulateur
T_r	Constante de temps du régulateur

Introduction générale

La société moderne exige une grande quantité d'énergie pour l'utilisation dans l'industrie, l'agriculture, le transport, la communication.... Cette énergie provient des ressources d'énergie primaire naturelles, principalement des combustibles fossiles comme le charbon, le pétrole, le gaz naturel et l'uranium. Le secteur électrique se dirige actuellement vers d'autres sources (le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les cours d'eau, la biomasse, etc. ...) dites renouvelables ou propres pour produire de l'électricité. Plusieurs raisons peuvent être évoquées pour expliquer le recours à ces énergies :

- La réduction progressive et inéluctable du pétrole qui représente la source la plus importante de l'énergie, et l'augmentation de son prix à cause de l'accroissement de la demande mondiale ;
- L'énergie nucléaire, qui pourrait être une solution énergétique du futur, n'est pas disponible pour tout le monde en raison de ses coûts, ou pour d'autres raisons : politique, stockage de déchets, sécurité (catastrophe de Tchernobyl et dernièrement l'accident nucléaire de Fukushima au Japon) ;
- La libéralisation du marché de l'énergie dans le but de réduire les prix en faisant jouer la concurrence a attiré la convoitise de nouveaux producteurs. Ces producteurs ne pouvant pas investir dans des centrales conventionnelles (investissement trop lourd), ils se sont dirigés vers des productions moins coûteuses (cogénération, biomasse, éolien ...) [1] ;
- Le changement climatique dû à l'émission de gaz à effet de serre a entraîné une volonté politique visant à encourager le recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité, notamment après le protocole de Kyoto en décembre 1997.

L'énergie éolienne est actuellement l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses avec un taux de croissance mondial élevé. C'est une énergie propre non épuisable, et non polluante, permettant donc de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

L'intégration et la pénétration de ces sources d'énergie dans un réseau électrique sont devenues un défi pour les gestionnaires des réseaux, notamment avec les éoliennes qui

n'offrent pas un contrôle de l'énergie réactive. Des recherches antérieures et des expériences pratiques ont montré que les perturbations telles que les courts-circuits engendrent des chutes de tension considérables au point de raccordement qui conduisant à une déconnexion de l'éolienne du réseau. C'est pourquoi, il est demandé aux éoliennes actuellement connectées au réseau de participer au réglage de la tension via le réglage de la puissance réactive [2, 3]. Ce réglage est possible avec les éoliennes connectées au réseau via l'électronique de puissance, mais celle à vitesse fixe dont la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau, ce qui nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée de ce réseau, et pour garder ces éoliennes connectées au réseau en cas d'un défaut. Cependant le banc de condensateurs fixes a comme inconvénient de provoquer soit une sous-compensation soit une surcompensation [4, 5, 6]. D'autre part, cette méthode repose sur l'utilisation des interrupteurs mécaniques (réaction très lente), d'où le recours à l'insertion des dispositifs FACTS avec ces éoliennes.

Les dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), apparus en 1980, sont des dispositifs basés sur l'électronique de puissance dont leur rôle est de contrôler les transits de puissance, de supporter de manière dynamique la tension, d'amortir les oscillations de puissance et d'accroître la réserve de stabilité transitoire [7]. Dans ce contexte, l'objectif principal de ce travail est d'évaluer l'apport de ces dispositifs sur la stabilité transitoire d'un réseau électrique en présence des sources de production d'origine éolienne.

Le travail présenté dans ce mémoire comprend trois chapitres.

Le premier chapitre se concentre sur la structure et la stabilité de système de puissance. Les différentes méthodes d'évaluation de la stabilité sont brièvement présentées, puis une analyse de la stabilité transitoire du système de puissance ainsi que l'influence de différents facteurs sur ce type de stabilité sont abordés.

Le second chapitre présente une étude sur l'impact des éoliennes à vitesse fixe à base d'une génératrice asynchrone à cage directement couplée au réseau sur la stabilité transitoire.

Le troisième chapitre est consacré à une étude de l'apport des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire en présence de ce type d'éoliennes.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse du travail effectué ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives et notamment les travaux d'une nouvelle thèse.

Les travaux présentés dans ce mémoire, s'inscrivent dans le cadre des travaux de recherche dirigés par Monsieur Tarek BOUKTIR Professeur à l'Université de Sétif sur la réalisation d'un simulateur de réseau électrique signé avec la Société nationale de l'électricité et du gaz *SONELGAZ*, et l'évaluation des réseaux électriques de distribution vers des réseaux plus intelligents, désignés par le terme de *Smart Grids*.

Chapitre 1

Stabilité de système de puissance

1.1 Introduction

Le développement des systèmes de puissance ces dernières années crée des scénarios de fonctionnement de plus en plus complexes, notamment avec la libéralisation du marché de l'électricité qui pousse les compagnies de production de l'électricité à exploiter leurs systèmes avec des marges de stabilité réduites. Ces systèmes peuvent aussi être soumis aux diverses perturbations de nature faible ou importante : variations de charge, fluctuations liées à la production aléatoire des énergies renouvelables, les conditions climatiques, les défauts sur les lignes de transport, ...etc. Face à ces contraintes, l'étude de la stabilité des systèmes de puissance sera primordiale.

L'étude de la stabilité est considérée comme l'une des études les plus complexes de système de puissance, et particulièrement la stabilité transitoire en raison des caractéristiques complexes du système d'une part, d'autre part à l'objectif de ce type d'étude qui vise l'analyse de comportement du système électrique en présence de grandes perturbations (la non linéarité du système).

Dans le présent chapitre le problème de la stabilité transitoire d'un système de puissance sera traité ainsi que l'influence de différents facteurs sur ce type de stabilité.

1.2 Structure de système de puissance

Un réseau électrique ou dit système de puissance, se compose d'un ou plusieurs générateurs, lignes de transport, consommateurs et de tous les appareils liés au réseau.

Les points de génération sont des centrales qui produisent l'énergie électrique, utilisant de diverses sources d'énergie primaire, comme le pétrole, le gaz, le charbon, l'uranium, ou encore des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse...).

Actuellement, la production d'électricité provenait essentiellement de la transformation des ressources naturelles fossiles, ou de la filière nucléaire.

Selon [8] plus de 67.2% de la production mondiale d'électricité en 2009 est obtenue à partir des matières fossiles, et 13.5% de la filière nucléaire (Figure 1.1).

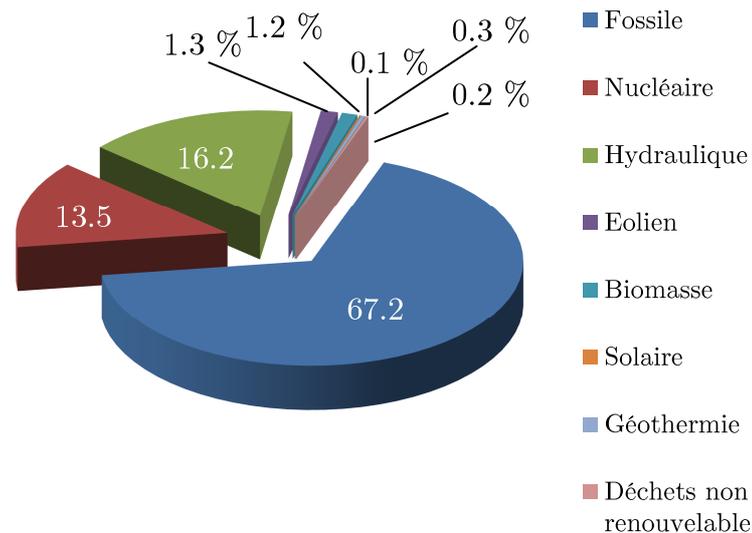


Figure 1.1 – Production d'électricité par source d'énergie dans le monde en 2009

Les centrales électriques sont généralement situées à de grandes distances des centres de consommation. Pour cela, des lignes de transport sont nécessaires pour acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs.

Les réseaux électriques sont généralement divisés en trois parties, le réseau de transport, le réseau de répartition et le réseau de distribution. Le réseau de transport est le réseau sur lequel sont raccordées les grandes centrales classiques (thermiques, hydroélectriques, nucléaires). Ce réseau est de structure maillée, cette structure assure la continuité du fonctionnement du système. La principale fonction de ce réseau est d'acheminer l'énergie électrique des grandes centrales de production jusqu'aux grands centres de consommation. Leurs tensions sont comprises entre 220 et plus de 800 kV (ex : 1000 kV en Chine).

La puissance électrique s'écoule ensuite dans le réseau de répartition (de 45 kV à 160 kV), dont le rôle est d'amener l'énergie électrique du réseau de transport aux importants consommateurs d'énergie (villes et importants clients industriels).

Enfin, on trouve le réseau de distribution qui permet d'acheminer l'énergie électrique du réseau de répartition aux consommateurs raccordés (clients résidentiels, petits clients industriels). Ce réseau a une structure radiale en milieu rural, bouclé dans des zones urbaines pour améliorer la continuité de service. Chaque pays possède des niveaux de tension différents, généralement ces tensions sont compris entre 230 V à 400 V pour la basse tension et 4 kV à 45 kV pour la moyenne tension.

1.3 Stabilité de système de puissance – Définition et Classification

Plusieurs définitions mathématiques de la stabilité de système dynamique étaient proposées, la plupart d'elles peuvent être appliquées aux systèmes de puissance, mais l'utilité d'une définition plus pratique amène le groupe de travail conjoint IEEE/CIGRE à proposer une définition qui peut être la plus récente de la stabilité de système de puissance [9]:

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

La stabilité de système de puissance est divisée en trois catégories à savoir la stabilité de l'angle de rotor ou stabilité angulaire, la stabilité de tension, et la stabilité de fréquence.

1.3.1 Stabilité angulaire

Le problème de la stabilité angulaire concerne le comportement des machines synchrones d'un système de puissance après une perturbation. Si les forces de restauration après la perturbation sont suffisantes pour conserver une marche au synchronisme des machines, le système est appelé à rester stable (rester en synchronisme) et dans le cas contraire, le système perd sa stabilité (perte de synchronisme). Les angles de rotor d'un système de puissance peuvent être évalués selon deux scénarios [10] :

- Soit, les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent à l'unisson. Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables. Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le système reste stable et demeure au synchronisme.
- Soit, un ou plusieurs angles de rotor s'accroissent plus rapidement que les autres. Alors, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps. Le système devient par conséquent instable et perd le synchronisme.

La stabilité angulaire est divisée généralement en deux catégories : stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire), et stabilité angulaire aux petites perturbations.

a. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoire)

La stabilité transitoire est la capacité d'un système de puissance de retrouver un état d'équilibre (maintenir le synchronisme) après avoir subi de grandes perturbations. Ces perturbations peuvent être d'origines diverses : des courts circuits sur des lignes de transport, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation.

Ce type de stabilité impose la modélisation des phénomènes dynamiques par un système d'équations non linéaires à cause des grandes perturbations qui ne permettent pas la linéarisation des équations autour d'un point de fonctionnement [11].

b. Stabilité angulaire aux petites perturbations

Elle représente la capacité d'un système de puissance de maintenir le synchronisme quand il est soumis à des petites perturbations (une petite variation de la charge ou de la génération, manœuvre d'équipement, ...etc).

Contrairement à la stabilité transitoire, nous pouvons utiliser des modèles linéaires 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 PSS (Power System Stabilizer) dont les dynamiques ne sont pas négligeables seront pris en compte dans ces modèles [11].

1.3.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension, par définition [9], se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques jeux de barres.

1.3.3 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produites et consommées. En cas de déficit de production, la chute de la fréquence peut être arrêtée par un délestage de charge (en sous-fréquence). Par contre, en cas de surplus de production, la hausse de la fréquence du système est arrêtée par une déconnexion rapide de certaines unités de productions de sorte que l'équilibre production – consommation soit rétabli [12, 13].

1.4 Analyse de la Stabilité transitoire

La stabilité transitoire est l'un des éléments importants dans la planification de la sécurité et le maintien du fonctionnement de système de puissance.

Les études de ce type de stabilité permettent de connaître l'évolution des grandeurs critiques d'un réseau électrique (angles internes, vitesses rotoriques, tensions, courants et puissances) avant, pendant et après la perturbation. Elles sont utiles pour nous assurer que le système revient à l'état stable après une grande perturbation. Souvent, de telles études sont menées quand on invente de nouveaux outils de génération et de transmission. Ces études nous aident aussi à déterminer le temps critique d'enclenchement des disjoncteurs. La stabilité transitoire dépend essentiellement [11] :

- Du type de perturbation ;
- De la durée de perturbation ;
- Du lieu de perturbation ;
- Du point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau...)
- Des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges ...).

1.4.1 Puissance transmise dans une ligne et angle de puissance

Afin de comprendre la notion de l'angle de rotor ou l'angle de puissance, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur connecté à un jeu de barres infini (Figure 1.2). Le diagramme de vecteur de phase de ce système est illustré dans la figure (1.3).

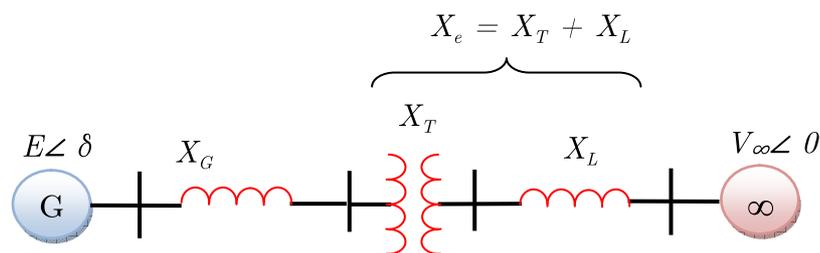


Figure 1.2 – Une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini

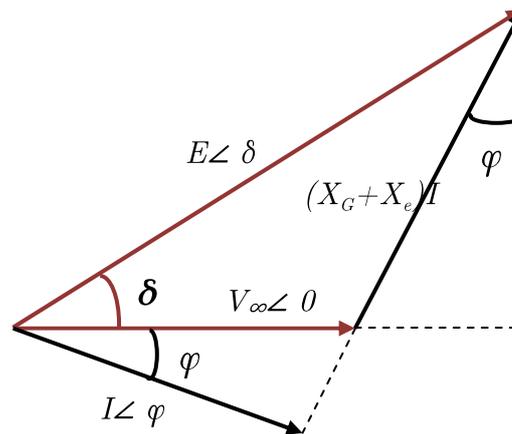


Figure 1.3 – Diagramme de vecteur de phase du système

Le diagramme de vecteur de phase nous permet d'écrire :

$$E \angle \delta = V_\infty \angle 0 + jXI \quad (1.1)$$

Avec : $X = X_G + X_e$

Nous en déduisons directement :

$$XI \cos(\varphi) = E \sin(\delta) \quad (1.2)$$

$$I \cos(\varphi) = \frac{E \sin(\delta)}{X} \quad (1.3)$$

$$P_e = V_\infty I \cos(\varphi) \quad (1.4)$$

$$P_e = \frac{EV_\infty}{X} \sin(\delta) \quad (1.5)$$

L'équation (1.5) représente la puissance transportée en fonction de l'angle de rotor δ ou dite l'angle de puissance, qui est l'angle entre la tension interne du générateur E et la tension de jeu de barres infini V_∞ .

Cette équation est la forme la plus simple de l'équation du flux de puissance et c'est la fondamentale pour comprendre tous les problèmes de la stabilité.

L'équation (1.5) peut être représentée graphiquement comme montre la Figure (1.4). Cette courbe (P - (δ)) est connue comme étant la courbe de l'angle de puissance.

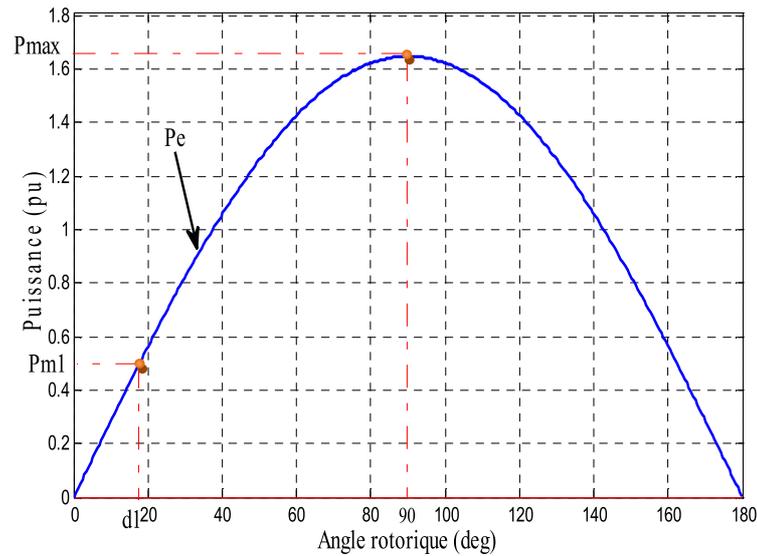


Figure 1.4 – Caractéristique puissance-angle rotorique

A l'état d'équilibre la puissance électrique P_{e1} correspondante à l'angle de puissance δ_1 est égale à la puissance mécanique fournie à la génératrice P_{m1} . L'augmentation graduelle de la puissance P_e reste possible jusqu'à une puissance maximale P_{max} , cette puissance maximale est atteinte lorsque $\delta = 90^\circ$.

Lors d'une perturbation, le rotor décélère ou accélère et un mouvement relatif commence. L'équation qui décrit ce mouvement est dite équation du mouvement (*swing equation*).

1.4.2 Equation du mouvement (*Swing Equation*) [14]

Considérant un générateur synchrone qui délivre un couple électromagnétique T_e et qui tourne à une vitesse de synchronisme ω_s . Si T_m est le couple mécanique d'entraînement, dans le cas de fonctionnement à l'état statique avec des pertes négligées, nous aurons :

$$T_m = T_e \quad (1.6)$$

Dans le cas d'une perturbation, il résulte une accélération ($T_m > T_e$) ou une décélération ($T_m < T_e$) du rotor, et nous avons :

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (1.7)$$

Où :

J : Moment d'inertie en [kg.m²] ;

T_a : Couple d'accélération en [N.m] ;

ϑ : Position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique ;

t : Temps en seconde ;

d/dt : Dérivée par rapport au temps ;

Il est convenable de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à une référence qui tourne avec une vitesse de synchronisme :

$$\vartheta = \omega_s t + \delta \quad (1.8)$$

Où :

ω_s : Vitesse de synchronisme de la machine en [rd/s] ;

δ : Position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique ;

L'accélération du rotor est donnée par :

$$\frac{d^2\vartheta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (1.9)$$

En substituant (1.9) dans (1.7) et en multipliant par ω_m , il résulte :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_m T_m - \omega_m T_e \quad (1.10)$$

Nous écrivons l'équation (1.10) en terme de puissance :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.11)$$

La quantité $J \omega_m$ soit nommée la constante de temps mécanique et noté par M . Lorsque l'équation (1.11) exprimée en terme de constante de temps mécanique devient :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.12)$$

Avec :

$$M = \frac{H}{\pi f} \quad (1.13)$$

H est la constante d'inertie en per unit (pu) :

$$H = \frac{\text{énergie cinétique emmagasinée en [MJ]}}{\text{puissance apparente de base du réseau en [MVA]}} \quad (1.14)$$

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

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.15)$$

1.4.3 Critère d'égalité des aires (*Equal Area Criterion*)

Pour mieux comprendre le phénomène de la stabilité transitoire nous utiliserons une méthode graphique simple appelée critère d'égalité des aires (*Equal Area Criterion*) pour expliquer ce phénomène. Cette méthode permet de résoudre l'équation non linéaire du mouvement (*Swing Equation*) graphiquement, elle s'appuie sur une interprétation graphique de l'énergie stockée dans la masse rotorique. Elle donne une compréhension claire pour déterminer le temps critique d'élimination de défaut (*Critical Clearing Time : CCT*) et la marge de stabilité.

Cependant, cette méthode est seulement appliquée à une machine connectée à un jeu de barres infini (*Single Machine Infinit Bus : SMIB*), ou à un système à deux machines. Pour expliquer l'évaluation de la stabilité transitoire par cette méthode, nous prenons un système de puissance constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini à travers une ligne de transport (Figure 1.2).

Rappelons tout d'abord que l'équation de mouvement est donnée par :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.16)$$

Nous avons donc :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad (1.17)$$

En multipliant par $2 \frac{d\delta}{dt}$, nous aurons :

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 2 \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (1.18)$$

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = 2 \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.19)$$

Où :

$$d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = 2 \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.20)$$

En intégrant :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = 2 \frac{\pi f}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.21)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{2 \frac{\pi f}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta} \quad (1.22)$$

L'équation (1.22) représente la vitesse de rotation du rotor par rapport à la vitesse de synchronisme. Pour que le système soit stable, cette vitesse doit être égale à zéro à un certain moment après la perturbation.

Nous avons donc comme critère de stabilité :

$$\int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (1.23)$$

Dans le cas où la machine opérant au point d'équilibre δ_0 , la puissance mécanique P_{m0} égale la puissance électrique P_{e0} (Figure 1.5).

Considérant une augmentation brusque de la puissance mécanique de P_{m0} à P_{m1} , cette croissance soudaine de la puissance mécanique entraîne une accélération du rotor, la puissance d'accélération du rotor est positive et l'angle de puissance δ augmente.

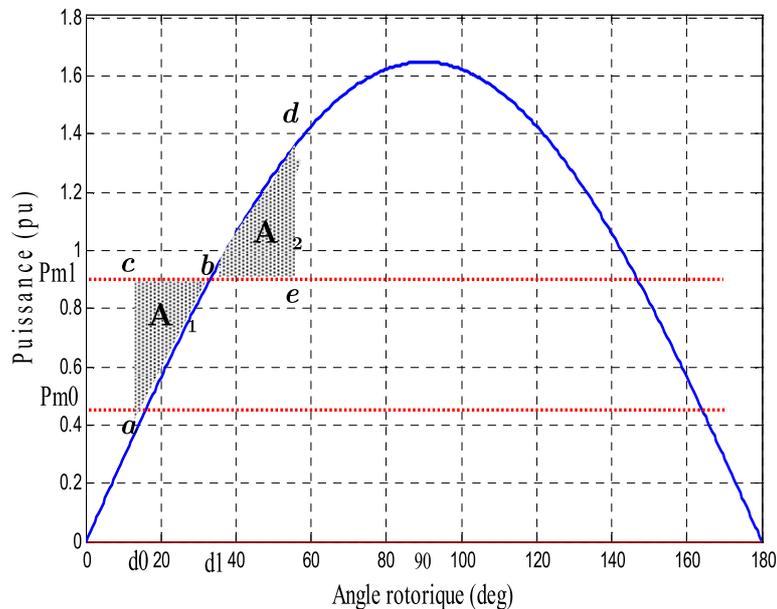


Figure 1.5 – Caractéristique puissance-angle rotorique

Avec l'augmentation de δ , la puissance électrique augmente jusqu'au point d , où le couple opposé développé est suffisant pour arrêter cette accélération. L'énergie stockée dans le rotor durant l'accélération est donnée par :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \text{Aire } abc = \text{Aire } A_1 \quad (1.24)$$

A l'arrêt de l'accélération du rotor (point d), une décélération du rotor commence avec une diminution de l'angle de puissance. L'énergie stockée dans le rotor durant cette période de décélération est :

$$\int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta = \text{Aire } bde = \text{Aire } A_2 \quad (1.25)$$

La stabilité est maintenue seulement si l'aire A_2 est au moins égale à A_1 . Dans cette condition le générateur ne perd pas le synchronisme, dans le cas contraire, l'angle rotorique s'évolue sans cesse et le générateur perd sa stabilité.

1.5 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire – Etat de l'art

L'évaluation de la stabilité transitoire a été débutée environ de l'année 1920 afin d'assurer un bon fonctionnement du réseau en cas de défauts. L'avènement des ordinateurs digitaux dans les années soixante a permis le développement de plusieurs méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire à savoir la *méthode d'intégration numérique* ou dite *méthode classique* [14, 15]. Cette approche procède par intégration numérique des équations différentielles modélisant la dynamique du réseau. Il existe une grande variété d'algorithmes d'intégration à savoir la méthode d'Euler, Euler modifiée et Rung-Kutta.

Cette méthode présente l'avantage de pouvoir considérer des modèles très complets de système de puissance et elle découle une grande précision. Le majeur inconvénient de cette méthode consiste dans l'application à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel [16].

Beaucoup d'efforts ont été faits pour trouver des méthodes qui tout en restant précises, soient plus rapides que *l'intégration numérique*, et applicables en temps réel. Les recherches sont orientées vers des *méthodes directes* qui permettent de fournir une estimation du domaine de stabilité sans avoir recours à *l'intégration numérique*. La première *méthode directe* appliquée à l'évaluation de la stabilité transitoire est la *méthode d'égalité des aires* [17]. Cette approche donne une compréhension claire pour déterminer le temps critique d'élimination de défaut (CCT) et la marge de stabilité. Cependant, elle est applicable seulement à un système qui contient une machine

connectée à un jeu de barres infini (Single Machine Infinit Bus : SMIB), ou à un système à deux machines.

Le phénomène de la stabilité transitoire est également évalué par d'autres *méthodes directes* basées sur le critère de stabilité de *Lyapunov* [18] et sur la construction de *Fonction d'Energie Transitoire (FET)* [19]. La *méthode de Lyapunov* permet de conclure directement l'état du système concernant la stabilité transitoire. Le calcul de CCT ne demande qu'une seule intégration. Cependant l'élaboration d'une fonction de *Lyapunov* imposant un modèle mathématique simplifié, ne permet pas de prendre en considération les régulateurs de vitesse et de tension [20]. En ce qui concerne les méthodes *FET*, le calcul de l'énergie transitoire critique est une des difficultés majeures qui rendent ces méthodes moins intéressantes [16]. Suite à ces difficultés une autre méthode d'évaluation de la stabilité transitoire est développée, c'est une *méthode hybride* basée sur une machine équivalente ou dite la méthode *SIME (Single Machine Equivalent)* [21]. Cette méthode est réellement une combinaison entre les *méthodes classiques* et les *méthodes directes*.

Une autre famille de méthodes est celle *d'apprentissage automatique*. La méthode de la *reconnaissance des formes* fait partie de ces méthodes. Cette méthode a été proposée pour l'évaluation de la stabilité transitoire presque en même temps que les approches directes par *Dy Liacco* [20]. L'objectif principal de la méthode est de réduire le temps de calcul tout en gardant une bonne précision, comparable à celle de l'intégration numérique. Cette méthode permet aussi d'utiliser un modèle du réseau aussi complet que l'on désire, de ce fait, elle constitue un outil d'étude de la stabilité transitoire en temps réel [20].

Durant les dernières années, plusieurs approches introduisant les *Réseaux de Neurones Artificiels (Artificial Neural Network : ANN)* et la *Logique Floue (Fuzzy Logic)* ou la combinaison entre les deux pour le traitement du problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques [22, 23, 24]. L'avantage de ces méthodes est l'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Elles ont donné des résultats assez prometteurs pour les réseaux de petites tailles. Cependant, il reste très difficile de généraliser l'application de ces approches pour une évaluation précise de la stabilité transitoire des grands réseaux d'énergie électrique [25, 26].

1.6 Modélisation des composants de système de puissance

1.6.1 Machine synchrone

La machine synchrone est connectée au réseau par un jeu de barres dit générateur. En régime transitoire, elle est représentée par son modèle simple qui comprend une tension interne derrière une réactance transitoire [15]. La figure (1.6) représente le schéma du générateur connecté au réseau.

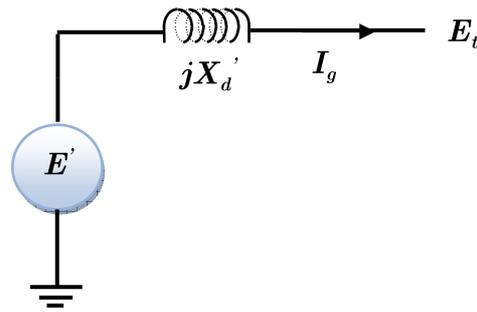


Figure 1.6 – Schéma équivalent d'une machine synchrone en régime transitoire

De la figure (1.6) on obtient :

$$E' = E_t + jX_d' I_g \quad (1.26)$$

Où :

I_g : Courant de la machine en pu ;

E_t : Tension terminale au jeu de barres générateur en pu ;

E' : Tension interne derrière la réactance transitoire jX_d' en pu.

Les hypothèses considérées pour établir le modèle de la machine synchrone sont basées sur la négligence d'influence [12, 27] :

- Des résistances rotoriques;
- De la saturation des circuits magnétiques (pour l'étude de la stabilité transitoire les résultats avec et sans saturation des circuits magnétiques sont les mêmes);
- De l'amortissement produit par les courants de Foucault dans le corps du rotor.

Le modèle du deuxième ordre de la machine synchrone est décrit par l'équation des puissances en forme d'état [23, 28]:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad (1.27)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - 2\pi f \quad (1.28)$$

Où :

ω_r : Vitesse angulaire du rotor en [pu]

1.6.2 Lignes de transport

La figure (1.9) représente le modèle en Π d'une ligne de transport. Il se caractérise par trois paramètres principaux [15] :

- Une résistance série R ;
- Une réactance constituée d'une inductance série L ;
- Une capacité shunt C .

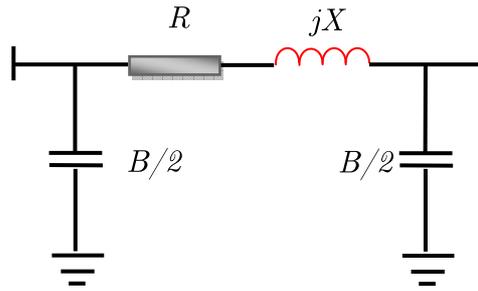


Figure 1.7 – Modèle en Π de la ligne de transport

1.6.3 Charges

Les caractéristiques des charges ont une influence importante sur la stabilité et la dynamique du système. En raison de la complexité et la variation continue des charges et de la difficulté d'obtenir des données précises sur leurs caractéristiques, une modélisation précise des charges est très difficile. Ainsi, des simplifications sont indispensables selon le but de l'étude demandée. Pour les études de stabilité dans lesquelles la gamme de temps considérée est de l'ordre de 10 secondes après la perturbation, les modèles de charges les plus utilisés sont généralement des modèles statiques [12].

Le modèle statique d'une charge est représenté par une admittance Y définie par [15] :

$$Y_i = \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} \right) \quad (1.29)$$

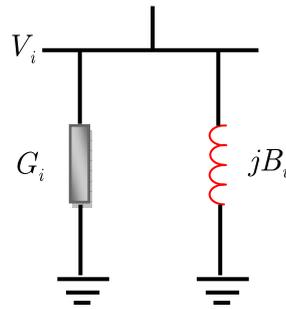


Figure 1.8 – Schéma équivalent d'une charge

1.6.4 Mise en équation du réseau électrique [14, 28]

Le réseau peut être modélisé par des équations linéaires reliant les courants et les tensions des jeux de barres du réseau à travers la matrice admittance du réseau Y_{bus} suivant l'équation :

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (1.30)$$

Dans le réseau, les générateurs sont connectés à des jeux de barres dits actifs ou générateurs. Les autres jeux de barres sont des jeux de barres passifs auxquels des charges linéaires passives sont connectées. Pour trouver la relation entre les courants injectés par les générateurs et les tensions aux jeux de barres générateurs la taille du réseau peut être réduite en éliminant les nœuds passifs. Les charges sont considérées comme des admittances constantes et elles peuvent être incluses dans la matrice admittance du réseau comme dans l'équation :

$$Y_{bus} = Y_{bus} + Y_L \quad (1.31)$$

La taille du réseau électrique peut être réduite en éliminant les jeux de barres passifs ou sans générateurs par la méthode de *Kron*, voir l'annexe 1. Il s'agit donc de trouver la relation suivante :

$$I_g = Y_{red} E_t \quad (1.32)$$

Où :

I_g : Courants injectés par les générateurs ;

E_t : Tensions aux jeux de barres générateurs ;

Y_{red} : Matrice admittance réduite y compris les charges passives.

L'équation du mouvement (1.27) est une relation entre la vitesse angulaire de la machine et la puissance électrique. Si m est le nombre de machines, la puissance électrique produite par la $i^{\text{ème}}$ machine sera donnée par l'équation suivante :

$$P_{ei} = R(E_i^* I_i) = \sum_{j=1}^m E_i' Y_{ij} = \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\vartheta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (1.33)$$

1.7 Analyse de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique

La méthode d'intégration numérique est basée sur la résolution des équations différentielles non linéaires décrivant le phénomène de la stabilité transitoire. Plusieurs techniques numériques sont utilisées pour résoudre ces systèmes à savoir la méthode d'Euler, Euler modifiée et de Runge-Kutta.

La méthode d'intégration numérique est toujours considérée comme la méthode de référence en comparaison avec les autres méthodes au niveau de la précision [16]. L'évaluation de la stabilité transitoire avec cette méthode comporte trois phases : L'étude du système avant défaut (écoulement de puissance), la phase pendant le défaut et la phase après élimination du défaut.

Les avantages des méthodes d'intégration numérique, s'expriment par [10, 11] :

- Permettent d'inclure, dans le modèle mathématique, les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation, les moyens et les systèmes de contrôle avancés (AVR, PSS, ...) ;
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau (les tensions, les angles, la fréquence, ainsi que les puissances) ;
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de jeux de barres.

1.8 Application numérique

Le système de puissance choisi dans notre étude est le réseau IEEE-30 jeux de barres, dont la configuration est illustrée sur la figure (1.9). Ce réseau représente une partie du réseau électrique américain (Mid-West, Etats-Unis en décembre 1961). Il contient 6 générateurs synchrones (aux jeux de barres 1, 2, 5, 8, 11, 13) alimentant 24 charges, les paramètres de ce réseau sont décrits dans l'annexe 2.

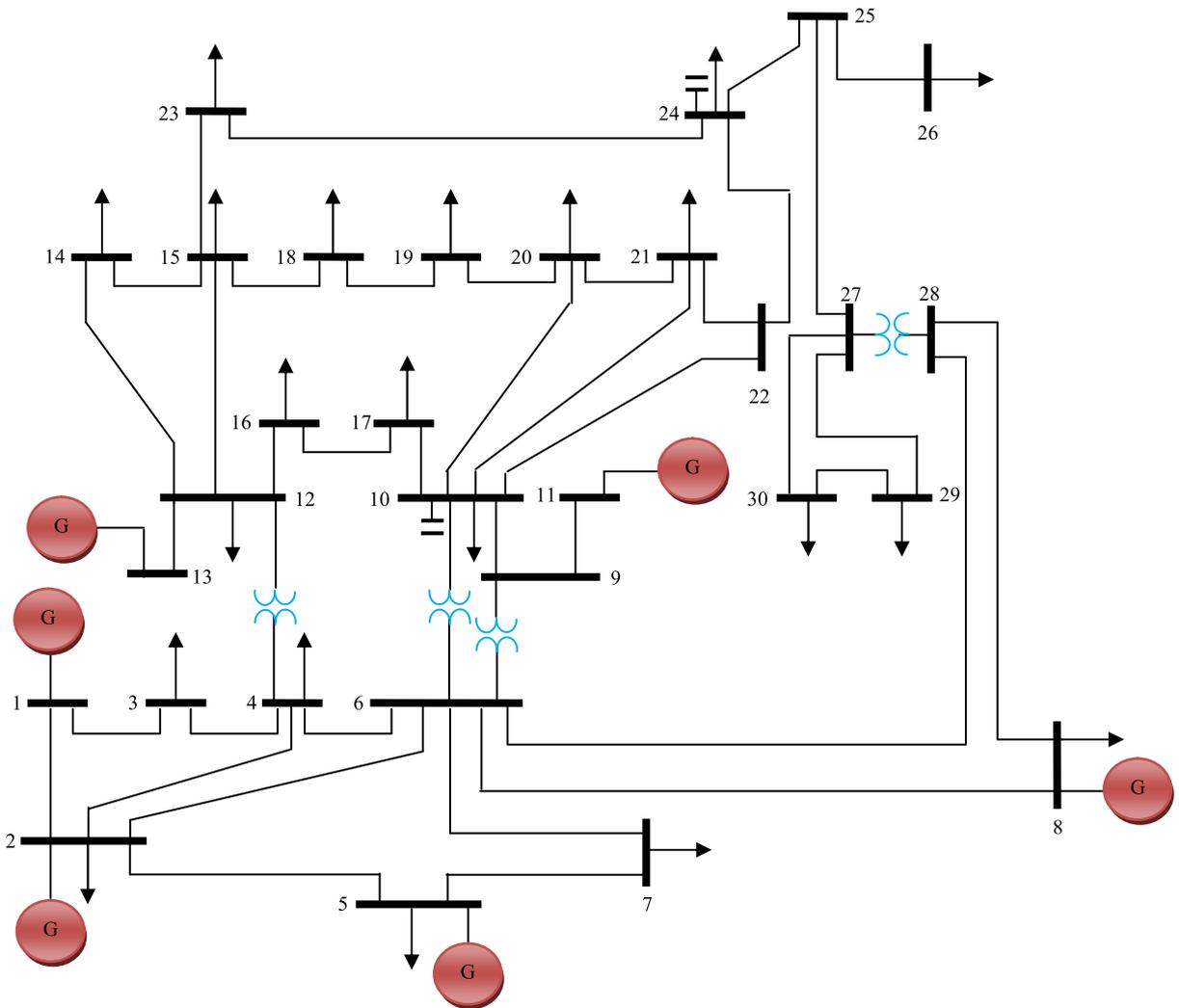


Figure 1.9 – Représentation simplifiée du réseau IEEE- 30 jeux de barres

Tout d'abord un calcul de la répartition des puissances (*load flow*) a été réalisé par un programme développé sur l'environnement Matlab, basé sur la méthode de *Newton-Raphson*, afin d'obtenir le régime permanent de fonctionnement des machines, ainsi que la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal (*optimal load flow*), qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau électrique, pour exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible. Chaque générateur i va produire sa propre puissance P_{gi} selon une fonction de coût donnée par la fonction quadratique (1.34) en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités données par les équations (1.35) et (1.36) [29]:

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (1.34)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = \sum_{j=1}^{nd} P_{dj} + P_L \quad (1.35)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}; i=1, \dots, ng \quad (1.36)$$

Où :

F : Fonction du coût totale ; a_i , b_i et c_i sont des coefficients de coût ;

ng : Nombre total de jeux de barres générateurs ;

nd : Nombre total de jeux de barres consommateurs ;

P_d : Puissance active demandée ;

P_L : Pertes totales dans le réseau ;

P_{gi}^{max} , P_{gi}^{min} : Puissance active maximale et minimale du i^{eme} générateur.

Pour calculer la répartition de puissances optimale, les travaux dans ces dernières années sont orientés vers des méthodes métaheuristiques à savoir les algorithmes génétiques, les algorithmes de colonies de fourmis, les algorithmes à évolution différentielle ..., et cela est dû à la facilité de leurs mécanismes et donc leurs mise en application d'une part, et à la qualité élevée des solutions obtenues par ces méthodes d'autre part. Dans notre étude on va utiliser la méthode d'évolution différentielle (*ED*) pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal. Cette méthode est développée par Rainer Storn et Kenneth Price en 1995 [30]. L'idée principale de cette technique d'optimisation consiste à utilisation de la différence entre deux vecteurs choisis aléatoirement pour générer un nouveau vecteur de solutions. Pour chaque solution dans la population originale une solution désirée est générée en effectuant la procédure de croisement. Les anciennes solutions (parent) et les nouvelles solutions sont comparées et les meilleures solutions sont apparaîtront dans la prochaine génération. Donc, comme toutes les autres techniques évolutionnaires l'algorithme de l'*ED* va effectuer les opérations suivantes :

a. Génération de la population initiale

La première étape dans le processus d'optimisation par la méthode d'*ED* consiste à créer un vecteur de population initiale de N_p individus (solutions). La population initiale a pour but de donner naissance à des générations successives. Le vecteur de population initiale est sélectionné aléatoirement comme suit [31] :

$$x_{j,i}^G = x_{jmin} + rand[0,1] \times (x_{jmax} - x_{jmin}) \quad (1.37)$$

$$i = 1, 2, \dots, N_p; j = 1, 2, \dots, D_f.$$

Où : N_p : Nombre d'individus (taille de population);

D_f : Nombre de paramètres de la fonction objective ;

$rand$: nombres aléatoires distribués uniformément sur l'ensemble $[0,1]$.

b. Mutation

L'opération de mutation est considérée comme la première étape vers la génération de nouvelles solutions. Un vecteur de mutation $V_i^{(G+1)}$ est généré en utilisant la formule suivante [31]:

$$V_i^{(G+1)} = x_a^G + F \times (x_b^G - x_c^G) \quad (1.38)$$

Où : x_a , x_b et x_c sont des vecteurs sélectionnés aléatoirement avec $a \neq b \neq c \neq i$. F est la constante d'échelle utilisée pour ajuster la taille de perturbation dans l'opérateur de mutation et elle est déterminée par l'utilisateur, et sa valeur typique est dans l'intervalle $[0.4, 1]$ [31].

c. Croisement

Dans cette étape, nous appliquons le croisement sur la population du vecteur résultant de mutation et la population du vecteur parent (population initiale), et un nouveau vecteur dit vecteur désiré est généré. L'opération de croisement est effectuée selon le critère suivant [34]:

$$u_{j,i}^{G+1} = \begin{cases} V_{j,i}^{G+1} & \text{si } (rand_j [0,1]) \leq CR \\ x_{j,i}^G & \text{si } (rand_j [0,1]) > CR \end{cases} \quad (1.39)$$

Où : CR est le facteur de croisement qui a une valeur constante entre 0 et 1 déterminé aussi par l'utilisateur. Si $rand_j [0,1]$ est inférieur ou égale à CR la nouvelle solution est une combinaison des trois vecteurs choisis aléatoirement (x_a , x_b et x_c), autrement, cette nouvelle solution n'est que l'ancienne solution (parents), comme montre la figure (1.10).

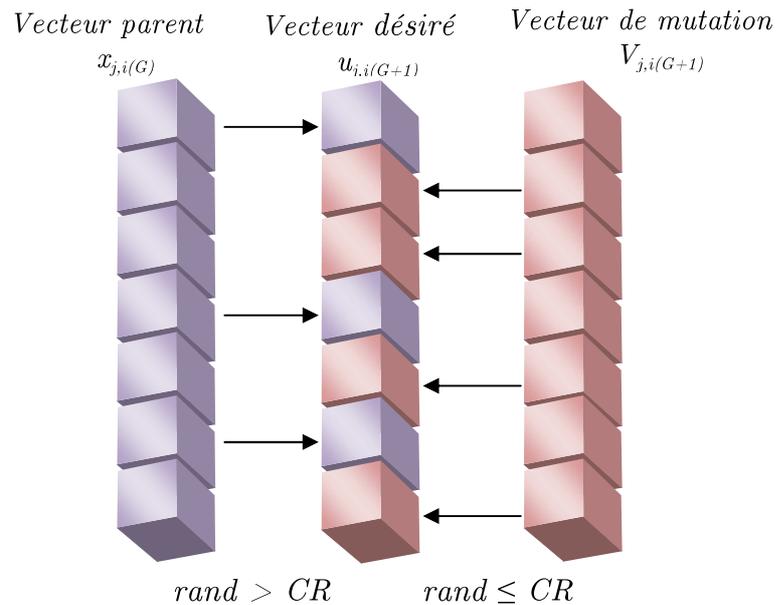


Figure 1.10 – Exemple de croisement ($D = 7$)

d. Sélection

Pour déterminer les individus devant participer à la prochaine génération, un opérateur sélection doit être appliqué. La sélection dans l'*ED* est effectuée par une comparaison entre la fonction de coût du vecteur de la population initiale (vecteur parent) et la fonction de coût du vecteur désiré et celui qui donne les meilleurs résultats doit participer à la prochaine génération. La nouvelle population doit alors remplacer la population actuelle et une nouvelle boucle sera lancée.

Notre objectif est de réduire au minimum la fonction objective de la répartition optimale des puissances actives définie par l'équation (1.34) en prenant en considération la contrainte d'égalité (1.35) et la contrainte d'inégalité (1.36). Les coefficients de coût et les limites de la production des générateurs du réseau IEEE-30 jeux de barres sont représentés dans l'annexe 2.

Les résultats de l'écoulement de puissance optimal obtenus par la méthode d'évolution différentielle sont représentés dans le tableau 1.1.

Tableau 1.1 - Résultats de l'écoulement de puissance optimal

Générateur N°	Puissance active générée (MW)
1	176.8141
2	48.8318
3	21.4853
4	21.6837
5	12.1033
6	12.0000
Pertes (MW)	9.51813
Coût total de production (\$/h)	802.333

Le système est soumis ensuite à un court-circuit triphasé symétrique. Bien que ce type de défaut soit rare mais il est le plus défavorable pour la stabilité des réseaux électriques (courants de défauts les plus sévères), et nous allons le considérer dans notre étude, car, si dans ce cas, le système conserve sa stabilité, il sera stable dans tous les autres cas.

Lorsque les protections détectent une apparition de courants élevés sur une ligne (ou une diminution de l'impédance vue des extrémités de la ligne), elles "envoient" aux disjoncteurs concernés un ordre d'ouverture afin d'isoler la ligne en question et éviter la propagation du phénomène sur le réseau. La disparition du court-circuit doit se faire rapidement. Ensuite, les dispositifs de réenclenchement automatique de la ligne sont responsables de remettre la ligne en service [32]. Le réseau va donc passer par trois étapes successives qui sont caractérisées par la modification de sa topologie : avant défaut (Y_{avant}), pendant défaut ($Y_{pendant}$), et après défaut ($Y_{après}$).

1.8.1 Influence de différents paramètres sur la stabilité transitoire

L'analyse de l'effet de différents paramètres sur la stabilité transitoire est représentée ici. Ces paramètres incluent la durée de défaut, la localisation de défaut, l'amortissement du générateur, les régimes de fonctionnement du système (l'augmentation de la charge) et la résistance d'armature du générateur.

1.8.1.1 Influence de la durée de défaut

Nous considérons un court-circuit triphasé symétrique sur le jeu de barre 1 à l'instant $t = 1$ s, le défaut est éliminé après 200 ms, par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne 1-3.

Les figures (1.11) et (1.12) représentent le comportement transitoire des grandeurs dynamiques du système. Ces figures montrent bien que le système conserve sa stabilité suite au défaut.

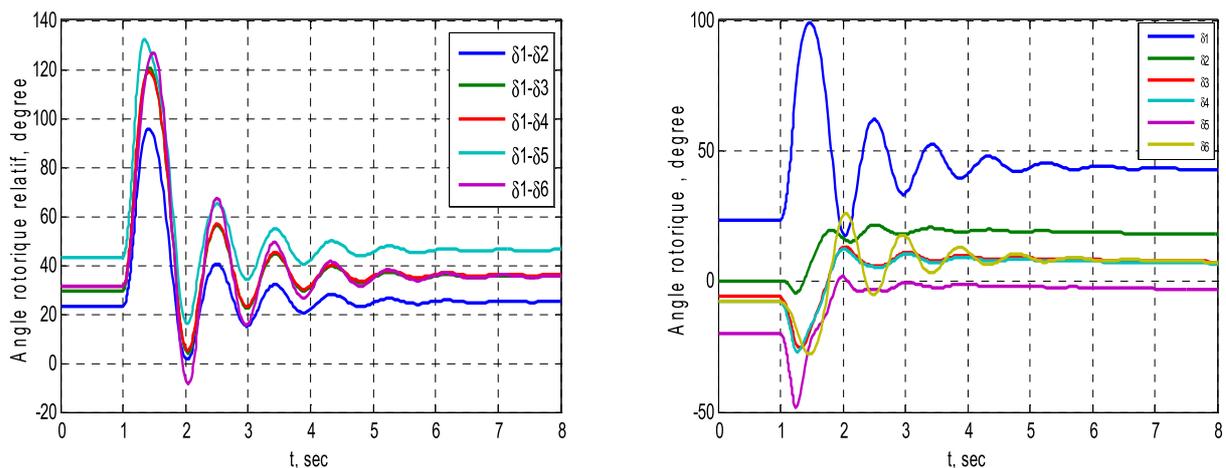
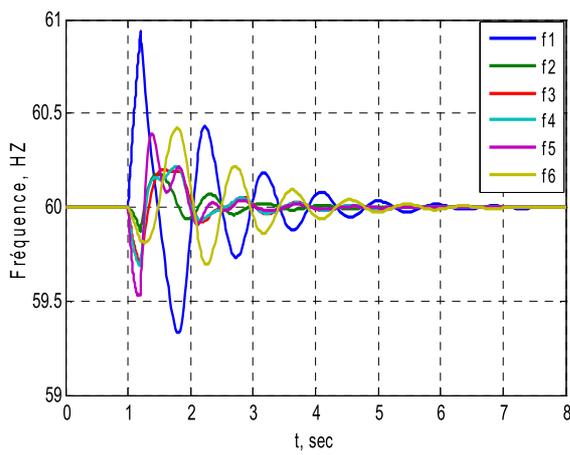
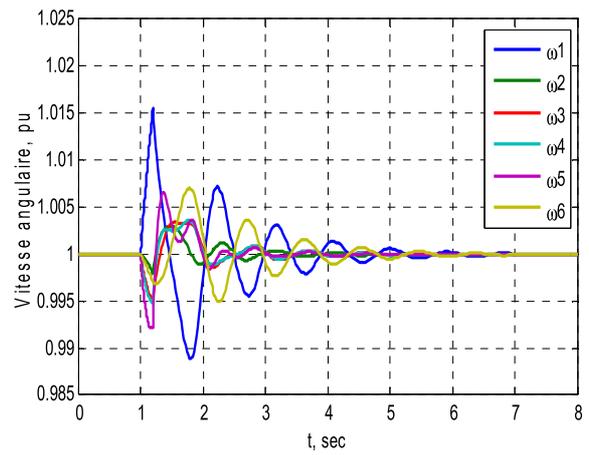


Figure 1.11 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 200ms)



a



b

Figure 1.12 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 200ms)

a : variation de fréquence, *b* : variation de vitesse

Nous avons augmenté la durée du court-circuit de 200 ms à 300 ms, est comme indiqué sur les figures (1.13) et (1.14) le système perd sa stabilité.

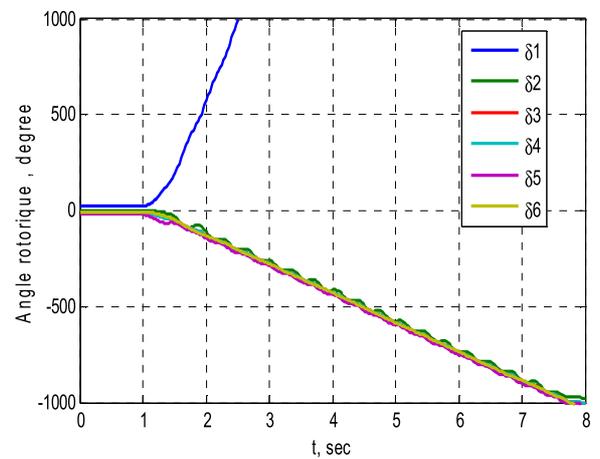
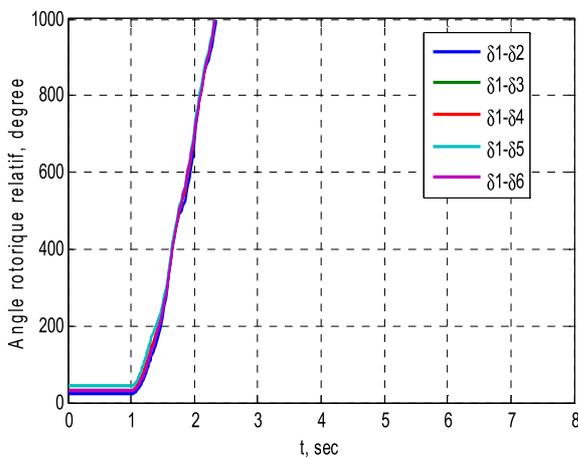


Figure 1.13 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 300ms)

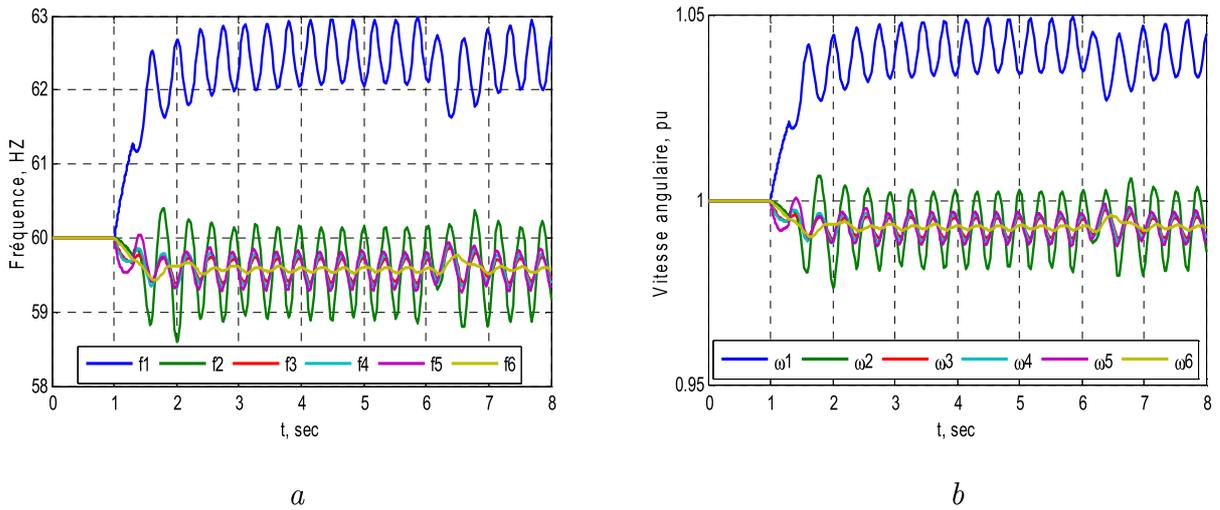


Figure 1.14 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 300ms)

a : variation de fréquence, *b* : variation de vitesse

Pour déterminer le temps critique d'élimination de défaut (*Critical Clearing Time* : *CCT*), on fait varier le temps d'élimination de défaut (*Fault Clearing Time* : *FCT*) jusqu'à l'instant où le système devient instable. Le *CCT* est la dernière valeur de *FCT* pour laquelle le système est stable. Dans notre cas le *CCT* est égale à 218 ms.

1.8.1.2 Influence de la localisation de défaut

Nous examinons dans ce paragraphe l'influence de la localisation de défaut sur le *CCT*. Un défaut triphasé est situé à deux endroits différents, l'un proche de la centrale (au jeu de barres 1), et comme nous l'avons vu dans le paragraphe précédent le *CCT* suite à un défaut au jeu de barres 1 avec l'ouverture de ligne 1-3 est égale à 218 ms. Un autre défaut au jeu de barres 8, avec l'ouverture de la ligne 8-28 est considéré. Il est clair d'après les figures (1.15) et (1.16) que, suite à ce défaut, le système reste stable après 1000 ms (une seconde).

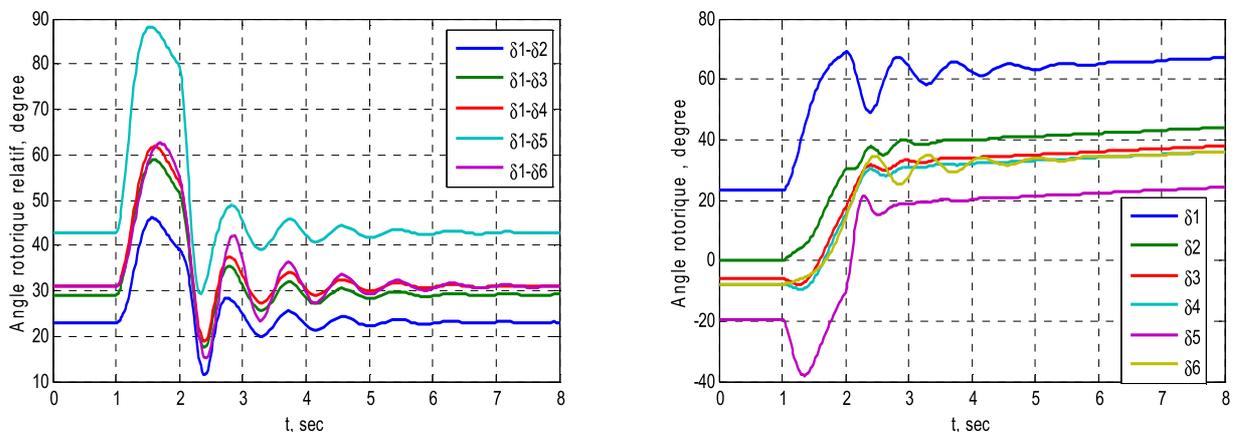


Figure 1.15 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 1 s)

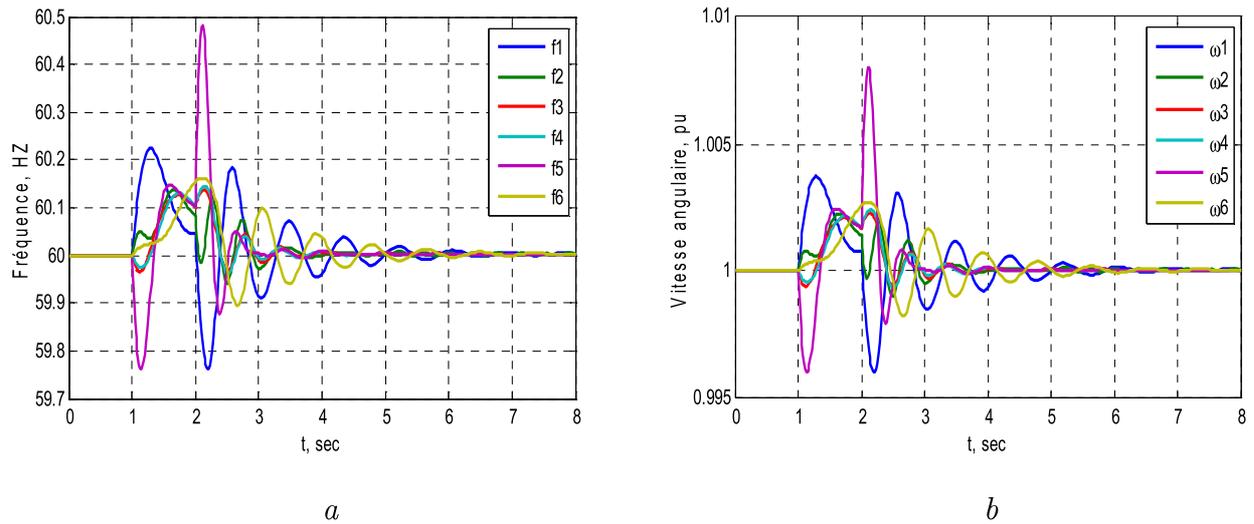


Figure 1.16 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 1 s)

a : variation de fréquence, *b* : variation de vitesse

Le tableau 1.2 représente les CCT obtenus pour des défauts triphasés symétriques sur des différentes lignes. D'après ce tableau, les défauts près des générateurs doivent être éliminés plus rapidement. Par exemple le CCT pour un défaut au jeu de barres 1 (1-3) (défaut près du générateur 1) est égale à 218 ms, mais pour un défaut près du jeu de barres 6 (4-6) (loin des générateurs) le CCT est égale à 616 ms.

Tableau 1.2 – Valeurs de CCT pour des défauts sur différentes lignes

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	CCT (ms)
1	1 - 2	165
1	1 - 3	218
2	1 - 2	234
2	2 - 4	298
2	2 - 5	304
2	2 - 6	298
4	2 - 4	502
4	4 - 6	511
6	2 - 6	604
6	4 - 6	616

1.8.1.3 Influence de l'amortissement du générateur

Si les enroulements amortisseurs sont ignorés, le couple d'amortissement produit par ces enroulements amortisseurs est donc également négligeable. Pour tenir compte de la composante du couple négligée, on introduit dans l'équation du mouvement un terme de compensation D (nommé aussi coefficient d'amortissement) en pu . Ce coefficient empêche l'accroissement des oscillations [12], comme montre la figure (1.17). L'équation du mouvement (1.27) peut être donc réécrite comme suit :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e - P_D) \quad (1.40)$$

Avec :

$$P_D = D \frac{d\delta}{dt} \quad (1.41)$$

Où : D et P_D sont respectivement le coefficient et la puissance d'amortissement.

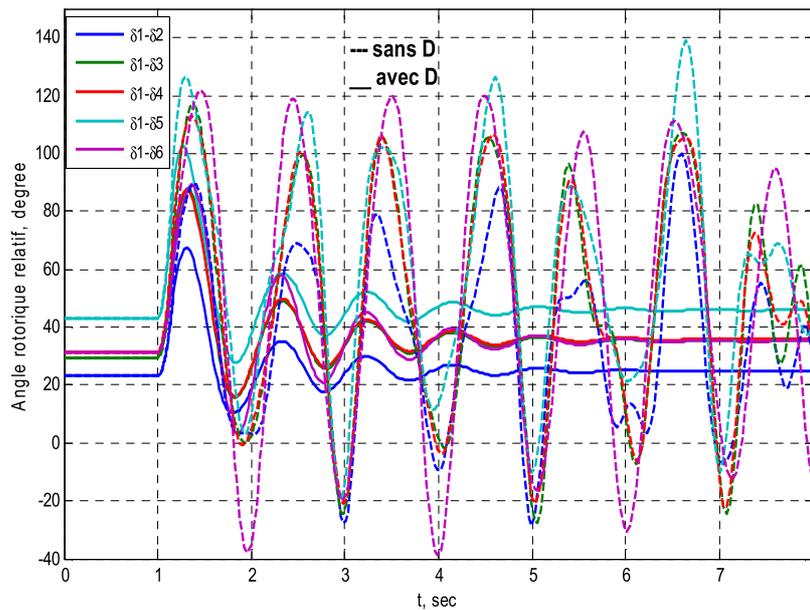


Figure 1.17 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 150 ms)

La figure (1.18) représente l'évaluation des angles rotoriques relatifs des générateurs avec et sans effet d'amortissement suite à un défaut au jeu de barres 1, avec l'ouverture de la ligne 1-3 après 218 ms le système reste stable en tenant compte de l'effet d'amortissement. Cependant sans effet d'amortissement le système perd sa stabilité. Le tableau 1.3 et la figure (1.19) représentent le temps critique d'élimination de défaut pour différents emplacements de défaut sans et avec coefficient d'amortissement.

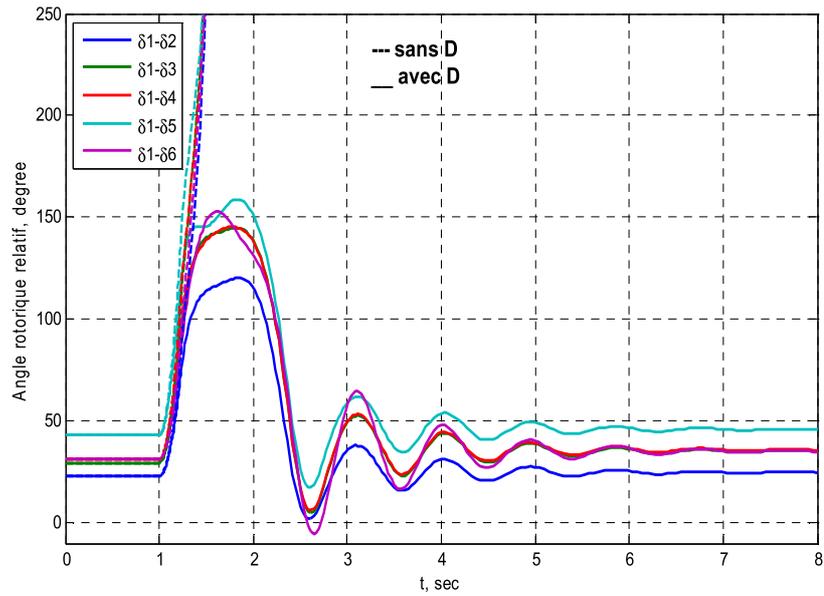


Figure 1.18 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 218 ms)

Tableau 1.3 – CCT sans et avec coefficient d’amortissement

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	CCT sans D (ms)	CCT avec D (ms)
1	1 - 2	104	165
1	1 - 3	165	218
2	1 - 2	154	234
2	2 - 4	218	298
2	2 - 5	220	304
2	2 - 6	222	298
4	2 - 4	362	502
4	4 - 6	377	511
6	2 - 6	362	604
6	4 - 6	358	616

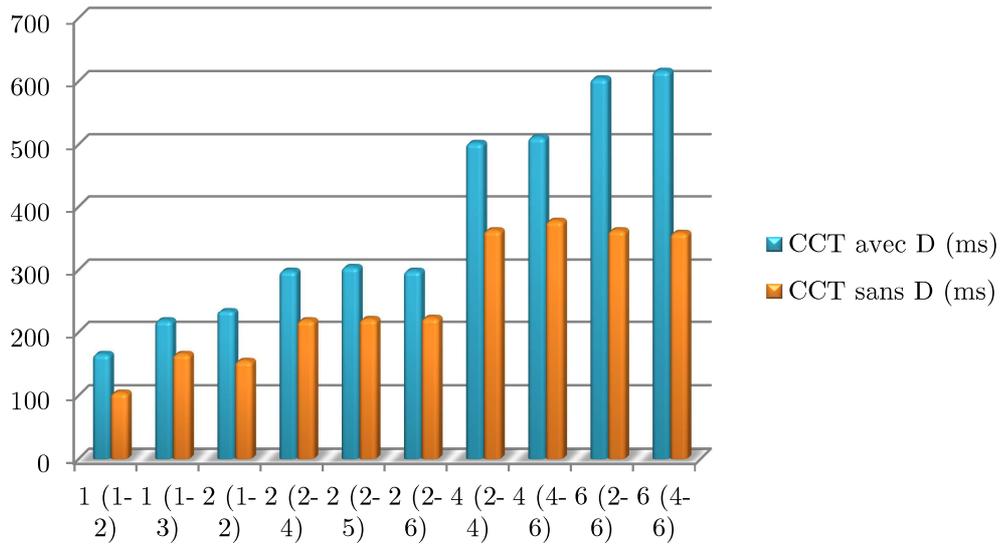


Figure 1.19 – CCT sans et avec coefficient d’amortissement

1.8.1.4 Influence de différents régimes de fonctionnement

Le principal objectif de ce paragraphe est de connaître l’impact de l’augmentation de la charge sur le temps critique d’élimination de défaut. Pour cette raison, les puissances actives de tous les jeux de barres charges sont augmentées de 10%, 20%, 30%, et 40%. L’exemple réel de ce phénomène est l’augmentation de la demande aux heures de pointe.

Les figures (1.20) et (1.21) représentent respectivement les puissances générées par les générateurs du système suivant l’augmentation de la charge (de 0% à 40%), et les amplitudes des tensions dans chaque jeu de barres pour ces différents points de fonctionnement.

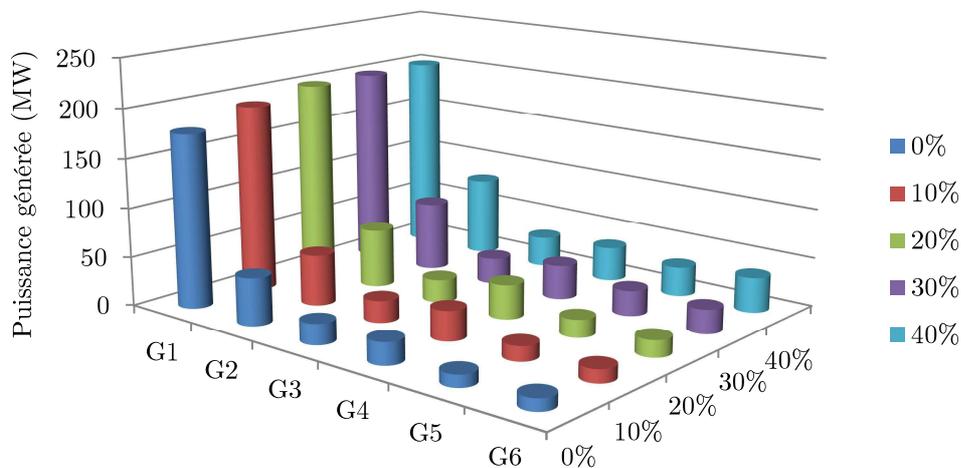


Figure 1.20 – Puissances générées pour différents points de fonctionnement

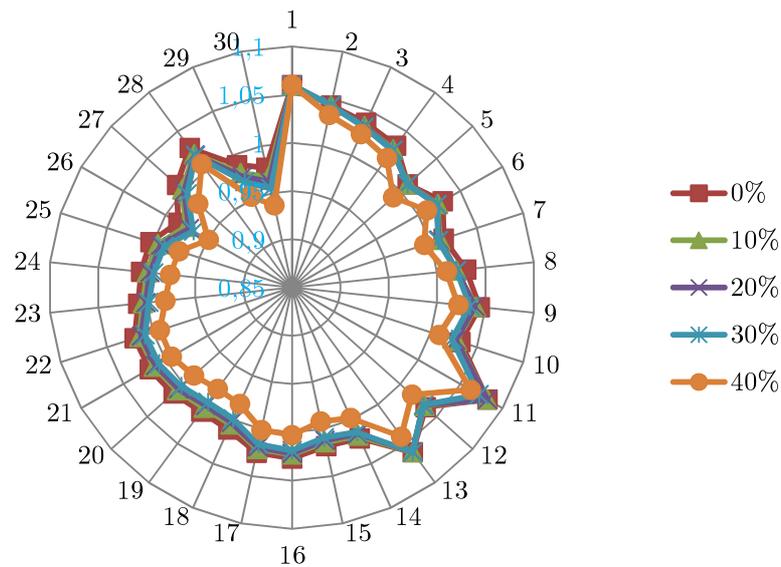


Figure 1.21 – Amplitudes des tensions pour différents points de fonctionnement

Le tableau 1.4 et la figure (1.22) représentent l'évaluation de temps critique d'élimination de défaut suivant l'augmentation de la charge pour un défaut symétrique sur le jeu de barres 1 avec l'ouverture des disjoncteurs de la ligne 1-2. Les résultats obtenus montrent que l'augmentation de la charge va diminuer la marge de la stabilité transitoire.

Tableau 1.4 – CCT pour différents régimes de fonctionnement

Augmentation de la charge (%)	0	10	20	30	40
Augmentation de la charge (MW)	283.4	311.74	340.08	368.24	396.76
CCT (ms)	165	132	108	105	101

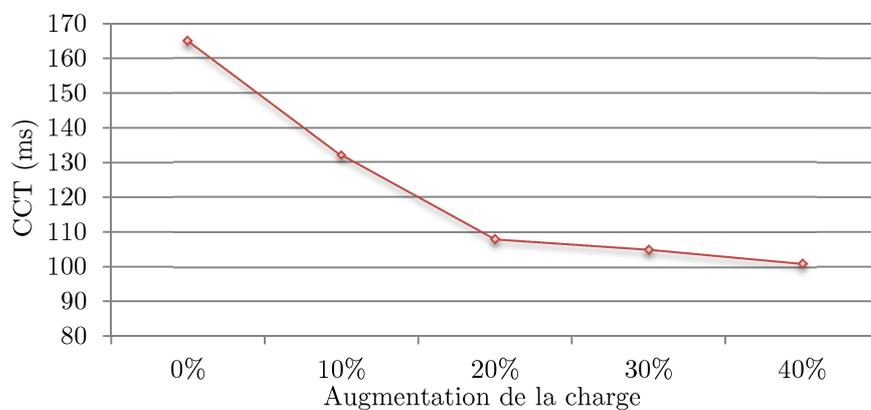


Figure 1.22 – CCT pour différents régimes de fonctionnement

1.8.1.5 Influence des résistances statoriques des générateurs

La modélisation de la machine synchrone est un facteur important qui a une influence sur les résultats de l'analyse de la stabilité transitoire de système de puissance [36]. Dans cet ordre, l'influence de la résistance d'armature du générateur sur les limites de la stabilité transitoire est présentée dans ce paragraphe. Si on inclut la résistance d'armature, l'équation de mouvement (1.27) devient [34]:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - E_i^2 G_{ii} - \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\vartheta_{ij} + \delta_j - \delta_i)) - D \frac{d\delta_i}{dt} \quad (1.42)$$

$i : 1, 2, \dots, n$ (n : nombre de générateurs) ;

Où : G_{ii} représente les valeurs réels des éléments diagonaux de l'admittance Y ;

Pour le même défaut sur le jeu de barres 1 (1-2), et pour un FCT = 167 ms, deux scénarios ont été analysés. Dans le premier scénario, on tient compte de la résistance d'armature (Ra) et dans le deuxième, on la néglige. Les variations des angles rotorique des machines sont présentées sur la figure (1.23), est ce en tenant compte ou non de la résistance d'armature. Le système est stable avec la résistance d'armature, et instable sans elle.

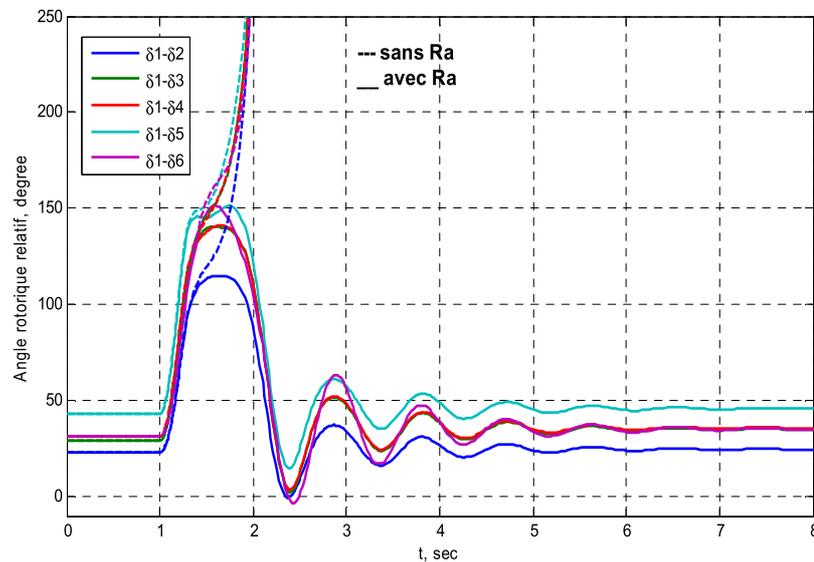
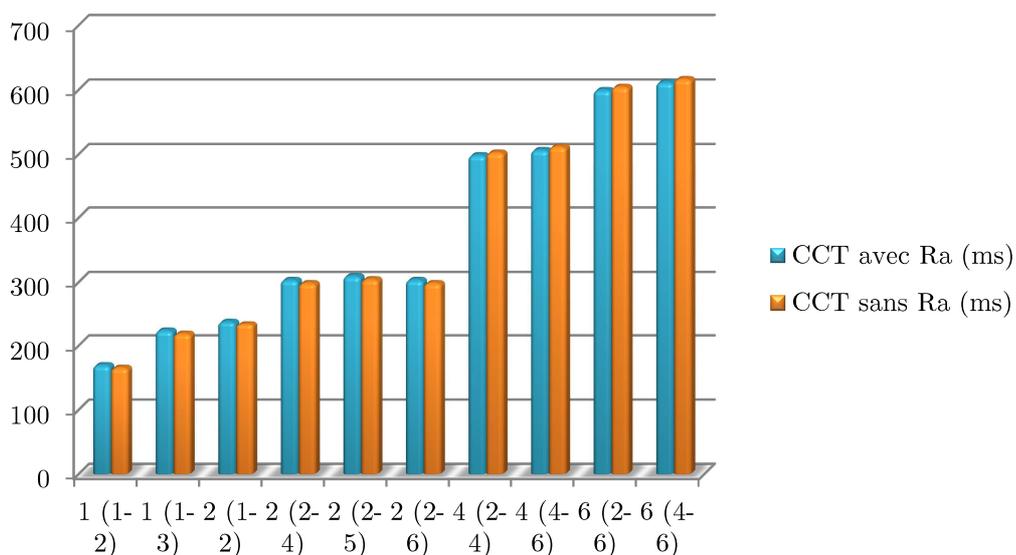


Figure 1.23 – Evolution des angles rotorique relatifs (FCT = 167ms)

D'autres simulations ont été réalisées afin de comparer précisément les CCT avec et sans résistances d'armature des générateurs. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 1.5 et la figure (1.24).

Tableau 1.5 – Valeurs de CCT sans et avec résistance d'armature

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	CCT sans R_a (ms)	CCT avec R_a (ms)	Δ CCT (ms)
1	1 - 2	165	169	4
1	1 - 3	218	223	5
2	1 - 2	234	238	4
2	2 - 4	298	303	5
2	2 - 5	304	309	5
2	2 - 6	298	303	5
4	2 - 4	502	498	4
4	4 - 6	511	506	5
6	2 - 6	604	599	5
6	4 - 6	616	611	5

**Figure 1.24** – CCT sans et avec résistance d'armature

D'après ces résultats, il est clair que la résistance d'armature a un effet sur la précision de l'analyse de la stabilité transitoire. Dans certains cas, Δ CCT atteint des valeurs allant jusqu'à 5 ms.

1.9 Conclusion

Dans ce premier chapitre, le problème de la stabilité transitoire d'un système multi-machine a été traité. Nous avons présenté dans un premier temps les différents types de la stabilité de système de puissance, ainsi que les différentes méthodes d'évaluation de

la stabilité transitoire. Ensuite une analyse de l'influence des différents facteurs sur la stabilité transitoire a été abordée. Selon les résultats obtenus, on peut conclure que :

- Lors d'un défaut symétrique sur le réseau, l'élimination rapide de ce dernier garde la stabilité transitoire du système de puissance.
- Les défauts près des générateurs doivent être éliminés plus rapidement que les défauts loin des générateurs.
- Pour une analyse précise de la stabilité transitoire, les coefficients d'amortissement des générateurs et les résistances statoriques doivent être pris en compte dans le modèle de la machine synchrone.

Dans le chapitre suivant, nous allons appliquer cette méthode d'évaluation de la stabilité pour étudier l'impact de l'intégration des éoliennes sur la stabilité transitoire du réseau électrique.

Chapitre 2

Impact des éoliennes sur la stabilité de système de puissance

2.1 Introduction

Suite à la libéralisation du marché de l'énergie électrique, et pour répondre aux préoccupations environnementales afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (*Protocole de Kyoto*), la production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables sera de plus en plus importante. L'énergie éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses actuellement avec un taux de croissance mondial élevé. Cette source d'énergie présente le gros avantage de s'appuyer sur une source d'énergie non épuisable et non polluante.

Plusieurs technologies des éoliennes sont disponibles à l'heure actuelle. Chaque technologie représente des avantages et des inconvénients. L'éolienne à vitesse fixe basée sur une génératrice asynchrone à cage est l'une de ces technologies. Ce type d'éoliennes représente l'avantage d'être basé sur une machine robuste, plus simple à fabriquer, présente un taux de défaillance très peu élevé et n'est pas relié à un convertisseur, ce qui simplifie sa structure et rend son coût moins élevé comparativement aux autres types d'éoliennes.

Le présent chapitre s'intéresse aux impacts de ces éoliennes et leurs pénétrations sur la stabilité transitoire des réseaux électriques.

2.2 Nouvelles contraintes sur le réseau électrique

L'organisation traditionnelle du secteur électrique est actuellement bousculée par l'apparition croissante de productions décentralisées. Deux raisons peuvent être évoquées pour expliquer ce phénomène. D'une part, la libéralisation du marché de l'électricité a attiré la convoitise de nouveaux producteurs. Ces producteurs ne pouvant pas investir dans des centrales conventionnelles (investissement trop lourd), se sont dirigés vers des productions moins coûteuses (cogénération, biomasse, éolien ...). D'autre part, le changement climatique dû à l'émission de gaz à effet de serre a entraîné une volonté

politique visant à encourager le recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité [1].

2.2.1 Productions décentralisées - Définition

Du fait de la conception verticale des réseaux électriques, la production connectée au réseau de distribution est considérée comme décentralisée et souvent désignée sous les termes de «*Production Décentralisée*», «*Génération D'énergie Dispersée*», «*Production Distribuée*», et «*Génération Dispersée*».

Un moyen simple de définir la *production dispersée ou la génération décentralisée*, est l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés au réseau de distribution ou c'est l'ensemble de sources éparses d'une source centrale. La production décentralisée, se caractérise par sa petite taille. Son exploitation n'est pas planifiée de manière centralisée, ni coordonnée et n'apporte généralement pas de services système [21, 35].

La production décentralisée a un effet direct sur le fonctionnement du réseau électrique, notamment que ce type de production est raccordé aux réseaux de distribution. Ces réseaux qui n'ont pas été conçus pour accueillir cette production, ce qui engendre des problèmes.

2.2.2 Différents types de production décentralisée

2.2.2.1 Énergies non renouvelables [36]

Plus de 80% de la production centralisée d'électricité dans le monde utilise des sources d'énergie non renouvelables. Dans le cas de la production décentralisée, les données sont absentes mais il est certain que cette proportion est beaucoup plus faible du fait de la prépondérance de l'éolien. Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits ici.

Le thermique : Le principe est le même que celui utilisé dans les centrales thermiques de grande puissance.

L'hydrogène : Le gaz dihydrogène, vecteur énergétique produit par électrolyse de l'eau ou par réaction chimique, peut être utilisé pour générer de l'électricité dans des piles à combustible par réaction avec le dioxygène.

2.2.2.2 Énergies renouvelables

Ce type de production comprend beaucoup de ressources comme l'énergie solaire l'hydraulique, l'éolienne, la biomasse, la géothermie, et bien d'autres.

L'énergie éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses actuellement avec un taux de croissance mondial très élevé, malgré son coût d'investissement qui est relativement important, surtout pour les éoliennes *offshore* [36].

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée à plusieurs avantages [37] : avant tout, elle respecte l'environnement, elle ne produit pas directement de CO₂, l'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme le nucléaire. Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace. Pour cette raison ce type de production fait l'objectif de notre étude.

2.3 Énergie éolienne

2.3.1 Historique des éoliennes

La captation d'énergie utile à partir du vent est une technologie ancienne et très courante. L'histoire nous apprend que les moulins à vent existaient déjà dès la plus haute Antiquité, en Perse, en Irak, en Egypte et en Chine. *Hammourabi*, roi de Babylone, avait conçu, paraît-il, dix-sept siècles avant Jésus Christ le projet d'irriguer la riche plaine de Mésopotamie à l'aide de l'énergie éolienne. C'est seulement au Moyen Âge que les moulins à vent font leur apparition en Italie, en France puis en Espagne et au Portugal. On les rencontre un peu plus tard, en Grande Bretagne, en Hollande et en Allemagne. En 1891 le Danois *Poul La Cour* construit pour la première fois un aérogénérateur ou une turbine à vent générant de l'électricité.

L'énergie en provenance du vent a pu être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes). Dans les années 60, fonctionnaient dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde, mais ce n'est qu'à la suite des alertes climatiques et de la ratification de la convention de Kyoto en 1997 que de vrais axes de recherche autour des éoliennes ont émergé. Ces dernières années la technologie des aérogénérateurs a connu une évolution fulgurante qui a permis à l'énergie éolienne de devenir une alternative aux sources traditionnelles [38, 39].

Des milliers d'éoliennes fonctionnent à l'heure actuelle dans diverses régions du monde, avec une capacité totale atteignant 240 000 MW en 2011, après 196 630 MW en 2010, 159 766 MW en 2009, 120 903 MW en 2008 [40]. Les figures (2.1) et (2.2) représentent respectivement l'évolution de la puissance éolienne installée dans le monde, et la capacité totale installée par pays fin 2010. La Chine est devenue le premier pays producteur d'énergie éolienne avec 23.23% de la capacité totale installée devant les États-Unis et l'Allemagne.

Les perspectives sont tout aussi spectaculaires. Selon *World Wind Energy Association* (WWEA) [40], en 2015, une capacité totale de 600 000 MW est possible. Fin 2020, au moins 1500 000 MW peuvent être attendus.

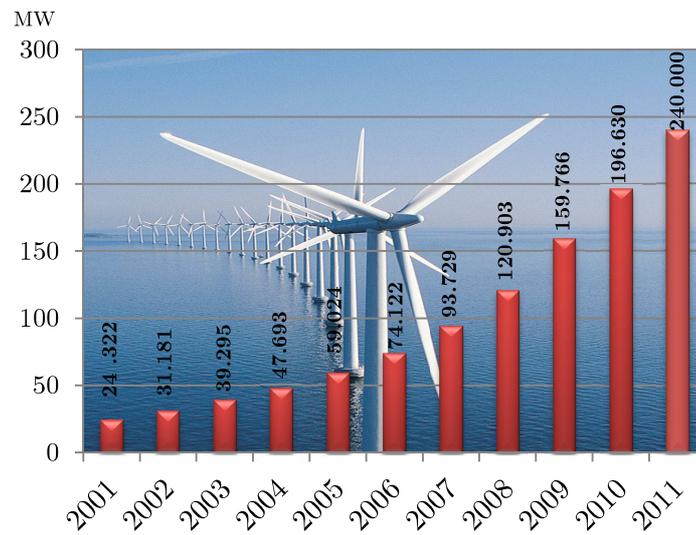


Figure 2.1- Capacité mondiale installée en (MW)

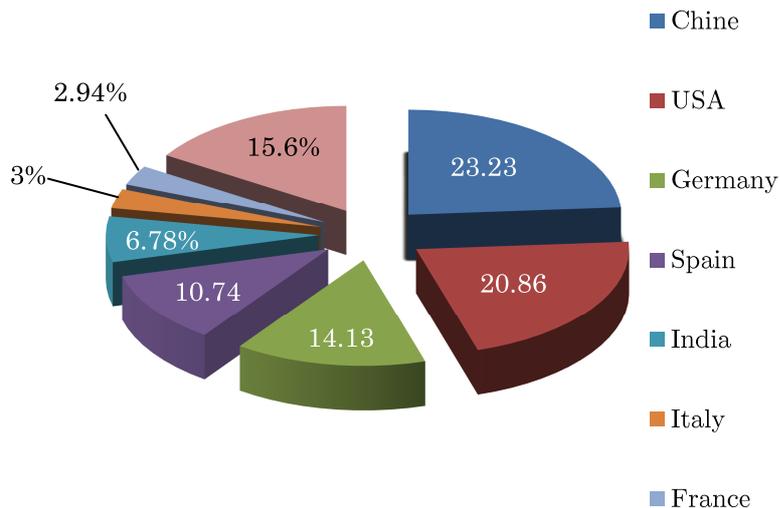


Figure 2.2 - Capacité totale installée par pays à fin 2010

2.3.2 Constitution des éoliennes

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie électrique transmise au consommateur, est composé essentiellement des parties suivantes [41] :

La tour (Mât) au sommet de laquelle se trouve la nacelle. Étant donné que la vitesse du vent augmente lorsque l'on s'éloigne du sol, une tour peut mesurer plus de 50 mètres de haut.

La nacelle regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers actionneurs de commande. Un dispositif oriente automatiquement la nacelle face au vent (*Yaw control*) grâce à une mesure de la direction du vent effectuée par une girouette située à l'arrière de la nacelle.

La turbine éolienne est munie de pales fixes ou orientables et tourne à une vitesse nominale de 25 à 40 tr/mn.

Un multiplicateur adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique (qui est généralement entraîné à environ 1500 tr/mn). Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.

La génératrice (ou l'alternateur) est généralement asynchrone.

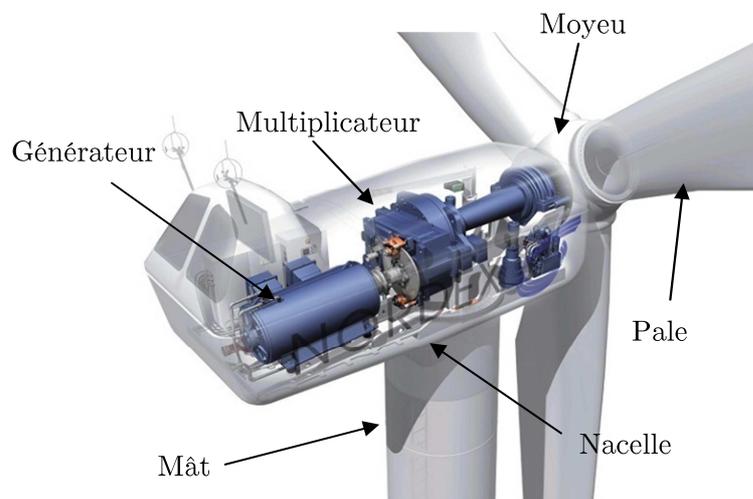


Figure 2.3 - Constitution d'une éolienne (NORDEX)

2.3.3 Classification des éoliennes

De façon générale, les turbines éoliennes sont classées selon la direction de leurs axes, la vitesse de rotation, ou leurs puissances nominales.

Selon la direction de leurs axes, on distingue deux grands types d'éoliennes, à savoir les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

Aujourd'hui, pratiquement toutes les éoliennes sont à axe horizontal car, même si les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au début des années 90, leur faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations élevées de la puissance électrique produite les ont écartées du marché [42].

Selon la vitesse de rotation, on classe les éoliennes en deux catégories : éoliennes à vitesse fixe et éoliennes à vitesse variable.

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories comme montre le Tableau 2.1.

Tableau 2.1- Classification des turbines éoliennes [1]

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
petite	moins de 12 m	moins de 40 kW
moyenne	12 m à 45 m	de 40 kW à 999 kW
grande	46 m et plus	1MW et plus

Etant noté que le modèle E-126 du constructeur allemand *Enercon* est l'éolienne la plus grande et la plus puissante au monde d'une hauteur de 135m, l'installation dispose d'un rotor de 127m de diamètre et peut atteindre les 7.5 MW [43].



Figure 2.4 - L'éolienne E-126 d'Enercon

2.4 Chaîne de conversion de l'énergie éolienne

Les turbines éoliennes produisent de l'énergie en convertissant l'énergie du vent soufflant sur l'organe capteur (pale) en énergie mécanique, cette énergie mécanique transmise à l'arbre de la génératrice afin de produire l'électricité. La figure (2.5) représente le principe de la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique.

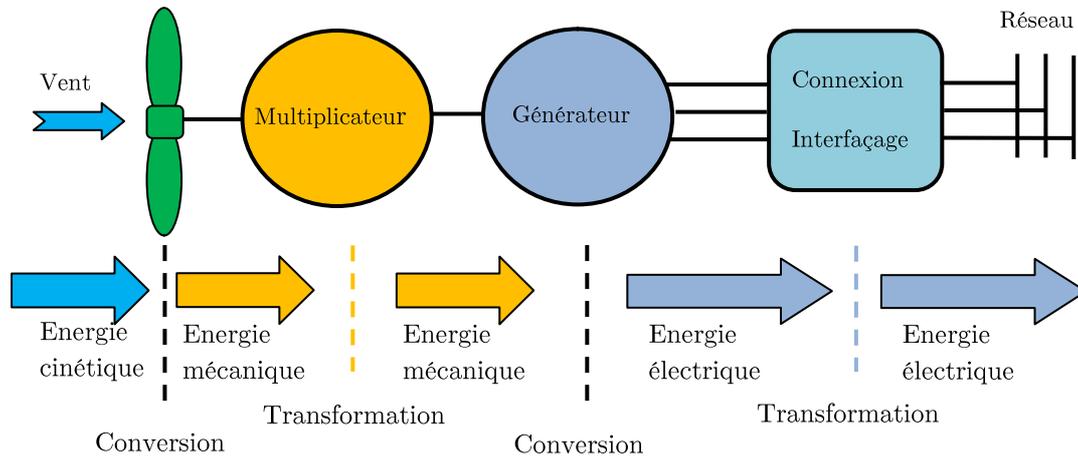


Figure 2.5 - Principe de conversion d'énergie éolienne en énergie électrique

2.4.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

2.4.2.1 Théorie de *Betz* [42, 44]

L'aérogénérateur est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La théorie de *Betz* (1920) permet d'expliquer simplement le processus d'extraction de l'énergie cinétique contenue dans le vent, elle aboutit à l'expression de la puissance de l'éolienne P_t :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (2.1)$$

Où :

V_v : Vitesse de vent amont [m/s] ;

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne ;

ρ : Densité volumique de l'air [kg/m] ;

S : Section balayée par les pâles [m^2] ;

Selon la loi de *Betz*, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de *Betz* :

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P = 0.593P_t \quad (2.2)$$

Sous cette forme, la formule de *Betz* montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59.3% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini par :

$$C_{pmax} = \frac{P_{max}}{P_t} = 0.593 \quad (2.3)$$

Le *coefficient de puissance* de l'éolienne C_p dépend de la vitesse du vent en amont V_v , du nombre de pales, de leur rayon, de leur angle de calage β et de leur vitesse de rotation. En pratique, on atteint des valeurs de 0.45 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles.

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée noté λ et appelée *vitesse spécifique* ou *normalisée* qui caractérise les performances aérodynamiques d'une éolienne et qui est égale au rapport entre la vitesse périphérique des pales U et la vitesse du vent V_v :

$$\lambda = \frac{U}{V_v} = \frac{\Omega \cdot R}{V_v} \quad (2.4)$$

Où :

Ω : Vitesse angulaire de rotation de la turbine.

R : Rayon de la turbine.

2.4.2.2 Régulation de la puissance au niveau de la turbine

Lorsque le vent entraîne les pales de la turbine, celles-ci font tourner un arbre lent, un multiplicateur, et un arbre rapide et finalement la génératrice. Pour limiter la puissance extraite de la turbine à la valeur de la puissance nominale de la génératrice et pour protéger l'éolienne, il est nécessaire de prévoir un système de régulation de la vitesse de la turbine. Parmi les systèmes de régulation les plus couramment utilisés :

a. Le système d'orientation des pales ou « *pitch* »

Nous avons vu précédemment que la vitesse de la turbine augmente proportionnellement avec la vitesse de vent. Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur

nominale par modification de l'orientation des pales par rapport à l'axe de vent. Ce type de contrôle est appelé *pitch control* ou contrôle par variation de l'angle de calage.

b. Le système de décrochage aérodynamique ou « *stall* »

A partir d'une certaine vitesse de vent, la turbulence provoquée par le profil des pâles entraîne un décrochage aérodynamique et par la suite une décroissance du couple capté par les pâles. A noter que le point de décrochage dépend aussi de l'angle de calage. Le profil des pales peut être légèrement modifié pour provoquer ce décrochage. Ce genre de contrôle de la puissance captée est appelé *stall control* ou régulation par décrochage aérodynamique. Les éoliennes utilisant ce mode de régulation possèdent en général un mécanisme de freinage en bout de pales [42].

c. Le système de décrochage actif ou « *stall actif* »

Le système *stall actif* est la combinaison des deux systèmes *pitch* et *stall*.

2.4.3 Conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique

Cette transformation est assurée par un générateur électrique de type synchrone ou asynchrone.

2.5 Problématique de l'intégration des éoliennes au réseau

Les fermes éoliennes sont des sources de production décentralisées, leur pénétration dans le réseau électrique pose certains problèmes. En fait, il est difficile de gérer la prévision de ces sources qui sont très aléatoires par la nature de la vitesse du vent qui est très fluctuante en un temps très court. Cela pose des problèmes qui résident dans l'absence du réglage fréquence-puissance et l'absence du réglage de la tension pour certaines technologies, qui implique la sensibilité aux creux de tension, ce qui engendre une mauvaise qualité de l'énergie transmise au réseau [21, 41]. Les principaux impacts de l'insertion des éoliennes au réseau sont :

- Des impacts sur le fonctionnement des protections dus à la modification des transits de puissance ;
- Des impacts sur le niveau de tension ;
- Des impacts sur la fréquence ;
- Comportement sur creux de tension

2.5.2 Impacts sur le fonctionnement des protections

Le réseau électrique achemine l'électricité des centrales de productions généralement situées sur le réseau de transport vers les consommateurs via le réseau de distribution. Dans ce cas, le transit de puissance est unidirectionnel. L'insertion des éoliennes sur le réseau de distribution peut induire une inversion de sens du flux de puissance, il devient

donc bidirectionnel, et c'est ce qui a une influence sur les organes de protection, et de réglage de tension comme les transformateurs réglables en charge.

2.5.3 Impacts sur le plan de tension

La puissance active injectée par les éoliennes joue un rôle important dans la modification de la tension. La tension en certains jeux de barres dans le réseau peut dépasser le seuil supérieur de tension si les éoliennes fonctionnent en pleine puissance en heures creuses, et le seuil inférieur de tensions si les éoliennes sont en panne en heures de pointe. Ainsi, lors de la mise en service d'une éolienne basée sur une génératrice asynchrone, la puissance réactive, nécessaire à la magnétisation de la génératrice consommée provoque une chute de tension au point de connexion [41, 45].

2.5.4 Impacts sur la fréquence

Dans le cas de l'utilisation d'éoliennes à vitesse fixe, l'oscillation de la vitesse de rotation de la génératrice, provoquée lors d'une brusque diminution ou d'une rafale de vent, induit des variations significatives de la fréquence. Pour l'éolienne à vitesse variable reliée au réseau par des convertisseurs de puissance, ces normes sont facilement respectées par l'existence d'un bus continu intermédiaire [41].

2.5.5 Comportement sur creux de tension

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence.

Lors du black-out italien du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions décentralisées se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz. Trois ans plus tard lors de l'incident du 4 novembre 2006 touchant l'ensemble du réseau Européen de l'UCTE, environ 4000 MW d'éolien dans la zone Ouest et environ 6000 MW dans la zone Est se sont également déconnectés lors de la forte variation de fréquence [46].

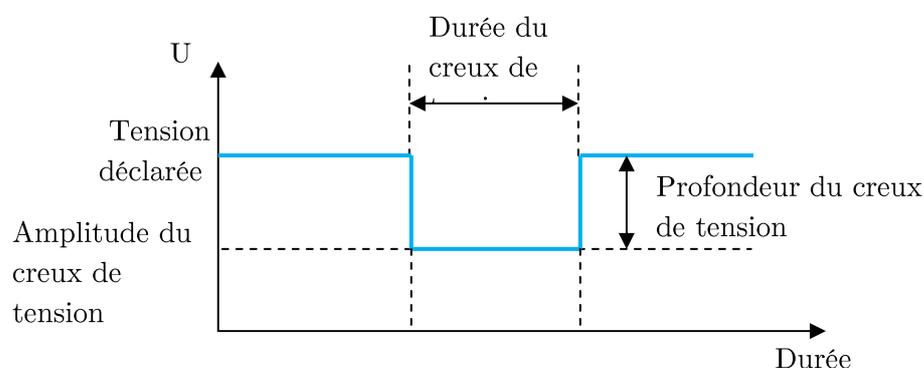


Figure 2.7 - Caractérisation du creux de tension

2.6 Technologies des éoliennes

2.6.2.1 Éolienne à vitesse fixe basée sur une machine asynchrone à cage

Ce type d'éoliennes repose sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage connectée directement au réseau (Figure 2.8). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales [41], et généralement une batterie de condensateurs est reliée à ce type d'éoliennes pour la compensation de la puissance réactive.

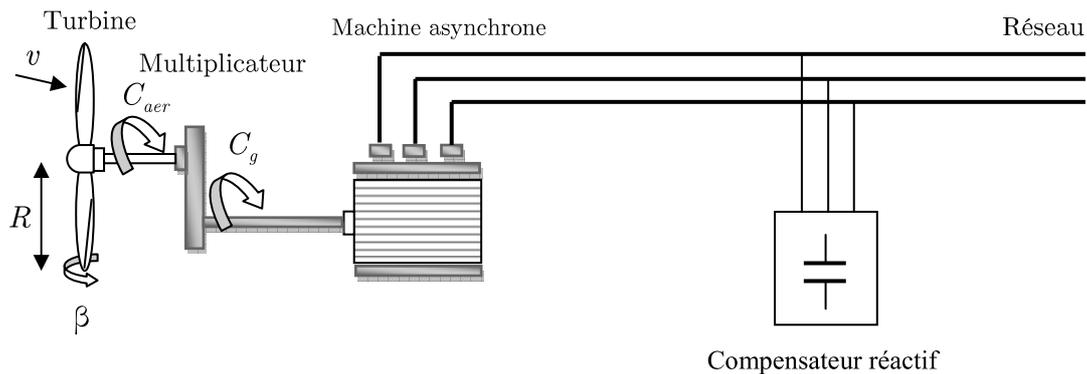


Figure 2.8 - Éolienne à vitesse fixe basée sur une génératrice asynchrone à cage

2.6.2.2 Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones 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.

L'inconvénient de cette structure représentée à la figure (2.9) est qu'elle nécessite, pour sa connexion au réseau, des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice [1].

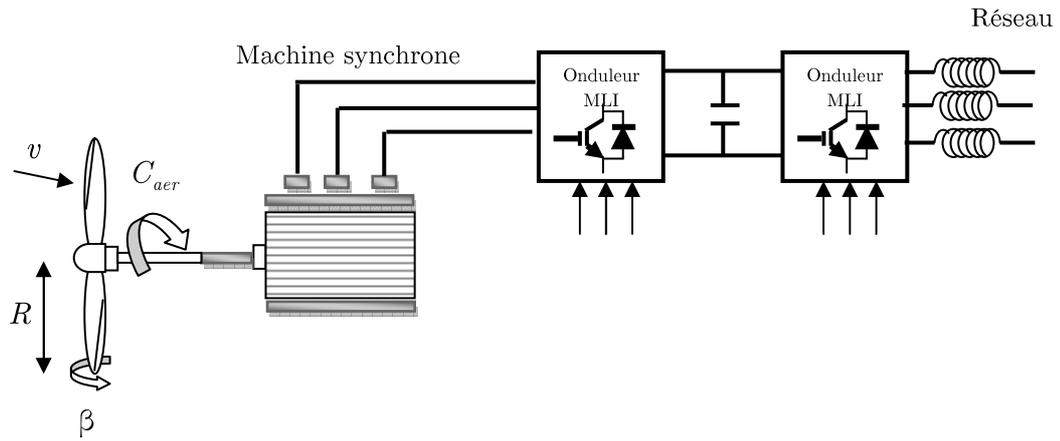


Figure 2.9 - Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone

2.6.2.3 Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation

Dans le cas d'une éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation (MADA), le stator de la génératrice est directement couplé au réseau alors que l'enroulement rotorique triphasé bobiné avec bagues collectrices y est connecté par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance et généralement d'un transformateur. Pour la grande majorité des éoliennes, cette interface est constituée de deux onduleurs de tension à interrupteurs commandables à la fermeture et à l'ouverture (en général ce sont des IGBT), fonctionnant indifféremment en mode redresseur ou onduleur.

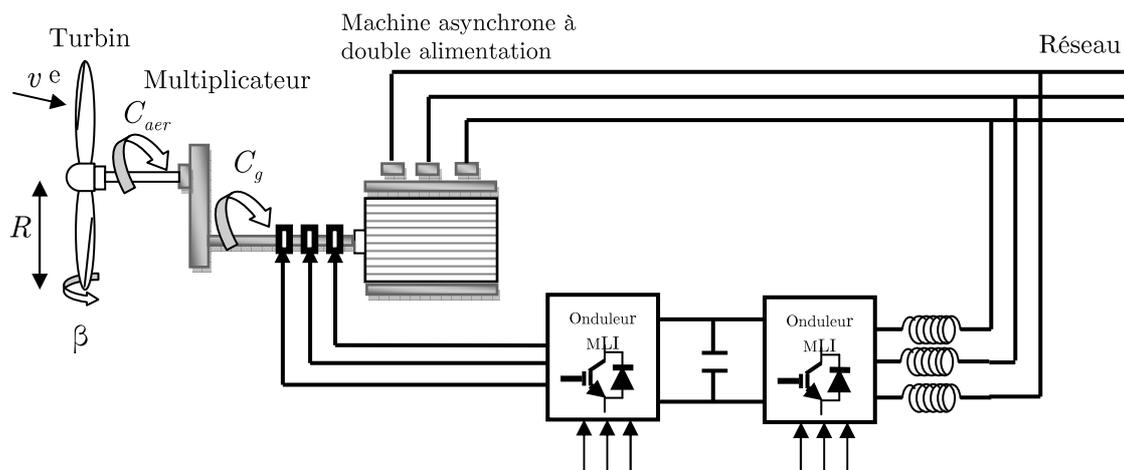


Figure 2.10 - Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA

2.7 Éolienne à vitesse fixe basée sur une machine asynchrone à cage

Contrairement aux autres moyens traditionnels de production d'énergie électrique où l'alternateur synchrone est largement utilisé, c'est la génératrice asynchrone à cage d'écureuil (squirrel cage induction generator : SCIG), qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur (cela représente d'ailleurs un tiers de la consommation mondiale d'électricité), mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissant sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans la production de l'énergie électrique à partir de l'énergie éolienne. Cependant les éoliennes basées sur ce type de machines n'offrent pas un contrôle de l'énergie réactive et la magnétisation de la machine est imposée par le réseau, ce qui nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau [46, 47, 48].

Comme nous l'avons dit précédemment, cette machine est reliée directement au réseau à travers un transformateur, et entraînée par un multiplicateur, sa vitesse est maintenue constante par un système d'orientation des pales, elle fonctionne donc en hyper-synchronisme. La puissance peut être limitée à la puissance nominale de la génératrice par une augmentation de l'angle de calage β . Lors de fort vent cette technique permet la mise en drapeau des pales ($\beta = 90^\circ$).

2.7.2 Modèle d'une éolienne basé sur la machine asynchrone à cage

2.7.2.1 Modèle de la turbine éolienne

La puissance mécanique extraite par la turbine est donnée par l'équation (2.1), où C_p est le coefficient de puissance, qui exprime l'efficacité de la turbine dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Dans la littérature une expression approchée du coefficient de puissance C_p pour les turbines éoliennes à vitesse fixe est proposée [46] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6.94 \right) e^{-\frac{16.5}{\lambda_i}} \quad (2.5)$$

$$\text{Avec : } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + \frac{0.002}{\beta^3 + 1}}$$

La figure (2.11) représente la variation de coefficient de puissance C_p en fonction de λ pour $\beta = 0$.

Pour la modélisation des turbines éoliennes, il est plus aisé d'utiliser le coefficient de couple C_m afin d'avoir un générateur de couple mécanique et non plus de puissance qui sera couplé à un générateur électrique (utilisation de l'équation mécaniques des couples pour la modélisation) [46].

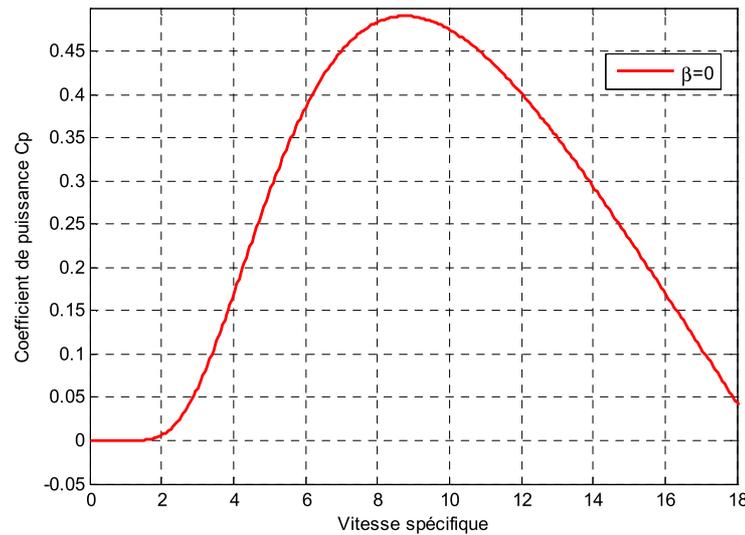


Figure 2.11 - Allure de coefficient C_p en fonction de la vitesse spécifique λ

Le couple de la turbine éolienne T_t est donné par l'équation suivante [49] :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{R \cdot P_t}{\lambda \cdot v} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p}{\lambda} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 = \frac{1}{2} \cdot C_m \cdot \rho \cdot S \cdot R \cdot V_v^3 \quad (2.6)$$

Avec : $C_m = \frac{C_p}{\lambda}$

Où :

T_t : Couple de la turbine éolienne (N.m) ;

C_m : Coefficient de couple ;

2.7.2.2 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. Le couple

mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur [28].

$$T_m = \frac{1}{G} T_t \quad (2.7)$$

Où :

G : Rapport de multiplication ;

T_m : Couple mécanique sur l'axe du générateur en [N.m] ;

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suivant [30]:

$$\Omega_m = G\Omega_t \quad (2.8)$$

Où :

Ω_t, Ω_m : vitesse de la turbine et vitesse du générateur (rad/s) ;

2.7.2.3 Modèle de la génératrice asynchrone

Les éoliennes à vitesse fixe sont couplées au réseau via les générateurs asynchrones (GAS). En général, les génératrices asynchrones produisent seulement de l'énergie active à partir de l'énergie primaire de forme mécanique reçue en bout d'arbre de la machine. Pour la modélisation de la génératrice asynchrone, il est nécessaire de faire les hypothèses suivantes [28] :

- La saturation est négligée ;
- Les f.m.m sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine, il y a symétrie par rapport à l'axe magnétique des enroulements ;
- On ne tient pas compte de l'hystérésis et des courants de Foucault;

La machine asynchrone à cage est donc représentée dans le plan d - q par les équations suivantes :

a. Equations du stator

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s \times i_{ds} - \omega_s \times \lambda_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} \\ v_{qs} = -R_s \times i_{qs} + \omega_s \times \lambda_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$\begin{cases} \lambda_{ds} = -L_{ss} \times i_{ds} + L_m \times i_{dr} \\ \lambda_{qs} = -L_{ss} \times i_{qs} + L_m \times i_{qr} \end{cases} \quad (2.10)$$

Où :

$\lambda_{ds}, \lambda_{qs}$: Flux du stator sur les axes d et q ;

v_{ds}, v_{qs} : Tensions du stator sur les axes d et q ;

I_{ds}, I_{qs} : Courants du stator sur les axes d et q ;

ω_s : Pulsation des courants statoriques ;

R_s : Résistance du stator ;

L_{ss} : Inductance du stator ;

L_m : Inductance mutuelle entre le stator et le rotor.

b. Equations du rotor

$$\begin{cases} v_{dr} = 0 = R_r \times i_{dr} - g \times \omega_s \times \lambda_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda_{dr} \\ v_{qr} = 0 = R_r \times i_{qr} + g \times \omega_s \times \lambda_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda_{qr} \end{cases} \quad (2.11)$$

$$\begin{cases} \lambda_{dr} = -L_{rr} \times i_{dr} - L_m \times i_{ds} \\ \lambda_{qr} = -L_{rr} \times i_{qr} - L_m \times i_{qs} \end{cases} \quad (2.12)$$

Avec : $\omega_s = 2\pi f_s$ et $g = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$

Où :

$\lambda_{dr}, \lambda_{qr}$: Flux du rotor sur les axes d et q ;

v_{dr}, v_{qr} : Tensions du rotor sur les axes d et q ;

I_{dr}, I_{qr} : Courants du rotor sur les axes d et q ;

R_r : Résistance du rotor ;

L_{rr} : Inductance du rotor ;

ω_r : Pulsation des courants rotoriques ;

f_s : Fréquence statorique ;

g : Glissement.

Les puissances active et réactive délivrées par l'éolienne sont données par [50]:

$$P_s = v_{ds} \times i_{ds} + v_{qs} \times i_{qs} \quad (2.13)$$

$$Q_s = v_{qs} \times i_{ds} - v_{ds} \times i_{qs} \quad (2.14)$$

c. Equation des masses tournantes

Pour obtenir le modèle dynamique complet de la génératrice asynchrone à cage, en ajoutant l'équation (2.15) qui représente l'oscillation du rotor :

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} \times (T_m - T_e) \quad (2.15)$$

Dans cette expression, T_m représente le couple mécanique, et T_e le couple électromagnétique.

Avec :

$$T_e = v_d i_{ds} + v_q i_{qs} \quad (2.16)$$

2.8 Modèle d'une ferme éolienne

Une ferme éolienne, ou un parc éolien, est un site regroupant plusieurs éoliennes. Pour la réalisation d'une ferme de plusieurs centaines de MW, il est nécessaire de mettre en parallèle ou en série plusieurs éoliennes (Figure 2.12). Par exemple la ferme éolienne Rescoe de Texas, l'une des plus grandes fermes dans le monde contient 627 éoliennes, et peut générer une puissance allant jusqu'à 780 MW [51].

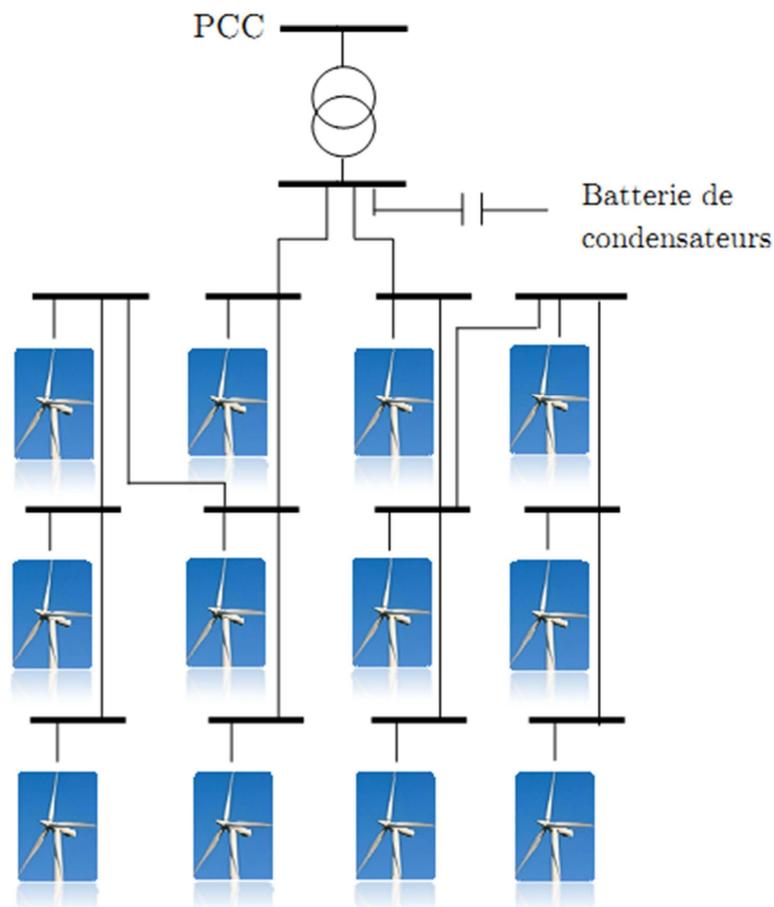


Figure 2.12 – Ferme éolienne

La modélisation détaillée d'un parc éolien est inabordable. Un modèle équivalent d'une ferme éolienne peut être obtenu par l'addition de la puissance mécanique de chaque éolienne, et la considération d'un générateur asynchrone équivalent qui reçoit la puissance mécanique totale et sa puissance générée peut varier de zéro à la capacité installée. Les paramètres du générateur équivalent peuvent être calculés par les relations suivantes [51] :

$$X_m^e = \frac{X_m}{ng}$$

$$X_s^e = \frac{X_s}{ng}$$

$$X_r^e = \frac{X_r}{ng}$$

$$R_s^e = \frac{R_s}{ng}$$

$$R_r^e = \frac{R_r}{ng}$$

$$H^e = ng \times H$$

Où :

X_m^e : Réactance mutuelle entre le stator et le rotor du générateur équivalent ;

X_s^e : Réactance statorique du générateur équivalent ;

X_r^e : Réactance rotorique du générateur équivalent ;

R_s^e : Résistance statorique du générateur équivalent ;

R_r^e : Résistance rotorique du générateur équivalent ;

H^e : Constante d'inertie équivalente ;

ng : nombre de générateurs ;

2.9 Application numérique

Le même réseau test est utilisé pour avoir l'influence des éoliennes à vitesse fixe à base d'une GAS à cage directement liée au réseau sur la stabilité transitoire. Une ferme éolienne contenant 30 éoliennes est considérée. Toutes les éoliennes sont supposées identiques et la puissance nominale de chacune est égale à 5 MW. Les paramètres de ces éoliennes sont présentés dans l'annexe 2. On suppose que les vitesses des éoliennes sont contrôlées, et elles fonctionnent en dessus de la vitesse de synchronisme (mode générateur de la MAS à cage).

2.9.1 Cas d'une ferme éolienne

L'analyse de l'effet des éoliennes à vitesse fixe, leurs emplacements, et leurs pénétrations sur la stabilité transitoire d'un réseau électrique est représentée dans ce paragraphe.

Afin d'obtenir le régime permanent de fonctionnement des machines en présence des éoliennes et d'avoir l'effet de ces dernières sur le coût de production total, un calcul de la répartition de puissances optimale a été réalisé en tenant compte d'une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10 ensuite au jeu de barres 24 (On suppose que les deux zones ont le même potentiel du vent). Cette ferme éolienne génère une puissance de 20 MW. Notons que deux condensateurs sont raccordés aux jeux de barres 10 et 24.

Les résultats de l'écoulement de puissance optimal obtenus par la méthode d'évolution différentielle sont représentés sur le tableau 2.2. Les résultats obtenus montrent bien que le coût total de production diminue en présence des éoliennes.

Tableau 2.2 - Résultats de l'écoulement de puissance optimal avec et sans éoliennes

Générateur N°	Puissance active générée (MW) sans éolienne	Puissance active générée (MW) avec une ferme éolienne au jeu de barres 10	Puissance active générée (MW) avec une ferme éolienne au jeu de barres 24
1	176.8141	167.0748	167.0383
2	48.8318	46.4729	46.4601
5	21.4853	20.7535	20.7448
8	21.6837	15.9062	15.8131
11	12.1033	10.0000	10.0215
13	12.0000	12.0000	12.0000
Pertes (MW)	9.51813	8.80743	8.67769
Coût total de production (\$/h)	802.333	741.518	741.072

Pour avoir l'impact de ces éoliennes et l'effet de leurs emplacement sur la stabilité transitoire, nous considérons un court-circuit triphasé symétrique sur le jeu de barres 1 à l'instant $t = 1s$, le défaut est éliminé dans un premier temps après 170 ms ensuite après 213 ms, par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne 1-2.

Les variations des angles, les fréquences, et les vitesses des six générateurs suite au défaut choisi sont représentées sur les figures (2.13), à (2.16). Il est clair d'après ces figures que suite à ce défaut, le système avec éoliennes reste stable après 170 ms.

Le système avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10 garde sa stabilité après 213 ms. Cependant le système avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 24 perd sa stabilité.

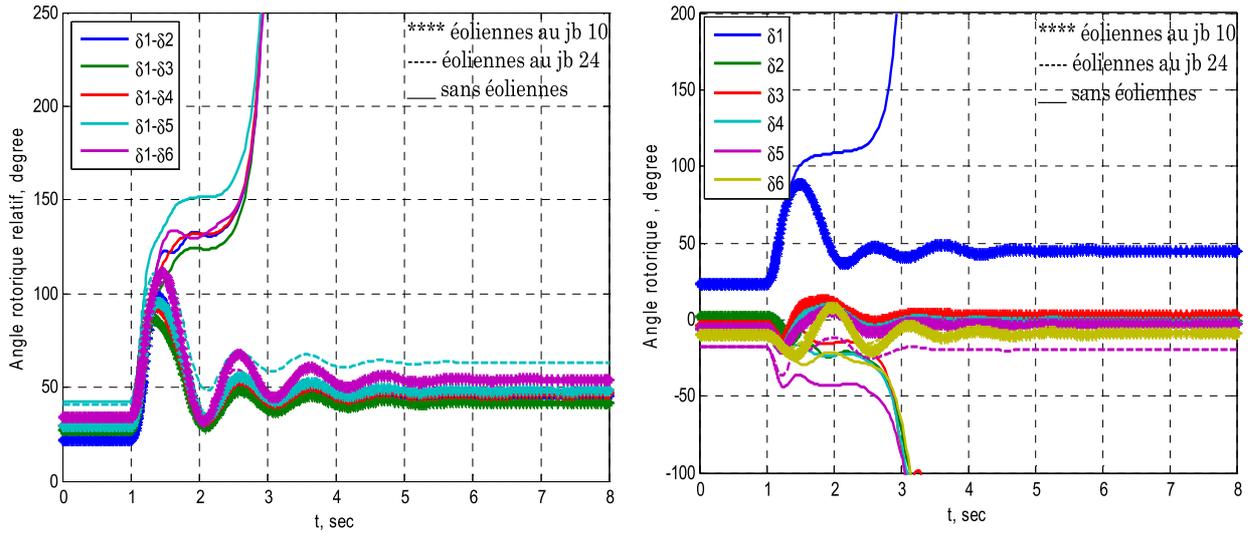


Figure 2.13 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 170ms)

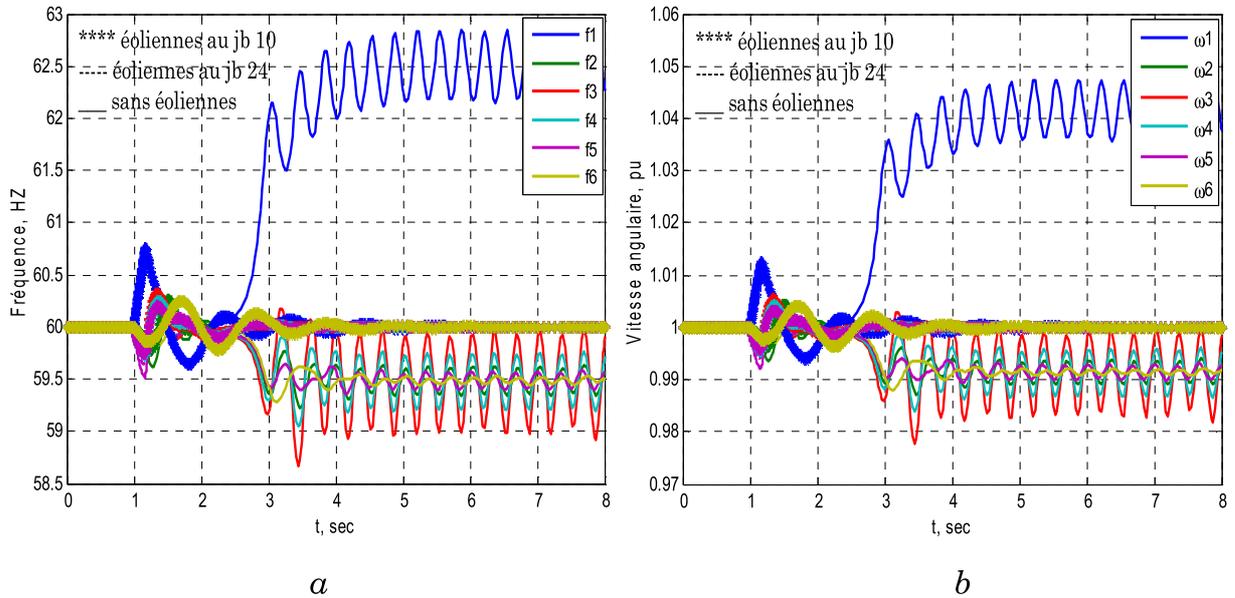


Figure 2.14 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 170ms)

a : variation de fréquence, *b* : variation de vitesse

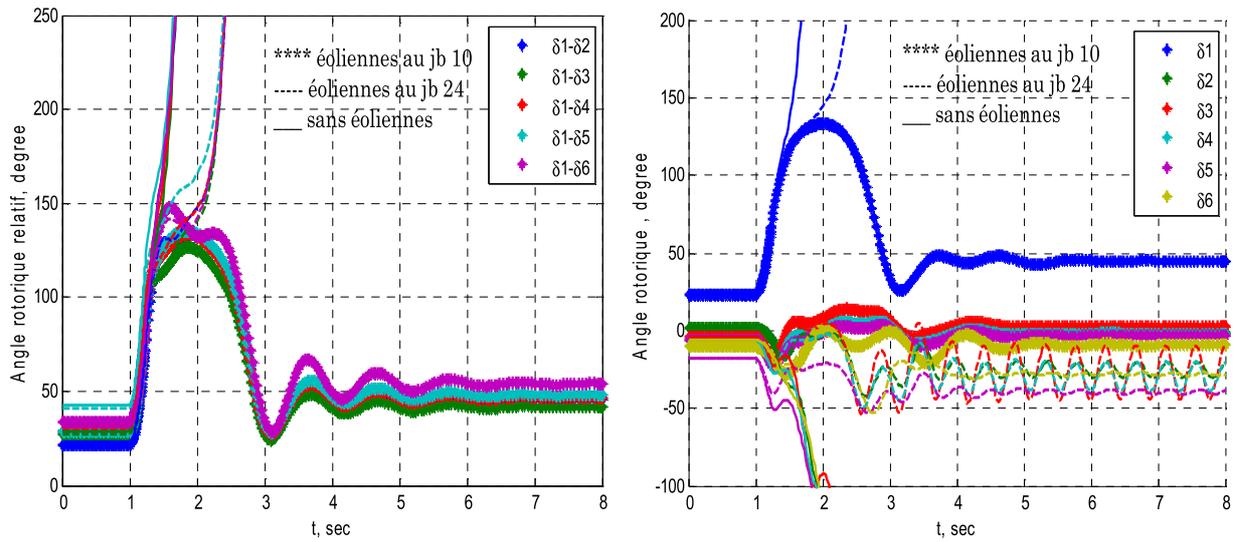


Figure 2.15 – Evolution des angles rotoriques (FCT = 213ms)

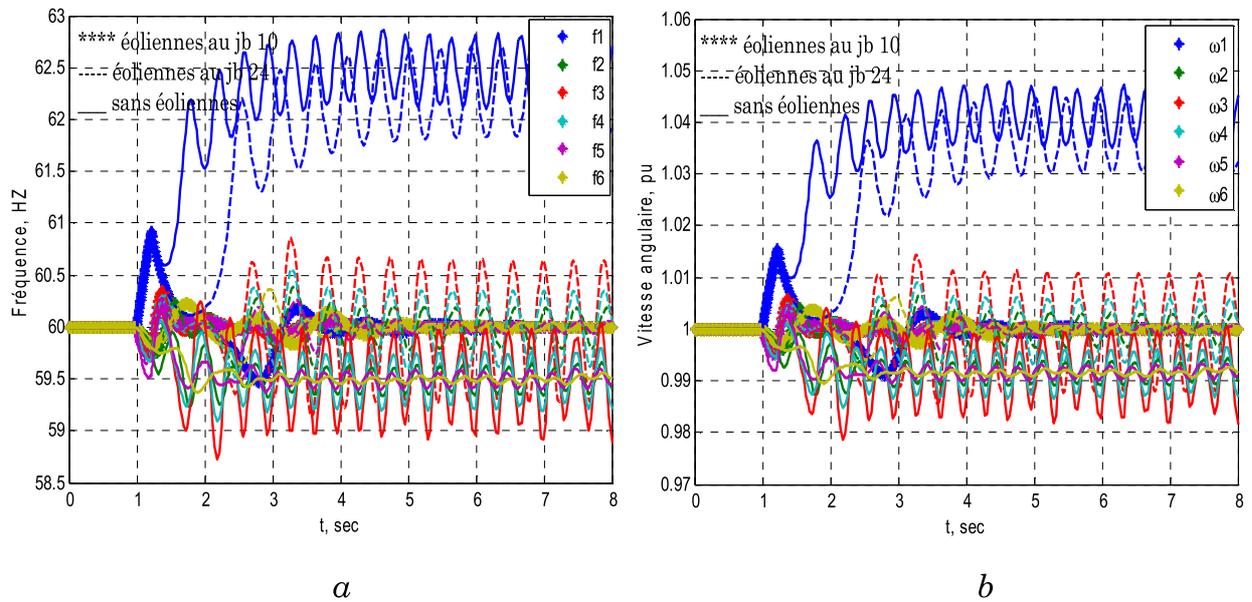


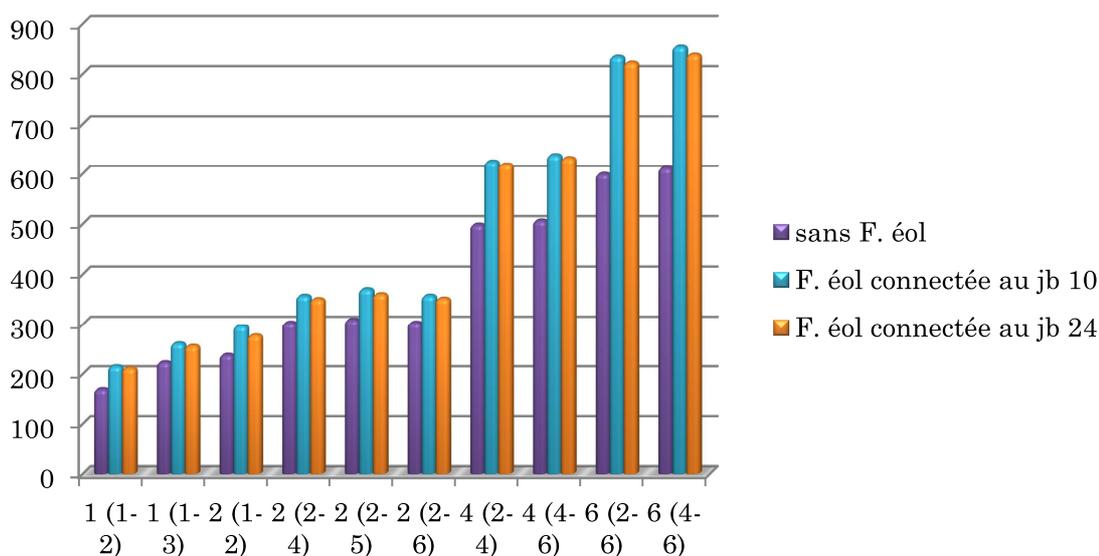
Figure 2.16 – Réponse dynamique des générateurs (FCT = 213ms)

a : variation de fréquence, *b* : variation de vitesse

Afin de bien évaluer l'effet de ces éoliennes et de leurs emplacements sur la stabilité transitoire, nous allons comparer les temps critiques d'élimination de défaut (CCT) pour trois scénarios : dans le premier, aucune ferme éolienne n'est connectée au réseau, dans le deuxième scénario une ferme éolienne est connectée au jeu de barres 10 et dans le troisième une ferme éolienne est connectée au jeu de barres 24. Les résultats obtenus sont représentés sur le tableau 2.3 et la figure (2.17).

Tableau 2.3 – Valeurs de CCT sans et avec éoliennes

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	CCT sans éoliennes (ms)	CCT avec une ferme éolienne au jeu de barres 10 (ms)	CCT avec une ferme éolienne au jeu de barres 24 (ms)
1	1 - 2	169	216	211
1	1 - 3	223	261	256
2	1 - 2	238	296	277
2	2 - 4	303	357	350
2	2 - 5	309	370	360
2	2 - 6	303	357	351
4	2 - 4	498	624	618
4	4 - 6	506	637	631
6	2 - 6	599	834	822
6	4 - 6	611	854	838

**Figure 2.17** – Valeurs de CCT sans et avec éoliennes

Nous remarquons que les valeurs de CCT en présence des éoliennes sont plus importantes. L'emplacement de ces éoliennes a un effet sur le temps critique d'élimination de défaut. Par exemple, dans notre cas, et de point de vue stabilité transitoire, l'insertion d'une ferme éolienne au jeu de barres 10 est mieux que son insertion au jeu de barres 24.

Nous allons maintenant évaluer l'effet de la pénétration des éoliennes sur la stabilité transitoire, donc on va considérer les deux cas précédent, le premier cas d'une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10, cette ferme va générer une puissance allant de

10% à 35% de la puissance demandée (283.4 MW), et on procède de la même manière pour la ferme connectée au jeu de barres 24.

Les figures (2.18) et (2.19), représentent les puissances générées par les générateurs du système suivant l'augmentation de la pénétration des éoliennes.

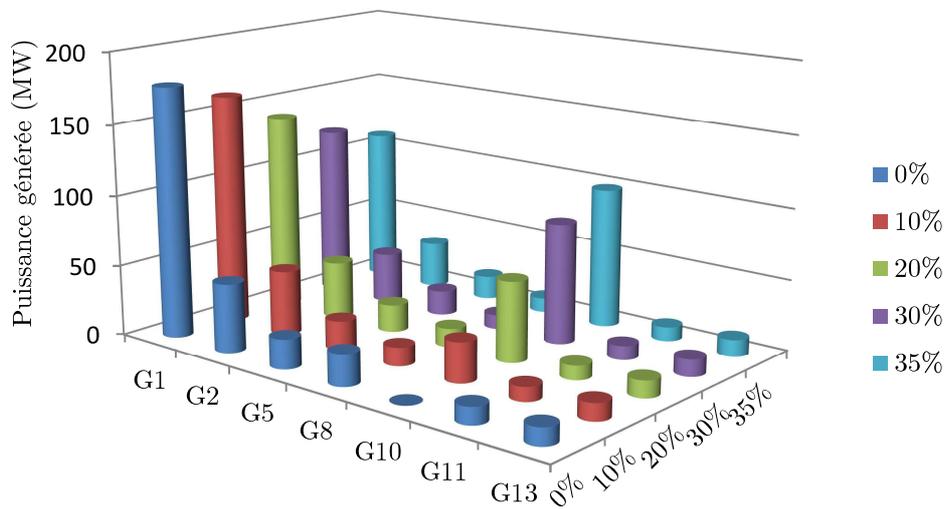


Figure 2.18 – Puissances générées (ferme éolienne connectée au jeu de barres 10)

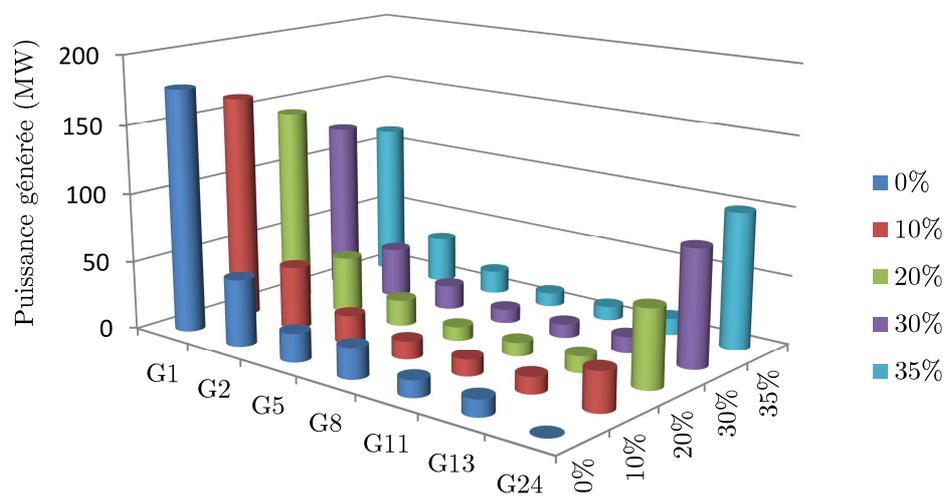


Figure 2.19 – Puissances générées (ferme éolienne connectée au jeu de barres 24)

Le tableau 2.4 et la figure (2.20) représentent l'évaluation du temps critique d'élimination de défaut suivant l'augmentation de taux de pénétration des éoliennes pour le même défaut sur le jeu de barres 1 avec l'élimination de la ligne 1-2.

D'après les résultats obtenus, on peut conclure que l'augmentation de taux de pénétration des éoliennes à vitesse fixe basées sur une GAS à cage dans un réseau électrique va augmenter sa marge de stabilité transitoire.

Tableau 2.4 – CCT pour différents taux de pénétration des éoliennes

Taux de pénétration (%)	0	10	20	30	35
Puissance générée (MW)	0	28.34	56.68	85.02	99.19
CCT (ms) (F. éol connectée au jeu de barres 10)	169	225	274	320	350
CCT (ms) (F. éol connectée au jeu de barres 24)	169	220	259	308	333

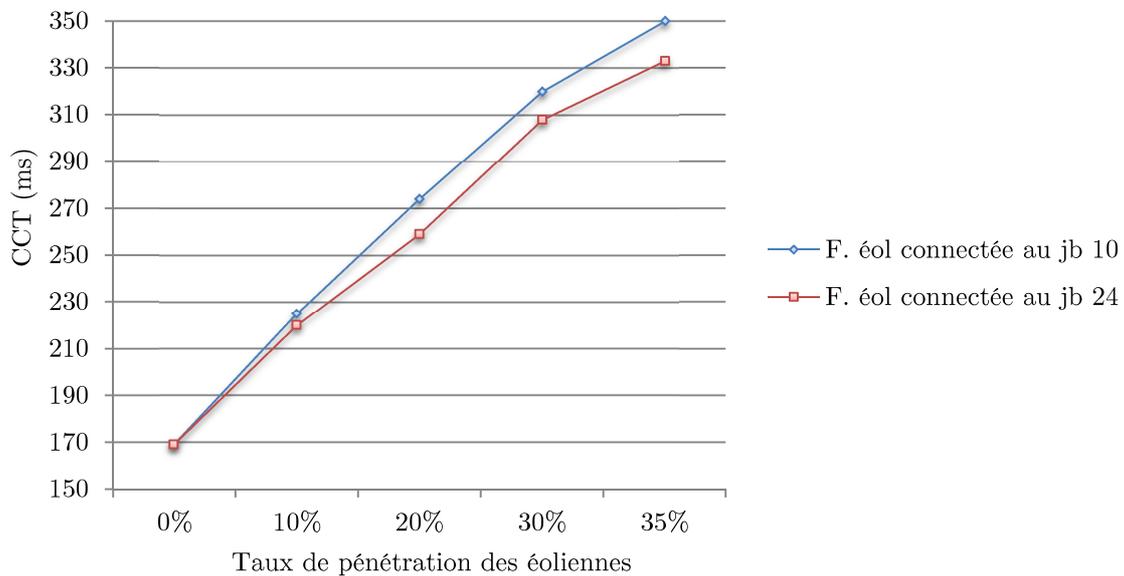


Figure 2.20 – Influence de la pénétration des éoliennes sur le CCT

2.9.2 Cas de deux fermes éoliennes

Dans ce paragraphe deux fermes éoliennes seront considérées, l'une est connectée au jeu de barres 10 et l'autre au jeu de barres 24. Les deux fermes génèrent une puissance égale à 30% de la puissance demandée. Cette puissance est répartie sur les deux fermes suivant les scénarios représentés dans le tableau 2.5. Notons que cette répartition a un effet positif sur la réduction du coût de production totale. Pour une ferme éolienne générant 30% de la puissance demandée, les coûts de production pour les deux emplacements (au jeu de barres 10 et 24) sont respectivement : 662.975 (\$/h) et 672.349 (\$/h), et pour les trois scénarios, les coûts de production sont représentés sur le même tableau 2.5.

Tableau 2.5 – Scénarios de la répartition de puissance entre les deux fermes

	G_{10}	G_{24}	Coût de production totale (\$/h)
Scénario 1	15%	15%	562.244
Scénario 2	10%	20%	664.419
Scénario 3	20%	10%	561.28

Les puissances générées par les générateurs du système suivant les trois scénarios sont représentés sur la figure (2.21).

Le tableau 2.6 représente les temps critiques d'élimination de défaut pour les trois scénarios, et pour différents emplacements de défauts.

La comparaison avec le CCT obtenu par l'insertion d'une seule ferme éolienne montre que la répartition de puissance entre les deux fermes donne une bonne amélioration de la stabilité transitoire.

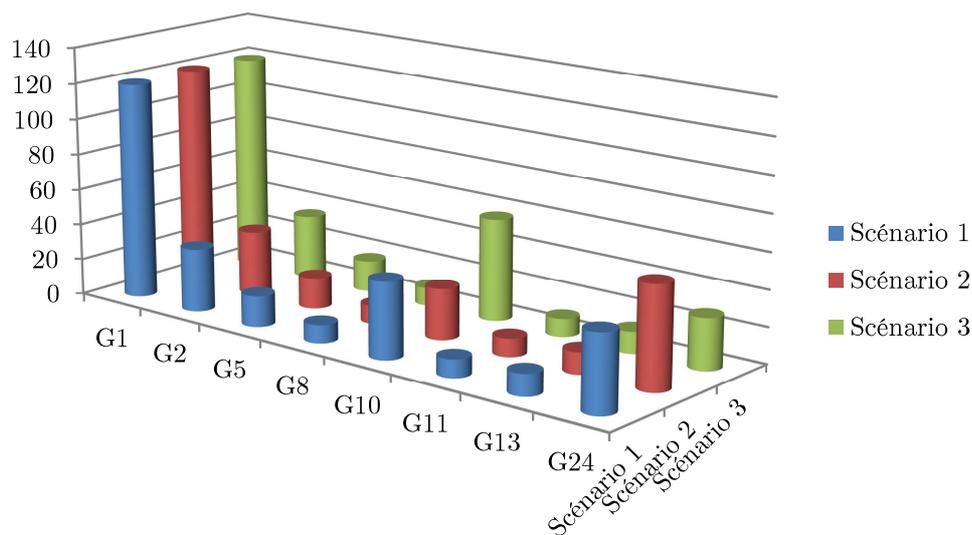


Figure 2.21 – Puissances générées

Tableau 2.6 – Valeur de CCT pour différents scénarios

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	CCT pour S1 (ms)	CCT pour S2 (ms)	CCT pour S3 (ms)
1	1 - 2	445	443	445
1	1 - 3	483	484	485
2	1 - 2	584	580	586
2	2 - 4	631	635	636
2	2 - 5	626	629	631
2	2 - 6	638	642	644
4	2 - 4	1281	1286	1288
4	4 - 6	1278	1283	1286
6	2 - 6	1576	1587	1659
6	4 - 6	1558	1561	1564

2.10 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre la théorie des aérogénérateurs, leurs principes de fonctionnement et leurs différents types ont été abordés, ainsi qu'une modélisation pour l'étude de la stabilité transitoire de l'éolienne à vitesse fixe basée sur une GAS à cage. Des simulations en fin de chapitre ont montré que l'intégration des éoliennes à vitesse fixe basées sur des génératrices asynchrones à cage dans un réseau électrique va augmenter sa marge de stabilité transitoire. L'emplacement de ces éoliennes a un effet sur ce type de stabilité. La pénétration de ces éoliennes est un facteur favorable de point

de vue stabilité transitoire. D'après les résultats obtenus, la marge de stabilité transitoire augmente suivant l'augmentation du taux de pénétration de ces éoliennes.

Cependant ce type d'éoliennes n'offre pas un contrôle de l'énergie réactive et la magnétisation de la machine est imposée au réseau, ce qui nécessite l'ajout des compensateurs d'énergie réactive pour limiter la puissance réactive appelée de ce réseau, et pour garder ces éoliennes connectées en cas d'un défaut.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier l'apport d'insertion des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire du réseau électrique en présence des éoliennes.

Chapitre 3

Apport des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire en présence des éoliennes

3.1 Introduction

Ces dernières années, la production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables, et particulièrement à l'aide des éoliennes, prend une place de plus en plus importante dans le monde énergétique. La pénétration des éoliennes est devenue un défi pour les gestionnaires des réseaux, notamment avec les éoliennes qui n'offrent pas un contrôle de l'énergie réactive à savoir les éoliennes à vitesse fixe à base d'une machine asynchrone à cage directement liée au réseau.

Ce type d'éoliennes n'est pas relié à un convertisseur, ce qui simplifie sa structure et rend son coût moins élevé comparativement aux autres types d'éoliennes. Des recherches antérieures et des expériences pratiques ont montré que les perturbations telles que des courts-circuits engendrent des chutes de tension considérables au point de raccordement qui conduisent à une déconnexion de l'éolienne du réseau. C'est pourquoi, il est demandé aux éoliennes actuellement connectées au réseau de participer au réglage de la tension via réglage de la puissance réactive [2, 3]. Ce réglage est possible avec les éoliennes connectées au réseau via l'électronique de puissance [4], mais pas avec les éoliennes à vitesse fixe dont la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Ces éoliennes, consommant une puissance réactive pour magnétiser la machine, et ne peuvent pas fonctionner indépendamment d'une source qui leur fournit cette puissance, ce qui nécessite une compensation d'énergie réactive par des bancs de condensateurs raccordés au point commun de connexion (PCC) avec le réseau électrique. Cependant, le banc de condensateurs fixes a pour inconvénient de provoquer soit une sous-compensation soit une surcompensation. En utilisant des interrupteurs (relais, disjoncteurs) on peut brancher ou débrancher les condensateurs suivant la demande de la puissance réactive. Mais cette méthode a pour inconvénient d'être lente [5, 6], d'où le recours à l'adjonction des systèmes flexibles de transport de l'énergie électrique ou dit FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*). Ces dispositifs à base

d'électronique de puissance permettent le maintien de la tension à un niveau acceptable au Point de Connexion Communs (PCC), en fournissant ou absorbant de la puissance réactive.

Nous nous attachons dans ce chapitre, à présenter l'apport des systèmes FACTS en particulier le SVC dans l'amélioration de la stabilité transitoire du réseau électrique en présence des éoliennes à vitesse fixe basées sur des générateurs asynchrones à cage.

3.2 Définition et Rôles de dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS, acronyme de *Flexible Alternating Current Transmission Systems* sont nés d'études initiées à la fin des années 1980 par le consortium de recherche américain EPRI (*Electric Power Research Institute*) dans la foulée des efforts de développements des liaisons à courant continu à haute tension qui avaient largement démontré la fiabilité des dispositifs électronique de puissance dans les réseaux électriques à haute tension [21].

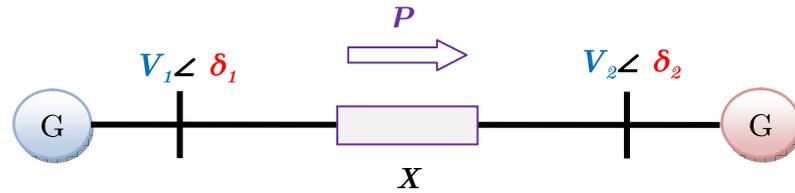
Le système de transmission flexible en courant alternatif (FACTS), est une technologie basée sur les éléments semi-conducteurs de puissance jouant le rôle d'interrupteurs très rapides.

Selon l'IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), la définition des systèmes FACTS est la suivante : *Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour améliorer la contrôlabilité des réseaux électriques ainsi que la capacité de transfert des lignes* [52].

L'idée principale des dispositifs FACTS est expliquée par le schéma de la figure 3.1 qui représente la puissance active transmissible dans une ligne en fonction de l'angle de rotor δ . La puissance active P transmise entre les deux jeux de barres du système dépend des deux tensions $V_1 < \delta_1$ et $V_2 < \delta_2$ et de la réactance de la ligne X .

La puissance active P peut être contrôlée par la modification [21]:

- De la réactance X , cette modification peut être réalisée par des éléments passifs (inductances ou capacités) ;
- De l'amplitude de la tension à l'une ou l'autre des extrémités de la liaison. Cependant, en pratique, les tensions doivent être maintenues dans une plage étroite, cela réduit fortement la marge de manœuvre par modification de l'amplitude de tension ;
- De l'angle de transmission, cette modification est réalisée par injection d'une tension. Ces tensions sont injectées au travers un transformateur raccordé en série dans la liaison (ex : transformateur déphaseur).



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

Figure 3.1 – Puissance transportée par une ligne

Les différents dispositifs FACTS peuvent influencer sur l'un de ces paramètres : tension (Amplitude et phase) et/ou réactance de la ligne. Ils permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régime dynamique. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants [7] :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- Le contrôle des transits de puissance de manière à réduire les surcharges dans les lignes ou les transformateurs.

De part leurs vitesses de commande élevées, les FACTS permettent [7]:

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

3.3 Classification des dispositifs FACTS

Plusieurs dispositifs FACTS, avec des architectures et des technologies différentes, ont été développés, à savoir : le SVC (*Static Var Compensator*), le STATCOM (*STATic COMpensator*), TCR (*Thyristor Controlled Reactor*), le TSC (*Thyristor Switched Capacitor*), le TSR (*Thyristor Switched Reactor*), le TCBR (*Thyristor Controlled Braking Resistor*), le SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*), l'UPFC (*Unified Power Flow Controller*), le

TCVR (*Thyristor Controlled Voltage Regulator*), le TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*), et l'IPFC (*Interline Power Flow Controller*).

Selon leur mode de connexion au réseau, on distingue trois types de FACTS :

- Les dispositifs shunts connectés en parallèle dans les postes du réseau ;
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport ;
- Les dispositifs hybrides ou combinés série-parallèle.

3.3.1 Dispositifs FACTS shunt

Il s'agit d'impédance ou de sources variables connectées en parallèle sur la liaison. Le principe d'action est l'injection d'un courant dans la liaison au point de raccordement du contrôleur. Tant que le courant injecté reste en quadrature avec la tension au point d'injection le contrôleur ne doit fournir ou absorber que de la puissance réactive [53].

En régime permanent, les dispositifs FACTS shunts sont utilisés pour l'accroissement de la puissance transmissible dans les lignes par l'injection ou l'absorption d'énergie réactive, ainsi que le maintien de la tension aux jeux de barres.

En régime transitoire, les dispositifs FACTS shunts permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance [7, 52]. Les compensateurs parallèles les plus couramment utilisés sont : le SVC, le STATCOM, et le TCBR.

3.3.1.1 Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Les dispositifs connus sous l'appellation SVC (*Static Var Compensator*) sont dérivés de la combinaison des éléments inductifs et capacitifs qui peuvent être contrôlés ou pas individuellement, mais qui permettent le contrôle global de la puissance échangée selon les nécessités de compensation. Parmi les configurations de SVC les plus communes le TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) + FC représenté sur la figure 3.2.

La principale fonction d'un SVC est le support de la tension mais il peut être également utilisé pour réduire le phénomène de Flicker, amortir les oscillations de puissance et augmenter le transfert de puissance (par ces deux actions, il améliore les marges de stabilité statique et transitoire). La capacité d'un SVC peut varier de - 300 à 800 MVar.

L'utilisation de compensateur statique d'énergie réactive en réseau électrique est en pratique très répandue dans des applications de soutien de tension et d'amélioration de stabilité. Comme exemple d'applications industrielles, on retrouve les fours à arcs et les laminoirs, tandis que les fermes éoliennes ouvrent actuellement un large champ potentiel d'application [53].

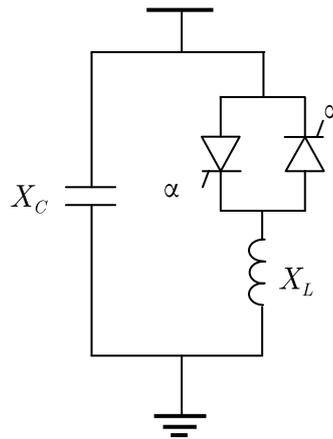


Figure 3.2 – Structure d’un SVC

3.3.1.2 Compensateur statique synchrone (STATCOM)

Le compensateur statique synchrone STATCOM (*STATic synchronous COMpensator*), dit ASVC (*Advanced Static Var Compensator*), SVG (*Static Var Generator*), SVC light, et SVC plus, est un compensateur de type parallèle utilisant l’électronique de puissance pour contrôler le flux de puissance et améliorer la stabilité du réseau électrique.

Le Compensateur statique synchrone est constitué d’un convertisseur alternatif-continu à commutation forcée, raccordé côté continu à un élément de stockage d’énergie. Le schéma de principe d’un STATCOM est illustré sur la figure 3.3

La tension du côté alternatif est en phase avec celle du réseau de manière à n’échanger que de l’énergie réactive avec ce dernier. Les principaux avantages de ce dispositif sont [7]:

- La réduction de la taille et du coût des composants fixes ;
- Une grande vitesse de réponse, de l’ordre de dix fois celle d’un SVC ;

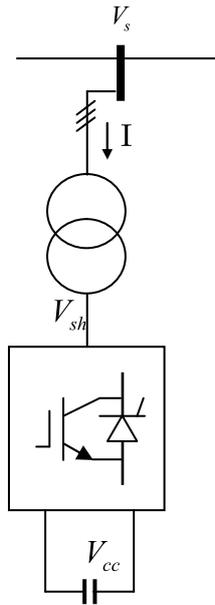


Figure 3.3 – Structure d'un STATCOM

3.3.1.3 Résistance de freinage contrôlée par thyristor (TCBR)

La résistance de freinage contrôlée par thyristor TCBR (*Thyristor-Controlled Braking Resistor*), est formée d'une résistance fixe branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle. Le TCBR est utilisé pour aider à la stabilisation du réseau ou pour diminuer l'accélération des générateurs en cas de perturbation [7]. La figure 3.4 représente le schéma de principe d'une Résistance de freinage contrôlée par thyristor.

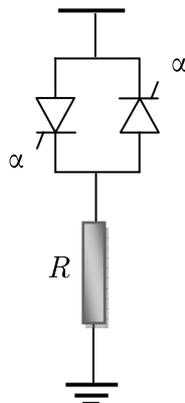


Figure 3.4 – Schéma de principe du TCBR

3.3.2 Dispositifs FACTS série

Ces dispositifs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes, ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général, ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transport [52, 54]. Les FACTS série incluent le TCSC, SSSC.

3.3.2.1 Condensateur série à thyristors (TCSC)

Un TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, tout en parallèle avec un condensateur. La figure 3.5 illustre le schéma d'un tel dispositif.

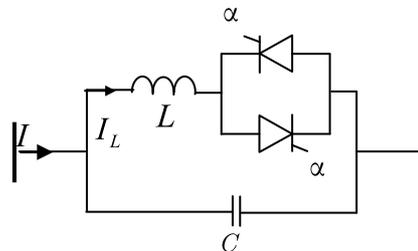


Figure 3.5 – Structure d'un TCSC

Dans les réseaux électriques, les TCSC sont généralement utilisés pour les applications suivantes [7]:

- Commande rapide de la puissance active à travers les lignes de transport ;
- Contrôle des flux de puissance ;
- Amortissement des oscillations de puissance ;
- Réduction des courants de défaut.

3.3.2.2 Compensateur Statique Série Synchronique (SSSC)

Le Compensateur Statique Série Synchronique (*Static Synchronous Series Compensator*) est un dispositif FACTS à base d'un convertisseur de tension connecté en série au réseau électrique et ne diffère pas dans sa structure de base d'un STATCOM sauf qu'il est connecté en série avec la ligne de transport; il consiste alors

en un onduleur de tension avec une source de tension continue et l'ensemble lié à la ligne de transport en série à travers un transformateur de couplage comme représente la figure 3.6.

Les applications pour lesquelles sont utilisées les SSSC sont plus particulièrement [7] :

- Les commandes statiques et dynamiques des flux de puissance ;
- L'amélioration de la stabilité angulaire ;
- L'atténuation des oscillations électromécaniques.

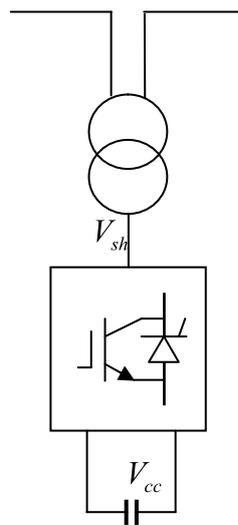


Figure 3.6 – Structure d'un SSSC

3.3.3 Dispositifs FACTS hybride

Il s'agit d'une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série). Les dispositifs FACTS série ou shunt permettent d'agir seulement sur l'un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance ou angle), par une combinaison de deux dispositifs série et shunt, on peut agir sur plusieurs paramètres ensemble. Parmi ces dispositifs hybrides, le contrôleur universel de puissance UPFC.

3.3.3.1 Contrôleur universel de puissance UPFC

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est considéré comme étant la structure des FACTS la plus évoluée. Il s'agit d'un contrôleur mixte très puissant, il est constitué de deux onduleurs de tension reliés par une liaison à courant continu formée par un condensateur figure 3.7.

Ce dispositif est présenté par Gyugyi en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- La tension ;
- L'impédance de la ligne ;
- Le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne ;

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [11].

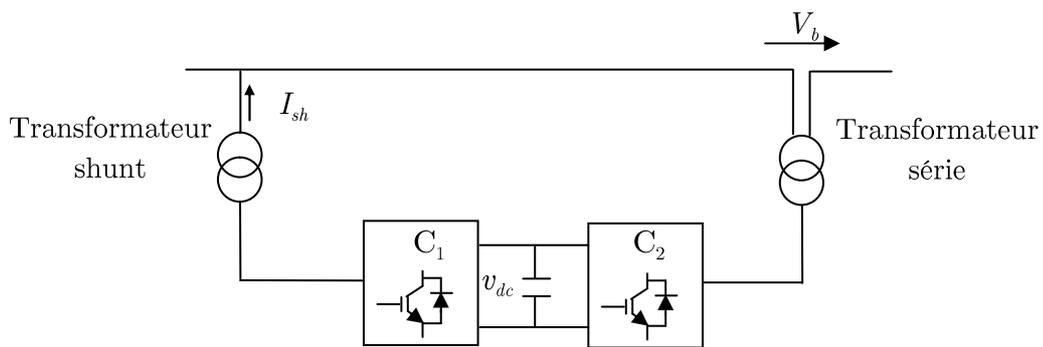


Figure 3.7 – Schéma de base de l'UPFC

3.3.4 Modélisation du compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Pour pouvoir évaluer l'apport de ce type de FACTS (SVC) sur la stabilité transitoire du réseau électrique en présence des éoliennes, il est nécessaire de le représenter par un modèle mathématique approprié, afin de l'intégrer ensuite dans des programmes de calcul.

Le compensateur statique SVC est modélisé par une admittance shunt y_{svc} . Le SVC étant supposé sans perte, l'admittance est donc purement imaginaire [7, 55, 56], si le SVC est connecté au jeu de barres i , uniquement l'élément Y_{ii} de la matrice admittance sera modifié, l'admittance de la ligne devient donc :

$$Y'_{ii} = Y_{ii} + y_{svc} \tag{3.1}$$

Avec :

$$y_{svc} = jb_{svc} \tag{3.2}$$

La puissance réactive injectée au jeu de barres où le SVC est connecté est donnée par [55] :

$$q = b_{SVC} \times v_i^2 \tag{3.3}$$

b_{SVC} : Susceptance du SVC [pu].

Les figures (3.8) et (3.9) représentent respectivement le modèle d'un SVC, et d'un SVC placé au jeu de barres i du réseau.

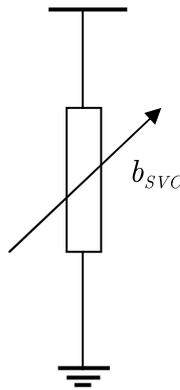


Figure 3.8 – Schéma équivalent d'un SVC

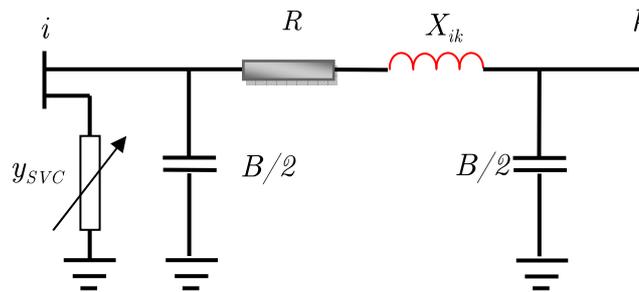


Figure 3.9 – SVC placé en un jeu de barres du réseau

Le schéma simplifié de commande d'un SVC est représenté sur la figure 3.10, et décrit par l'équation suivante [55]:

$$\dot{b}_{SVC} = (K_R(e_{ref} - e_i) - b_{SVC}) / T_r \tag{3.4}$$

Où :

K_r : Le gain du régulateur ;

T_r : La constante de temps du régulateur [s] ;

e_i, e_{ref} : Entrées du SVC mesurées et de référence [pu].

Le modèle du SVC est représenté par la figure suivante :

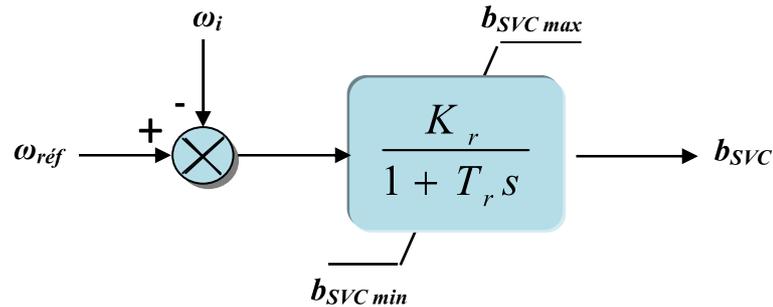


Figure 3.10 – Schéma simplifié du contrôleur du SVC

Où :

ω_i, ω_{ref} : La vitesse de i^{eme} générateur, et la vitesse de référence ;

3.4 Application numérique

Bien que le premier but d'un SVC soit le maintien de la tension à un niveau acceptable, il peut aussi améliorer la stabilité transitoire s'il est bien placé dans un réseau électrique. Plusieurs études concernant l'optimisation d'emplacement des FACTS et particulièrement du SVC dans un réseau électrique ont été publiées [57, 58, 59]. L'auteur dans [60] et après une application d'écoulement de puissance continue (*continuos load flow*) sur le réseau IEEE 30-jeux de barres, a proposé l'insertion du SVC au jeu de barres 26 et/ou au jeu de barres 30.

L'intégration des éoliennes à vitesse fixe basées sur des GAS à cage dans un réseau électrique nécessite l'ajout de bancs de condensateurs au point de raccordements de ces éoliennes (*Point de Connexion Communs : PCC*) pour la magnétisation des machines et pour garder ces éoliennes connectées au réseau en cas d'un défaut. Ces bancs de condensateurs ont pour inconvénient de provoquer soit une sous-compensation soit une surcompensation, d'autre part cette méthode repose sur l'utilisation des interrupteurs mécaniques (réaction très lente). Les auteurs dans [61, 62, 63] proposent l'insertion d'un SVC au PCC (Figure 3.11).

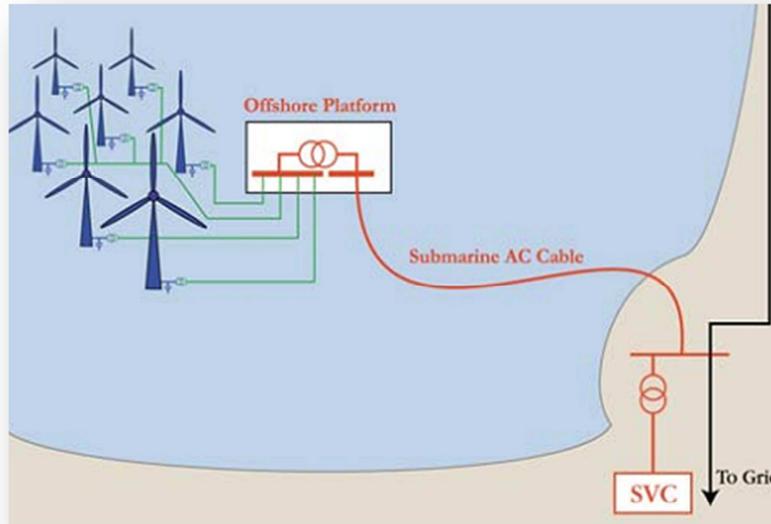


Figure 3.11 – SVC connecté au PCC [63]

Nous examinons dans la suite de cette section, l’apport des compensateurs statiques d’énergie réactive sur la stabilité transitoire en présence des éoliennes basées sur des GAS à cage. La capacité du SVC considéré peut varier de - 200 à 200 MVar. Les paramètres du SVC sont identiques à ceux utilisés dans le package Power System Toolbox (PST). Ces paramètres sont représentés dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 – Paramètres du SVC

K_r	T_r [s]	b_{SVCmin} [MVar]	b_{SVCmin} [MVar]
200	0.05	-200	200

3.4.1 Cas d’une ferme éolienne

Afin d’évaluer l’impact du compensateur statique d’énergie réactive sur la stabilité transitoire de réseau électrique, un scénario de simulation a été créé en présence d’une ferme éolienne au jeu de barres 10, et d’un SVC au jeu de barres 26, 30 et ensuite au point de connexion de cette ferme (PCC). Il s’agit d’un court-circuit triphasé à la terre sur le jeu de barre 1 en éliminant la ligne 1-2. Le défaut est éliminé après 218 ms, ensuite après 220 ms.

La variation des angles rotoriques relatifs des générateurs du système avec différents emplacements du SVC est représentée dans les figures (3.12) et (3.13). Il apparaît que le système avec un SVC au jeu de barres 30 perd sa stabilité pour un FCT = 118 ms. Pour un FCT = 220 ms le système avec un SVC au jeu de barres 26 est instable, cependant le système avec un SVC au PCC reste stable.

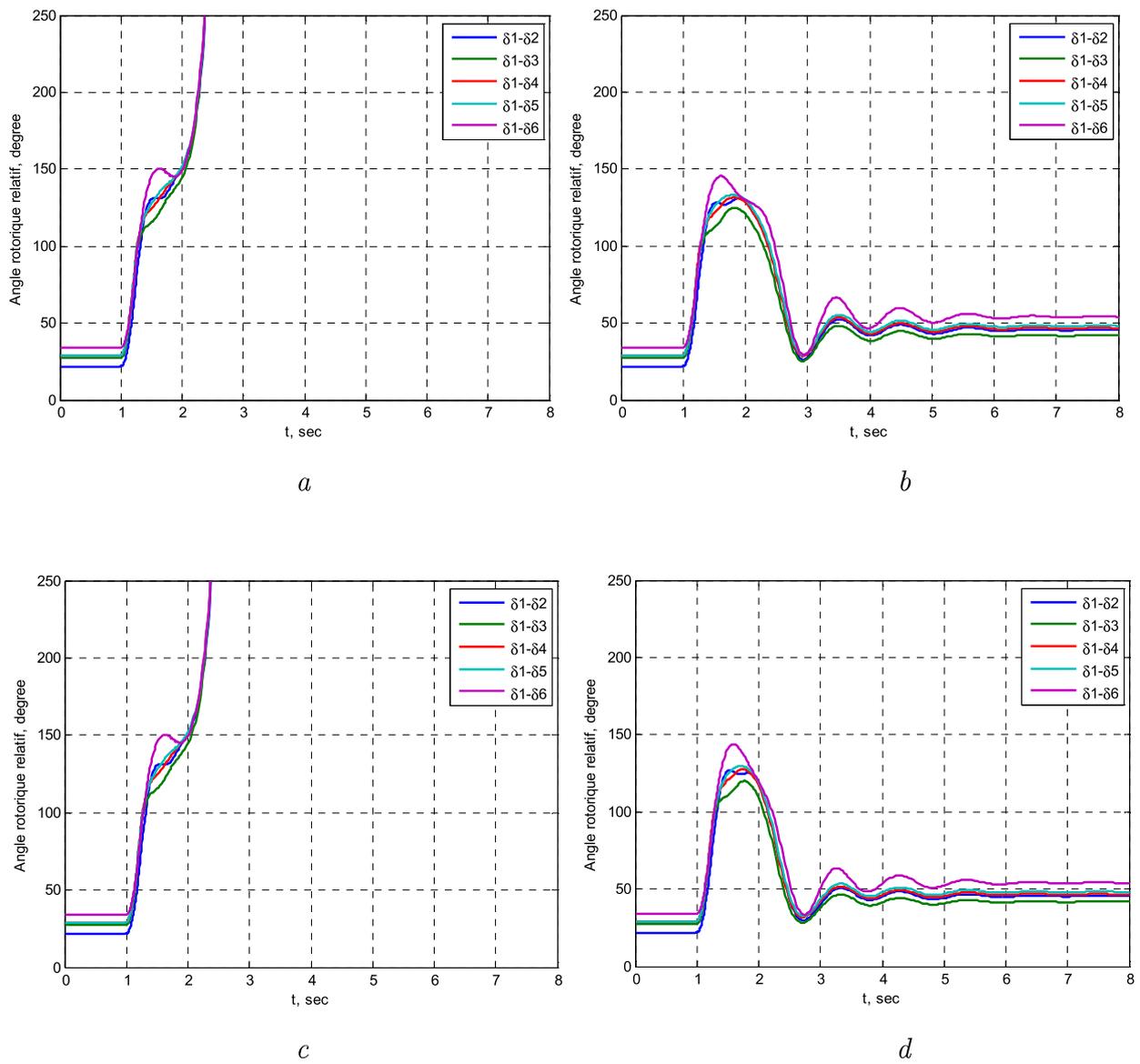


Figure 3.12 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 218 ms)

- a- Sans SVC
- b- Avec SVC au jeu de barres 26
- c- Avec SVC au jeu de barres 30
- d- Avec SVC au PCC

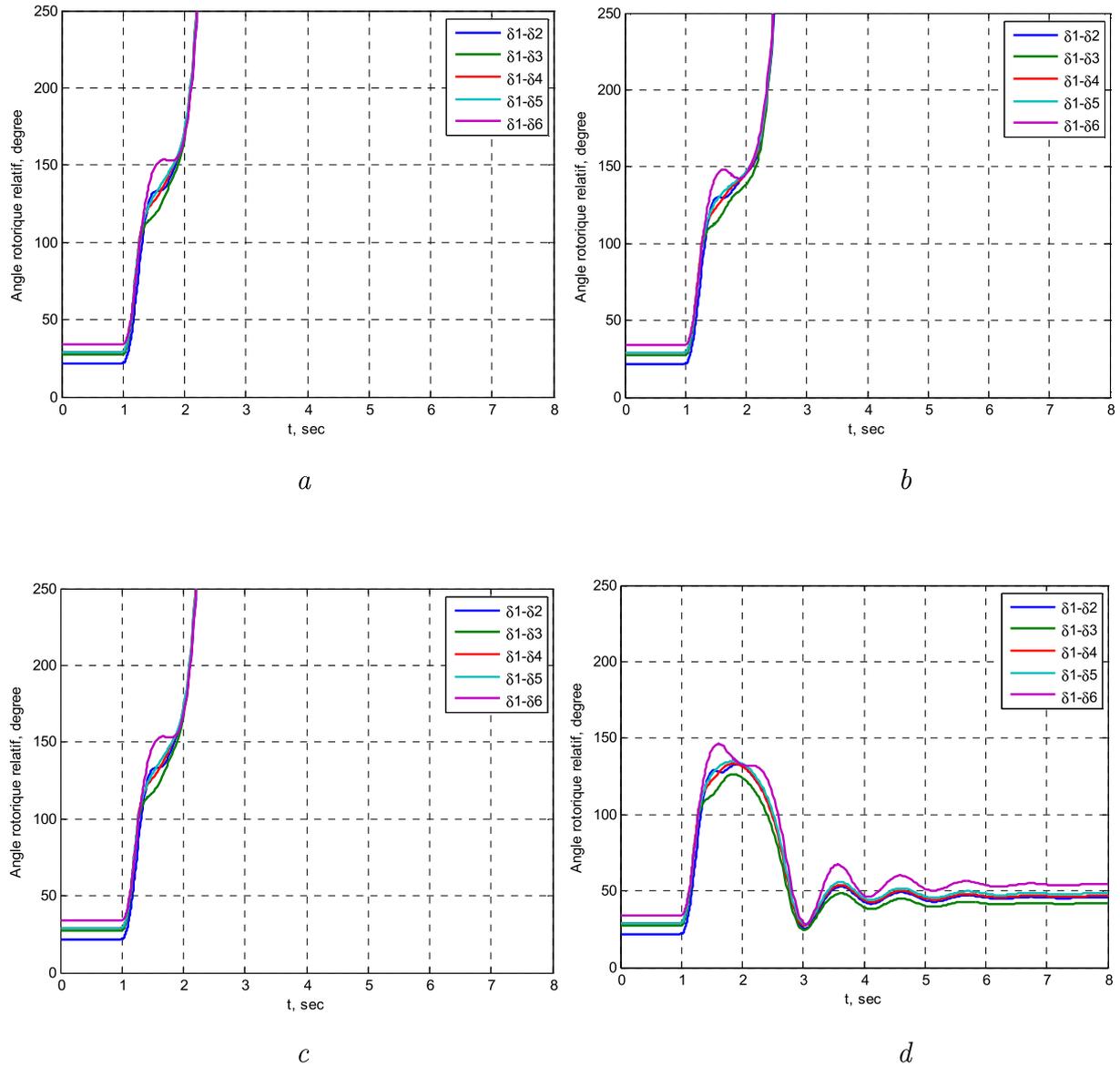


Figure 3.13 – Evolution des angles rotoriques relatifs (FCT = 220 ms)

- a- Sans SVC*
- b- Avec SVC au jeu de barres 26*
- c- Avec SVC au jeu de barres 30*
- d- Avec SVC au PCC*

Afin de mieux montrer l'effet de l'emplacement du SVC sur la stabilité transitoire, le tableau 3.3 et la figure 3.14 représentent le temps critique d'élimination de défaut suite à un court-circuit triphasé sur les différentes lignes de transmission avec différents emplacement du SVC.

L'évaluation du temps critique d'élimination de défaut suivant l'augmentation de taux de pénétration des éoliennes pour un défaut sur le jeu de barres 1 avec l'élimination de la ligne 1-2 et pour différents emplacements du SVC, est aussi donnée au tableau 3.4 et à la figure 3.15.

Les résultats montrent bien que l'insertion d'un SVC au point de connexion des éoliennes (PCC) donne une meilleure amélioration de la stabilité transitoire.

Tableau 3.3 – Valeurs de CCT sans et avec SVC

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	Sans SVC (ms)	SVC au jb 26 (ms)	SVC au jb 30 (ms)	SVC au PCC (ms)
1	1 - 2	216	218	216	220
1	1 - 3	261	264	261	267
2	1 - 2	296	296	298	300
2	2 - 4	357	359	357	363
2	2 - 5	370	374	371	377
2	2 - 6	357	361	358	364
4	2 - 4	624	624	629	635
4	4 - 6	637	637	641	647
6	2 - 6	834	843	844	866
6	4 - 6	854	863	864	885

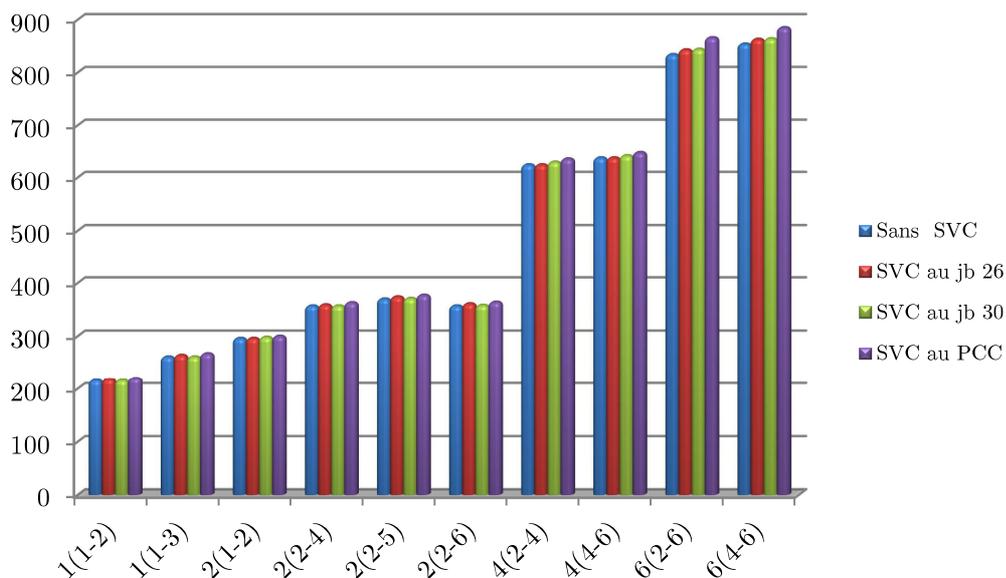


Figure 3.14 – Valeurs de CCT du système

Tableau 3.4 – Valeurs de CCT du système avec SVC

Taux de pénétration (%) des éoliennes	10	20	30	35
CCT (ms) (SVC au jeu de barres 26)	227	278	325	356
CCT (ms) (SVC au jeu de barres 30)	225	274	320	350
CCT (ms) (SVC au PCC)	229	280	328	359

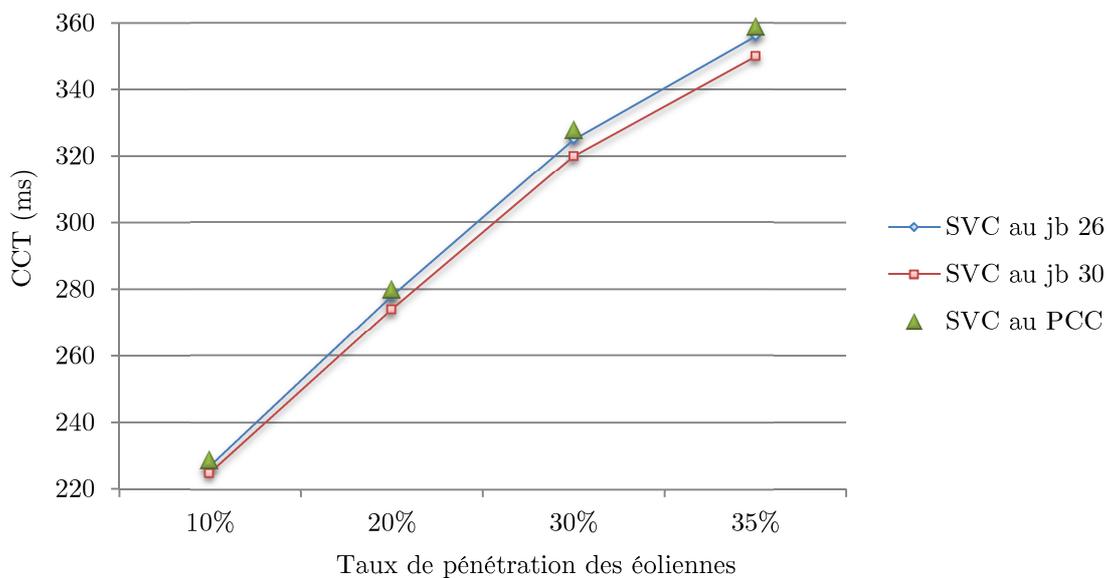


Figure 3.15 – Valeurs de CCT du système avec SVC

3.4.1.1 Cas de deux fermes éoliennes

Nous avons vu dans le chapitre précédent que pour un taux de pénétration de 30% des éoliennes, le scénario le plus favorable en matière de coût et de stabilité transitoire du système est l'installation de deux fermes éoliennes aux jeux de barres 10 et 24, avec la répartition de la puissance suivante de 20% et 10% respectivement sur ces deux fermes.

Dans cette étude, deux compensateurs statiques de puissance réactive sont considérés. Dans un premier temps, ces SVC sont connectés aux jeux de barres 26 et 30, ensuite aux points de raccordement des fermes éoliennes.

Le tableau 3.5 représente l'évaluation du CCT pour les deux cas suite à un défaut sur les jeux de barres 1 et 2 en éliminant la ligne 1-2.

Tableau 3.4 – Valeurs de CCT du système avec deux SVC

Jeu de barres en défaut	SVC aux jb 26 et 30	SVC aux PCC
1	450	454
2	592	597

Nous remarquons sur ce tableau que les valeurs du CCT sont plus importantes lorsque les deux SVC sont connectés aux points de connexion des éoliennes. Nous pouvons donc conclure que, dans notre cas, l'insertion des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC) au niveau du PCC présente la meilleure solution pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, l'apport des compensateurs statiques de puissance réactive sur la stabilité transitoire a été traité. Dans un premier temps un rappel sur les systèmes flexibles de transport de l'énergie électrique (FACTS) a été abordé, ainsi qu'une modélisation d'un compensateur statique de puissance réactive pour l'étude de la stabilité transitoire. A la fin de ce chapitre, nous avons comparé les temps critiques d'élimination de défaut pour différents emplacements du SVC et pour deux cas, avec une ferme éolienne ensuite avec deux fermes éoliennes connectées au réseau. Les résultats ont montré que l'insertion des SVC dans les points de connexion des éoliennes présente une meilleure amélioration de la stabilité transitoire.

Conclusion générale et perspectives

Le travail effectué dans ce mémoire avait comme objectif l'étude de l'apport des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques en présence des éoliennes à vitesse fixe à base des machines asynchrones à cage.

Afin d'atteindre cet objectif, le premier chapitre de ce mémoire, a été consacré à l'étude de la stabilité d'un réseau électrique. Nous avons décrit les différents types de stabilité d'un système de puissance, ainsi que les méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire. En fin une analyse de l'impact de différents paramètres sur ce type de stabilité a été réalisée. Les résultats obtenus ont montré que l'élimination rapide des défauts maintient la stabilité du système de puissance, notamment les défauts près des centrales. Les coefficients d'amortissement et les résistances d'armatures des générateurs synchrones doivent être pris en compte pour une analyse précise de la stabilité transitoire.

Dans le deuxième chapitre, et après avoir introduit quelques généralités sur les éoliennes, nous nous sommes intéressés à celles basées sur des générateurs asynchrones à cage. Les résultats de simulation ont montré que l'intégration de ce type d'éoliennes dans réseau électrique va augmenter sa marge de stabilité transitoire. Nous avons constaté que l'emplacement des éoliennes, leurs pénétration dans le réseau électrique, ainsi que la répartition de la puissance entre ces éoliennes sont des facteurs qui influencent la stabilité transitoire. Les résultats obtenus ont montré que la marge de stabilité transitoire augmente suivant l'augmentation du taux de pénétration de ces éoliennes. Cependant ce type d'éoliennes n'offre pas un contrôle de l'énergie réactive et la magnétisation de la machine est imposée au réseau, ce qui nécessite l'insertion des compensateurs d'énergie réactive avec ces éoliennes.

Dans le troisième chapitre, nous avons décrit les différents types de systèmes flexibles de transport de l'énergie électrique (FACTS). Nous avons ensuite établi le modèle d'un compensateur statique d'énergie réactive (SVC) pour l'intégrer dans un programme d'analyse de stabilité transitoire du système de puissance. A la fin de ce chapitre, une analyse de l'effet de ce dispositif et son emplacement sur la stabilité transitoire en présence des éoliennes à vitesse fixe basées sur des GAS à cage à été réalisée. Les résultats de simulation ont montré que l'insertion des compensateurs statiques de puissance réactive va améliorer la stabilité transitoire du système de

puissance. Cette amélioration dépend de l'emplacement de ce dispositif. Dans notre cas, l'insertion du SVC au point de raccordement des éoliennes représente la meilleure solution pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

Face à ces observations et aux résultats obtenus, des perspectives intéressantes sont envisageables :

- L'utilisation d'algorithme dichotomique pour calculer le temps critique d'élimination de défaut, ce qui rend la méthode d'intégration numérique applicable en temps réel ;
- Application de cette méthode pour des réseaux réels de grandes tailles en tenant compte des régulateurs de vitesse et de tension ainsi que les PSS ;
- Modélisation plus précise du générateur éolien, et l'évaluation de la stabilité des réseaux électriques en présence des autres types d'éoliennes à savoir l'éolienne basée sur une MADA avec un modèle complet (modélisation des convertisseurs de puissance) ;
- Optimisation de l'emplacement des dispositifs FACTS dans un réseau électrique en tenant compte de la stabilité comme contrainte.

Références

- [1] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique," Thèse de doctorat, Ecole nationale supérieure d'Arts et Métiers , 20 novembre 2008.
- [2] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudmont, A. Ansel, and V. Courtecuisse, "Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie," *Journée de la section électrotechnique du club EEA, J3eA*, vol. 5, no. 1, 2000.
- [3] R. Fadaeinedjad and G. Moschopoulos, "Using STATCOM to mitigate voltage fluctuations due to aerodynamic aspects of wind turbines," *IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC*, p. 3648–3654, Jun. 2008 .
- [4] E. F. Mogos, X. Guillaud, and V. Roger, "A voltage regulation system for pitch controlled variable-speed wind turbine," in *Proceeding of the 2th International Conference on Securing Critical Infrastructures, CRIS* , Grenoble, 25 – 26 Octobre 2004.
- [5] J. Dixon and J. Rodriguez, "Reactive power compensation technologies : Stat of the Art Review," *Proceeding of the IEEE*, vol. 93, no. 12, pp. 2144-2164, Dec. 2005.
- [6] K. Smedley and T. jin, "One-cycle control and its applications in power quality control and renewable power generation," *Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 2999-3007, 2005.
- [7] S. Gerbex, "Métaheuristique appliqués au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique," Thèse de doctorat, Ecole polytechnique fédérale de LAUSANNE, 2003.
- [8] Collection chiffres et statistiques, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde*. Douzième Inventaire, Edition 2010.
- [9] P. Kundur, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, p. 1387–1401, May 2004.
- [10] O. Abdelhamid, "Evaluation de la stabilité transitoire par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expérience," Thèse de magister, Université de Science et de Technologie de Houari Boumediene (USTHB), 2008.
- [11] E. G. Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité," Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.

- [12] H. Alkhatib, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique," Thèse de doctorat, Université Paul Cézanne D'Aix-Marseille, 2008.
- [13] K. A. Hamoud, "Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif," Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [14] H. Saadat, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 1998.
- [15] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [16] T. Luong, "Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées," Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2008.
- [17] Y. Xue, T. Cutsem, and M. Ribbens, "Extended equal area criterion justification, generalization, applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 44-52, Feb. 1989.
- [18] A. Luders, "Transient stability of multi-machine power systems via the direct method of Lyapunov," *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, , vol. PAS-90, no. 1, pp. 23-36, Jan. 1971.
- [19] A. Bose, "Application of direct methodes to transient stability," *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 7, pp. 1629-1636, Jul. 1984.
- [20] M. Berbiche, "Sur la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique : Approche par reconnaissance des formes statistique," Thèse de doctorat, Université de PAUL SABATIER de TOULOUSE.
- [21] M. Crappe, *Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques*. PARIS: Hermès Science, 2003.
- [22] S. Missalti, S. Saadate, A. Gherbi, and D. Flie, "Neural Network for Assessment Power System Transient Stability," *International Review on Modeling and simulation*, vol. 3, no. 3, pp. 381-387. 2010.
- [23] A. Gherbi, "Développement d'un programme orienté objet de la stabilité transitoire des réseaux électriques," Thèse de doctorat d'état, Université de Setif, 2006.
- [24] K. Olulope, A. Folly, S. Chowdhury, and P. Chowdhury, "Transient stability Assessment using Artificial Neural Network Considering Fault Location," *1st International Conference on Energy, Power and Control, University of Basrah Iraq*, Nov. 2010.
-

- [25] N. Shubhanga and M. Kulkarni, "Application of Structure Preserving Energy Margin Sensitivity to Determine the Effectiveness of Shunt and Series FACTS Devices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 730-738, Aug. 2002.
- [26] G. Bahbah and A. Girgis, "Input Feature Selection for Real-Time Transient Stability Assessment for Artificial Neural Network (ANN) Using ANN Sensitivity Analysis," in *Power Industry Computer Applications, 1999. PICA '99*, 1999, p. 295-300.
- [27] E. Sorrentino, O. Salazar, and D. Chavez, "Effect of generator models and load models on the results of the transient stability analysis of a power system," in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009*, Caracas, Venezuela, 2009, pp. 1-5.
- [28] N. ABU-TABAK, "Stabilité dynamique des systèmes électriques multi-machines : modélisation, commande, observation et simulation," Thèse de doctorat, Université de Lyon, 2008.
- [29] T. Bouktir, L. Slimani, and M. Belkacemi, "A Genetic Algorithm for Solving the Optimal Power Flow Problem," *Leonardo Journal of Sciences*, pp. 44-58, Jan. 2004.
- [30] R. Storn and K. Price, "Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces," *Journal of Global Optimization*, p. 341-359, 1997.
- [31] L. Slimani and T. Bouktir, "Optimal Power Flow Solution of the Algerian Electrical Network using Differential Evolution Algorithm," *TELKOMNIKA*, vol. 9, no. 1, pp. 1-8, Apr. 2011.
- [32] B. Meyer, M. Jerosolimski, and M. Stubbe, *Outils de Simulation Dynamique des Réseaux Electriques*. Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D4-120, 1998.
- [33] A. Mohammadi, B. Khormizi, and M. Rezaee, "Effect of Generator Parameters Inaccuracy on Transient Stability Performance," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Tehran, Iran, 2010, pp. 1-5.
- [34] K. Iyambo and R. Tzoneva, "Transient stability analysis of the IEEE 14-bus electric power system," in *AFRICON 2007*, Cape Town, Dec. 2007, pp. 1-9.
- [35] N. Jenkins and coll, *Electrotechnique des énergies renouvelables et de la cogénération*. Paris: DUNOD, 2008.
- [36] B. Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur,"
-

- Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [37] H. Camblong, "Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable," Thèse de doctorat, Ecole national supérieur d'Arts et Métiers, 2003.
- [38] A. Mirecki, "Etude comparative de chaines de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de doctorat Institut polytechnique de Toulouse, 2005.
- [39] O. Stihi, "Conception, modélisation et commande d'une éolienne à axe vertical," Thèse de magister, Ecole Supérieur Polytechnique Algie, 2008.
- [40] World Wind Energy Association (WWEA 2011), 10th World Wind Energy Conference & Renewable Energy Exhibition, April 2011.
- [41] S. Aimani, "Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyen tension," Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille et l'université des sciences et technologies de Lille, 2002.
- [42] V. Roger, "Modélisation simplifiée de source de production décentralisée pour les études dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire," Thèse de doctorat, Université D'Artois, 2004.
- [43] ENERCON GmbH (2012). <http://www.enercon.de/fr-fr/66.htm>
- [44] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," Thèse de doctorat, cole normale supérieur de Cachan, 2002.
- [45] A. Ramos, "Stability analysis of power systems considering AVR and PSS output limiters," *Electrical Power and Energy Systems*, p. 153–159, 2009.
- [46] A. DAVIGNY, "Participation aux services systèmes de fermes éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie," Thèse de doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2007.
- [47] F. POITIERS, "Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne," Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [48] R. Rabinovici, "Autonomous excitation of induction generators," *IEEE Transactions on magnetics*, vol. 34, no. 3, pp. 664-670, 1998.
- [49] L. Leclercq, "Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes," Thèse de doctorat, Université des
-

- Sciences et Technologies de Lille, 2004.
- [50] L. Holdsworth, G. Wu, B. Ekanayake, and N. Jenkins, "Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances," *EE Proc-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 3, May 2003.
- [51] H. Arnaldo, "wind farm model for power system stability analysis," Thèse de doctorat, Université de l'Illinois à Urbana-Champaign, 2010.
- [52] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC Transmission systems: Modelling and Control*. Springer, 2005.
- [53] M. Crappe, *L'exploitation des réseaux électriques avec l'électronique de puissance*. PARIS: Hermès Science, 2006.
- [54] E. Acha, R. Claudio, R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and C. Angeles-Camacho, *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [55] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. London: Springer, 2010.
- [56] M. Sabir, "Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute tension (HVDC-FACTS)," Thèse de doctorat, Université de Sétif, 2011.
- [57] B. Bhattacharya and K. Goswami, "Optimal Placement of FACTS Devices by Genetic Algorithm for the Increased Load-Ability of a Power System," *Academy of Science, Engineering and Technology*, 2011.
- [58] M. Santiago-Luna and R. Cedeño-Maldonado, "Optimal Placement of Facts Controllers in Power Systems via Evolution Strategies," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, TDC '06. IEEE/PES*, Puerto Rico Univ., Mayaguez , 2006, pp. 1-6.
- [59] W. Hubbi and T. Hiyama, "Placement of static VAR compensators to minimize power system losses," *Electric Power Systems Research*, vol. 47, p. 95–99, 1998.
- [60] L. Slimani and T. Bouktir, "Economic Power Dispatch of Power System with Pollution Control using Multi-objective Artificial Bee Colony Optimization with FACTS devices," in *International conference on swarm intelligence Theoretical advances and real world applications*, Cergy, France, 2011.
- [61] C. Dermentzoglou and P. Papadopoulos, "Dynamic stability enhancement of a planned wind farm with a static var compensator," *Journal of Electrical Engineering*, vol. 57, no. 3, p. 121–129, 2006.
-

- [62] A. Adamczyk, R. Teodorescu, N. Mukerjee, and P. Rodriguez, "Overview of FACTS Devices for Wind Power Plants Directly Connected to the Transmission Network," in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Aalborg Univ., Aalborg, Denmark , 2010, p. 3742–3748.
- [63] R. Grünbaum, "FACTS for Grid Integration of Wind Power," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, 2010.
-

Annexes

Annexe 1 :

1.1 Réduction de la matrice admittance par la méthode de *KRON*

La matrice d'admittance nodale Y_{bus} d'ordre $n \times n$ peut être réduite à une nouvelle matrice Y_{red} de la façon suivante :

Le jeu de barres k peut être éliminé en remplaçant les éléments des $(1-n)$ lignes et colonnes par :

$$Y_{red} = Y_{bus} - \frac{Y_{busik}Y_{buskj}}{Y_{buskk}} \quad (1.1)$$

Pour : $i = 1, 2, \dots, k-1, k+1, \dots, n$ et $j = 1, 2, \dots, k-1, k+1, \dots, n$

Par application successive de l'équation (1.1), il est possible d'éliminer le nombre désiré des jeux de barres. L'équation (1.1) s'appelle la formule de réduction de Kron.

Une autre solution pour réduire un réseau électrique est de réorganiser l'équation du réseau de la manière suivante :

$$I = Y \times V \quad (1.2)$$

Avec :

I, V : Courants et Tensions des jeux de barres.

$$\begin{bmatrix} I_I \\ I_{II} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & Y_2 \\ Y_3 & Y_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_I \\ V_{II} \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Où :

$Y_1 \text{ à } Y_4$: Sous-matrices complexes.

Le sous-indice I représente les jeux de barres avec générateurs et II représente les jeux de barres sans générateur. La matrice admittance réduite peut être calculée avec l'équation matricielle suivante :

$$Y_{red} = Y_1 - Y_2 Y_4^{-1} Y_3 \quad (1.4)$$

Tous les éléments de la matrice admittance sont des valeurs complexes. Cela donne :

$$I_g = Y_{red} E_t \quad (1.5)$$

Annexe 2 :

2.1 Données du réseau IEEE-30 jeux de barres

2.1.1 Données des nœuds du réseau :

N° du JB	Type du JB	V (pu)	Angle (°)	P _g (pu)	Q _g (pu)	P _d (pu)	Q _d (pu)
1	1	1.0600	0	176.9200	- 4.6670	0	0
2	2	1.0430	0	48.4510	2.9380	21.7000	12.7000
3	0	1.0000	0	0	0	2.4000	1.2000
4	0	1.0600	0	0	0	7.6000	1.6000
5	2	1.0100	0	20.9720	24.6060	94.2000	19.0000
6	0	1.0000	0	0	0	0	0
7	0	1.0000	0	0	0	22.8000	10.9000
8	2	1.0100	0	22.4320	6.9270	30.0000	30.0000
9	0	1.0000	0	0	0	0	0
10	0	1.0000	0	0	0	5.8000	2.0000
11	2	1.0820	0	12.1460	23.0910	0	0
12	0	1.0000	0	0	0	11.2000	7.5000
13	2	1.0710	0	12.0000	22.3720	0	0
14	0	1.0000	0	0	0	6.2000	1.6000
15	0	1.0000	0	0	0	8.2000	2.5000
16	0	1.0000	0	0	0	3.5000	1.8000
17	0	1.0000	0	0	0	9.0000	5.8000
18	0	1.0000	0	0	0	3.2000	0.9000
19	0	1.0000	0	0	0	9.5000	3.4000
20	0	1.0000	0	0	0	2.2000	0.7000
21	0	1.0000	0	0	0	17.5000	11.2000
22	0	1.0000	0	0	0	0	0
23	0	1.0000	0	0	0	3.2000	1.6000
24	0	1.0000	0	0	0	8.7000	6.7000
25	0	1.0000	0	0	0	0	0
26	0	1.0000	0	0	0	3.5000	2.3000
27	0	1.0000	0	0	0	0	0
28	0	1.0000	0	0	0	0	0
29	0	1.0000	0	0	0	2.4000	0.9000
30	0	1.0000	0	0	0	10.6000	1.9000

2.1.2 Données des lignes du réseau :

Du JB	Au JB	R (pu)	X (pu)	$\frac{1}{2}$ B (pu)	Rap
1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
1	3	0.0452	0.1852	0.0204	1
2	4	0.0570	0.1737	0.0184	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
5	7	0.0460	0.1160	0.0102	1
6	7	0.0267	0.0820	0.0085	1
6	8	0.0120	0.0420	0.0045	1
6	9	0	0.2080	0	1
6	10	0	0.5560	0	1
9	11	0	0.2080	0	1
9	10	0	0.1100	0	1
4	12	0	0.2560	0	1
12	13	0	0.1400	0	1
12	14	0.1231	0.2559	0	1
12	15	0.0662	0.1304	0	1
12	16	0.0945	0.1987	0	1
14	15	0.2210	0.1997	0	1
16	17	0.0824	0.1923	0	1
15	18	0.1073	0.2185	0	1
18	19	0.0639	0.1292	0	1
19	20	0.0340	0.0680	0	1
10	20	0.0936	0.2090	0	1
10	17	0.0324	0.0845	0	1
10	21	0.0348	0.0749	0	1
10	22	0.0727	0.1499	0	1
21	22	0.0116	0.0236	0	1
15	23	0.1000	0.2020	0	1
22	24	0.1150	0.1790	0	1
23	24	0.1320	0.2700	0	1
24	25	0.1885	0.3292	0	1
25	26	0.2544	0.3800	0	1
25	27	0.1093	0.2087	0	1
28	27	0	0.3960	0	1
27	29	0.2198	0.4153	0	1
27	30	0.3202	0.6027	0	1
29	30	0.2399	0.4533	0	1
8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
6	28	0.0169	0.0599	0.0650	1

2.1.3 Données des générateurs :

N° du JB	R_a (pu)	X'_d (pu)	H (s)	D (pu)
1	0.0040	0.27	10	0.1
2	0.0040	0.27	3	0.1
5	0.0043	0.265	3	0.1
8	0.0043	0.265	3	0.1
11	0.0026	0.232	3	0.1
13	0.0026	0.232	13	0.1

2.1.4 Coefficients de coût des générateurs du réseau IEEE-30 jeux de barres

Générateur N°	Coefficients de coût			P_G^{MIN} (MW)	P_G^{MAX} (MW)
	a (\$/hr)	b (\$/MW/hr)	c (\$/MW ² /hr)		
1	0	2	0.00375	50	200
2	0	1.75	0.0175	20	80
3	0	1	0.0625	15	50
4	0	3.25	0.0083	10	35
5	0	3	0.025	10	30
6	0	3	0.025	12	40

2.2 Données des éoliennes

$$X_s = 3.5547 \text{ [pu]}$$

$$X_r = 3.5859 \text{ [pu]}$$

$$X_m = 3.5092 \text{ [pu]}$$

$$R_s = 0.1015 \text{ [pu]}$$

$$R_r = 0.0880 \text{ [pu]}$$

$$H = 4 \text{ [s]}$$

$$S_{\text{éol}} = 5 \text{ [MVA]}$$

$$L_s = X_s / \omega_s$$

$$L_r = X_r / \omega_s$$

$$L_m = X_m / \omega_s$$

$$L_{rr} = L_r + L_m$$

$$L_{ss} = L_s + L_m$$

ملخص :

تبعاً لتحرير أسواق الطاقة الكهربائية و استجابة لمعاهدة كيو تو من أجل تقليص انبعاث الغازات المسببة للإحتباس الحراري، أصبح إنتاج الطاقة الكهربائية باستعمال الطاقات المتجددة ذو أهمية كبيرة، و تعتبر الطاقة الهوائية من بين الطاقات المتجددة الواعدة حالياً غير أن ربط المولدات الهوائية بالشبكات الكهربائية يشكل تحدياً بالنسبة لمسيري هذه الشبكات، خصوصاً مع المولدات التي لا توفر إمكانية تعديل الطاقة غير الفعالة، هذا النوع من المولدات يتطلب بطاريات للحد من الطاقة غير الفعالة الممتصة من الشبكة والاحتفاظ بها متصلة بهذه الأخيرة في حالة تعرضها لاضطراب. إلا أن هذه البطاريات لها عدة سلبيات، مما استوجب اللجوء إلى استعمال الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب. الهدف الأساسي من هذا العمل هو دراسة إسهام هذه الأنظمة في تحسين الاستقرار العابر لشبكة كهربائية تحتوي على مولدات هوائية ذات سرعة ثابتة بعد تعرضها لاضطراب.

كلمات مفتاحية : شبكات كهربائية، الاستقرار العابر ، مولد لاتزامني ، الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب.

RESUMÉ :

Suite à la libéralisation du marché de l'énergie électrique, et pour répondre aux préoccupations environnementales afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (Protocole de Kyoto), la production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables sera de plus en plus importante. L'énergie éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses actuellement.

L'intégration et la pénétration de ces sources d'énergie dans un réseau électrique sont devenues un défi pour les gestionnaires des réseaux, notamment avec les éoliennes qui n'offrent pas un contrôle de l'énergie réactive. Ce type d'éoliennes nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée du réseau, et pour les garder connectées en cas d'un défaut. Cependant ces bancs de condensateur présentent plusieurs inconvénients, d'où le recours aux dispositifs FACTS.

L'objectif principal de notre travail est d'évaluer l'apport de ces dispositifs sur la stabilité transitoire d'un réseau électrique en présence des éoliennes à vitesse fixe à base de générateur asynchrone à cage.

Mots Clés: réseaux électriques, stabilité transitoire, générateur asynchrone, systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS).

ABSTRACT:

Following liberalization of electrical energy markets, and to meet the environmental concerns reduce emissions of greenhouse gases (Kyoto Protocol), the production of electricity from renewable energy will become most important. Wind energy is one of the most promising renewable energy in recent years.

The integration and penetration of these energy sources in power system have become a challenge for network managers, especially, with wind turbines that do not offer control of reactive power. This type of wind turbines requires the addition of capacitor banks to reduce reactive power absorbed in the network and to keep them connected in case of fault. However these capacitor banks present several disadvantages, this requires the use of FACTS devices.

The main objective of this work is to illustrate the possibility of improving the power system transient stability with FACTS, in presence of fixed speed wind generator.

Key Words: power systems, transient stability, induction generator, flexible alternating current transmission system (FACTS)