

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie Electrique



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par :

HAMLAOUI Yahia

BENNAI Mohammed ali

Thème:

Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique

Soutenu publiquement

Le : 10 / 06 / 2018

Devant le jury :

M ^f KHERFANE Riad lakhdar	MAB	Président	UKM Ouargla
M ^f BOUHADOUZA Boubekour	MAA	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
M ^f GUEHRAR Youcef	MAA	Examineur	UKM Ouargla

Année universitaire 2017/2018



Remerciements

*Nous remercions, en premier lieu, ﷻ le tout puissant de nous avoir
donnés La volonté et la patience pour mener à bien ce modeste
travail.*

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur
Mr. Bouhadouza Boubekour pour le temps qu'il nous a consacré et
l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.*

*Je tiens à remercier Mr. Kherfane Riad lakhdar pour l'honneur qu'il
m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à
Guehrar Youcef qui a accepté d'examiner mon travail.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des
enseignants du département génie électrique qui ont contribué à notre
formation.*

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles.

Yahia & Mohammed Ali

U





Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes chères grands-mères

Mes très chères soeurs

Mes chers oncles

Toute ma famille

A tous mes camarades de groupe :

RESEAU ELECTRIQUE

A tous mes amis que j'ai connus dans ma vie

HAMLAOUI YAHIA





Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes chères grands-mères

Mes très chères soeurs

A tous les membres de ma famille, petits et grands

A tous mes amis de proches

A tous mes camarades de groupe :

RESEAU ELECTRIQUE

A tous les enseignantes de Génie électrique

BENNAI MOHAMMED ALI



SOMMAIRE

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

INTRODUCTION GENERALE..... 1

Chapitre I : Introduction à l'étude de la stabilité et ses moyennes de compensation.

I.1. Introduction.....	3
I.2. Régulateurs de système de production.....	3
I.2.1. Les régulateurs de tension (AVR).....	3
I.2.2. Les régulateurs de puissance (PSS).....	5
I.3. Notion de la stabilité.....	5
I.4. Classification de la stabilité des réseaux électrique.....	6
I.4.1. La stabilité statique.....	7
I.4.2. La stabilité dynamique.....	7
I.4.3. La stabilité transitoire.....	7
A. Buts de la stabilité transitoire.....	8
B. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	8
C. Méthode d'évaluation de la stabilité transitoire.....	9
C.1. Méthodes indirectes d'intégration numérique.....	10
C.2. Méthodes directes.....	10
C.3. Méthodes hybrides.....	11
D. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.....	11
D.1. Amélioration par les moyens classiques.....	11
D.2. Amélioration par les moyens modernes.....	12
D.2.1. Amélioration de la stabilité par les PSS.....	12
D.2.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS.....	13
I.5. Les systèmes FACTS.....	13
I.5.1. Compensateurs parallèles.....	14
I.5.1.1. Compensateurs parallèles à base de thyristors.....	14
I.5.1.2. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors.....	15
I.5.2. Compensateurs séries.....	17
I.5.2.1. Compensateurs séries à base de thyristor.....	17
I.5.2.2. Compensateurs séries à base de GTO thyristors.....	19
I.5.3. Compensateurs hybrides série – parallèle.....	20
I.5.3.1. Compensateurs hybrides à base de thyristors.....	20
I.5.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors.....	21
I.6. Conclusion.....	23

SOMMAIREL

Chapitre II : Simulation et interprétation des résultats obtenus.

II.1. Introduction.....	24
II.2. Étapes d'analyse de la stabilité transitoire.....	24
II.3. Outils de simulation.....	24
II.3.1. Utilisation de PSAT.....	25
II.3.2. Calcul du temps critique d'élimination du défaut.....	26
II.3.3. Réseau test.....	26
II.3.4. Simulation et discussions des résultats obtenues.....	28
II.3.4.1. 1 ^{ère} scénarios.....	28
a. Analyse de système sans défaut.....	28
b. Analyse de système en présence de défaut.....	28
II.3.4.2. 2 ^{ème} scénarios (Moyennes d'amélioration de la stabilité transitoire).....	31
a. Variation de la résistance statorique des générateurs (R).....	31
a.1. Impact de R sur le générateur raccordé au JB02.....	36
b. Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS.....	37
b.1. Influence de l' SVC et le STATCOM sur la stabilité transitoire.....	37
b.1.1. Avec compensateur SVC.....	38
b.1.2. Avec compensateur STATCOM.....	40
b.1.3. Comparaison entre l'SVC et le STATCOM pour l'amélioration de stabilité transitoire.....	42
II.4. Conclusion.....	43
CONCLUSIONS GENERALES.....	44

Bibliographie

Annexe

LISTE DES FIGURES

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1. Modèle générique des systèmes de régulation de tension.....	4
Figure I.2. Modèle schématique d'un PSS avance/retard.....	5
Figure I.3. Classification des différents types de stabilités de système de puissance.....	6
Figure I.4. Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.....	13
Figure I.5. Caractéristique d'un SVC.....	15
Figure I.6. Schéma du SVC et TCBR.....	15
Figure I.7. Schéma de base du STATCOM.....	16
Figure I.8. Diagramme vectoriel de STATCOM.....	17
Figure I.9. Caractéristique du STATCOM.....	17
Figure I.10. Structure du TCSC (a) et TSSC (b).....	18
Figure I.11. Réactance équivalente $X(\alpha)$	18
Figure I.12. Structure du TCSR.....	19
Figure I.13. Schéma de base du SSSC.....	19
Figure I.14. Caractéristique statique du SSSC.....	20
Figure I.15. Schéma du TCPAR.....	21
Figure I.16. Diagramme vectoriel du TCPAR.....	21
Figure I.17. Schéma de base de l'IPFC.....	22
Figure I.18. Schéma de base de l'UPFC.....	23
Figure I.19. L'influence de différents systèmes FACTS sur la puissance active.....	23

Chapitre II

Figure II.1. L'éditeur de PSAT.....	25
Figure II.2. Bibliothèque de simulink.....	25
Figure II.3. Structure de réseau test 69 jeux de barre	27
Figure II.4. Simulation d'un réseau de 16 générateurs 69 jeux de barres.....	28

LISTE DES FIGURES

Figure II.5. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable.....	30
Figure II.6. Angle rotorique et la vitesse des générateurs pour (R=0.01pu).....	32
Figure II.7. Amplitude de tension pour (R=0.01pu).....	32
Figure II.8. Angle rotorique et la vitesse des générateurs pour (R=0.02pu).....	33
Figure II.9. Amplitude de tension pour (R=0.02pu).....	34
Figure II.10. Angle rotorique et la vitesse des générateurs pour (R=0.03pu).....	35
Figure II.11. Amplitude de tension pour (R=0.03pu).....	35
Figure II.12. Angle rotorique et la vitesse des générateurs (impact de R sur le générateur raccordé au JB02).....	36
Figure II.13. Amplitude de tension (impact de R sur le générateur raccordé au JB02).....	36
Figure II.14. Modélisation d'un SVC : a) SVC placé en un nœud: b) symbole, c) modèle...	38
Figure II.15. Angle rotorique et la vitesse des générateurs (avec compensateur SVC).....	39
Figure II.16. Amplitude de tension (avec compensateur SVC)	40
Figure II.17. Modèle du STATCOM.....	40
Figure II.18. Angle rotorique et la vitesse des générateurs(avec compensateur STATCOM)	41
Figure II.19. Amplitude de tension (avec compensateur STATCOM).....	41
Figure II.20. Angle rotorique et la vitesse des générateurs (Comparaison entre l'SVC et le STATCOM pour l'amélioration de stabilité transitoire).....	42
Figure II.21. Amplitude de tension (Comparaison entre l'SVC et le STATCOM pour l'amélioration de stabilité transitoire).....	42

LISTE DES TABLEAUX

Liste des tableaux

Tableau II.1. CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sur le Réseau Test.....	29
Tableau II.2. Temps critiques en fonction de la résistance statoriques des générateurs.....	31
Tableau II.3. Temps critiques d'élimination de défaut.....	38

LISTE DES ABREVIATIONS

Liste des abréviations

SEE	Systèmes Electro Energétiques
FACTS	Flexible AC Transmission System
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
RCT	Réactance Commandées par Thyristor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Swiched Capacitor
SVC	Static Var Compensator
STATCOM	Static Compensator
SVG	Static Var Generator
TCSC	Compensateur Série Contrôlé par Thyristors
TSSC	Thyristor Switched Série Capacitor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified Power Flow Controlle
IPFC	Interline Power Flow Controller
PSAT	Power System Analysis Toolbox
GTO	Gate Turn Off
PSS	Power System Stabilizer
AVR	Automatic Voltage Regulator
CCT	Critical Clearing Time
ST	Stabilité Transitoire
ED	Economic Dispatch
AGC	Automatic Generation Control
PF	Power Factor
SIME	Single Machine Equivalent
PST	Phase Shifting Transformer
TCBR	Thyristor Control Breaking Resistor
ASVC	Advanced Static Var Compensator
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
TSSR	Thyristor Switched Series Reactor
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
LTC	Load Tap Changer



Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE L

Introduction générale

L'évolution des réseaux électriques fut marquée, durant les dernières années, par de nouvelles stratégies de conception, d'exploitation et de contrôle. En effet, la solution adoptée, par les plupart des pays, pour faire face au problème de croissance rapide de la demande d'énergie électrique se résume dans les points suivants : La mise en service de nouvelles centrales plus puissantes, le maillage de plus en plus de réseau de transport et de distribution, l'échange d'énergie entre pays par l'interconnexions internationales et même intercontinentales.

Cette complexité de structure, à la base des problèmes actuels rencontrés dans la conduite en ligne est essentiellement l'affaiblissement de la capacité des réseaux à garder la stabilité suite à un défaut, a favorise l'appel des moyens de contrôle.

Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de remplir ces fonctions étaient des dispositifs électromécaniques : les transformateurs-déphaseurs à réglage en charge pour le contrôle de la puissance active ; les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permet pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour ; ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage des transits de puissances actives et réactive utilisant l'électronique de puissance a fait ses preuves.

Aujourd'hui, grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître de nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et accroître la puissance de transport des lignes. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (tension, déphasage, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôler et les tensions mieux tenus, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes [1].

INTRODUCTION GENERALE L

La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique perturbé aux variations de la résistance statorique des générateurs et moyen de dispositifs FACTS, comme SVC, STATCOM, SSSC et UPFC.....etc.

Le sujet de ce mémoire basée sur les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique à travers la variation de la résistance statorique des générateurs, ou bien l'insertion d'un des dispositifs FACTS tel que, le SVC (Static Var Compensator) et STATCOM (STATIC COMPensator), Pour atteindre cet objectif de recherche, ce mémoire est organisé en deux chapitres:

Le premier chapitre présente la stabilité transitoire d'un réseau électrique. On retrouve dans ce chapitre un état de l'art sur la stabilité en différents régime de fonctionnement ainsi les différentes perturbations (légères et grandes) qui gênent leur fonctionnement. On retrouve aussi une présentation générale du concept FACTS. Il dresse tout d'abord aux techniques de compensation de puissance réactive classiques et modernes et une liste des problèmes liés à l'exploitation d'un réseau électrique puis introduit les solutions pouvant être apportées par la technique FACTS. Une classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée.

Dans le deuxième chapitre, on a mis en évidence l'efficacité de la variation de la résistance statorique des générateurs et l'SVC, STATCOM pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique. Les simulations des modèles étudiés est faite sur le logiciel PSAT boîte à outils qui s'exécute sous environnement MATLAB. Puis on fait l'analyse des résultats obtenus.

Enfin, on terminera ce mémoire par une conclusion générale et à proposer quelques perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

Chapitre I

**Introduction à l'étude de la stabilité et ses
moyens de compensation**

I.1. Introduction

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine.

Lorsque le réseau subit une perturbation (court circuit, perte de charge, perte d'un générateur, ouverture d'une ligne,...etc.), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques oscillent jusqu'à l'intervention des systèmes de réglage et de protection afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un état de fonctionnement stable.

Dans ce chapitre, nous parlerons sur les notions de stabilité transitoire des réseaux de transport d'énergie électrique et ses différents types exposés ainsi que les différentes techniques appliquées pour l'évaluation de la stabilité transitoire. Les techniques d'optimisation classique et moderne sont également exposées dans ce chapitre.

I.2. Régulateurs de système de production

Pendant le processus de production d'énergie, des problèmes communs, tels que la dissemblance de la charge, la déviation limite dans le système de transmission et l'oscillation de la turbine peuvent produire une sortie oscillatoire dans le générateur synchrone. Cette catégorie de fluctuation électromécanique affecte la fermeté du système d'alimentation. Ici, dans les centrales électriques modernes, afin d'améliorer la stabilité dynamique et d'assurer la qualité de l'énergie, la plupart des générateurs synchrones sont équipés d'une unité d'excitation, supervisée par un Automatic Voltage Regulator (AVR) et un Power System Stabilizer (PSS) [2].

I.2.1. Les régulateurs de tension (AVR)

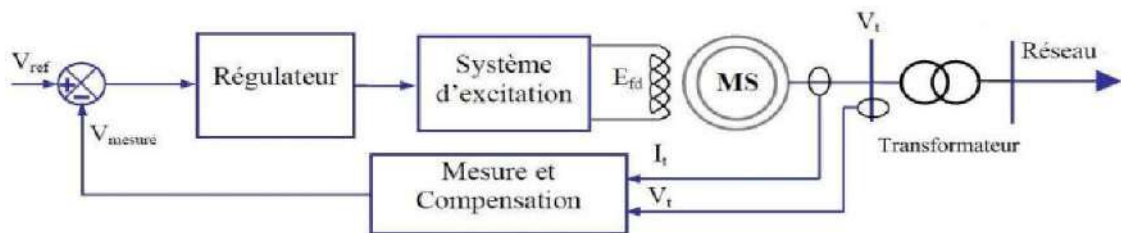
Pour les machines synchrones connectées au réseau de transport, il existe deux types de régulation de tension: soit la régulation automatique de tension (AVR), soit le régulateur de facteur de puissance Var/PF (PF – Power Factor). Le choix du type de régulation dépend de la puissance des machines ou du niveau de tension au point de raccordement du générateur [3].

L'AVR vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de la machine constante.

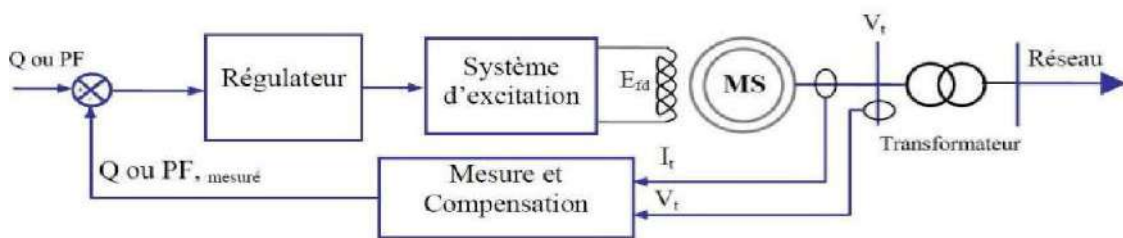
Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive. Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands générateurs synchrones qui fonctionnent en mode « support de la tension ».

Le régulateur de facteur de puissance vise à maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive de la machine constante. Ce type de régulateur est spécifique pour les petits générateurs synchrones de quelques KVA à quelques dizaines de MVA connectés aux réseaux de distribution. La tension des générateurs utilisant ce régulateur n'est pas constante, mais varie selon les variations de la tension du réseau [4].

Les modèles génériques des systèmes de régulation de tension sont présentés sur la Figure I.1.



a- Régulateur automatique tension.



b- Régleur de facteur de puissance.

Figure I.1. Modèle générique des systèmes de régulation de tension.

Du point de vue de la stabilité transitoire, le système AVR est plus performant que le système Var/PF. Cela provient du fait que pendant l'intervalle transitoire d'un court-circuit, la tension d'excitation avec le régulateur Var/PF est légèrement plus faible que celle obtenue avec le régulateur AVR. Cette faible valeur de tension contribue à l'accélération de l'angle rotorique. Par conséquent, la perte de la stabilité transitoire se produit plus rapidement pour les générateurs utilisant le régulateur Var/PF

par rapport à ceux utilisant le régulateur AVR [4].

I.2.2. Les régulateurs de puissance (PSS)

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor à l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur. Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus vite et au bon moment [5].

Le type de PSSs le plus utilisé est connu sous le nom de CPSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce dernier a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs (figure I.2):

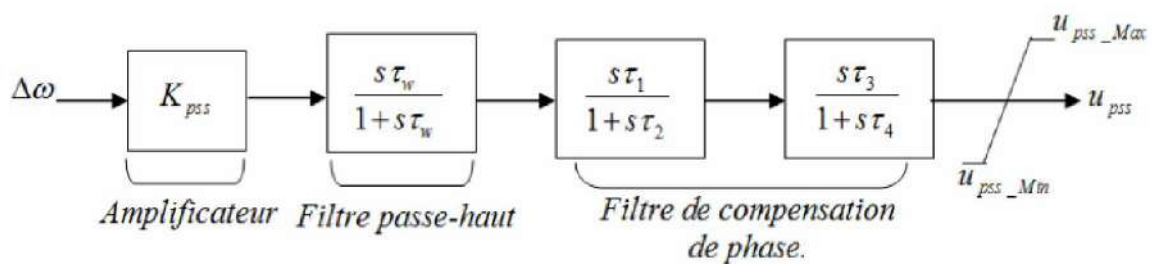


Figure I.2. Modèle schématique d'un PSS avance/retard.

I.3. Notion de la stabilité

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE [6].

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 proche 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.

On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation.

1.4. Classification de la stabilité des réseaux électrique

Les diverses formes de l'instabilité résultantes ne peuvent pas être correctement compris et efficacement traitées en même temps. En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité. La classification est, donc, essentielle pour une analyse pratique significative et une résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques.

La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. On peut donc classer les types de la stabilité comme suit [7]:

On distingue trois types de stabilité (Figure I.3) [6]:

- La stabilité de l'angle de rotor.
- La stabilité de tension.
- La stabilité de fréquence.

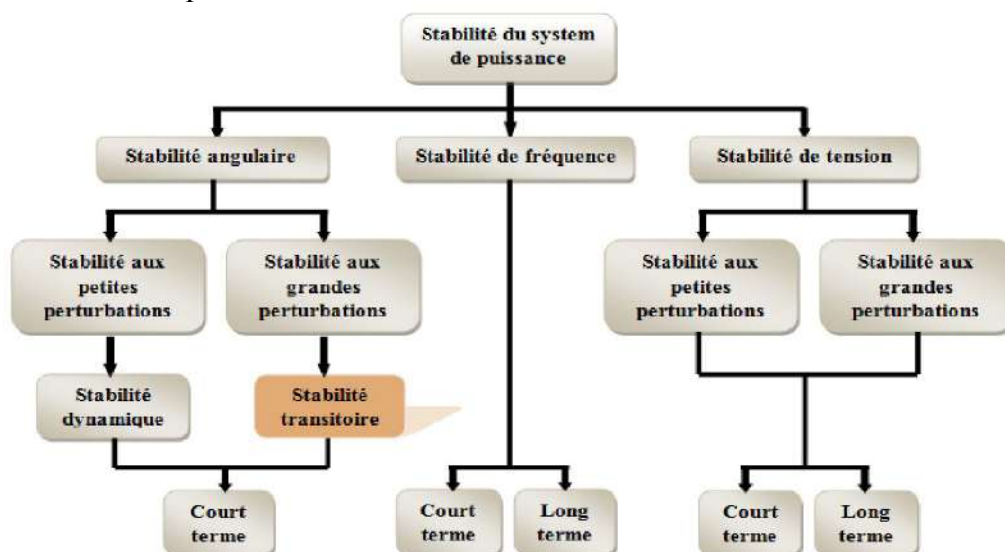


Figure I.3. Classification des différents types de stabilités de système de puissance.

I.4.1. La stabilité statique

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

Dans cet état, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal [8].

I.4.2. La stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas 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 [9].

I.4.3. La stabilité transitoire

Cette stabilité concerne les quelques secondes qui suivent l'arrivée d'une grande perturbation sur le réseau électrique. Elle dépend beaucoup des caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des régulateurs mis en place dans les stations des générateurs, des stabilisateurs comme le PSS et le SVC (static var compensator), du réenclenchement rapide des lignes, de l'utilisation des FACTS (flexible AC transmission systems), de la performance des systèmes de protection et des relais, etc. Les modèles utilisés pour ces études sont des modèles détaillés, même s'ils sont plus simples que ceux utilisés pour l'étude de la stabilité dynamique. Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire est la rapidité, l'exactitude et la quantité des données sorties [10].

La stabilité transitoire dépend [8]:

- du type de perturbation.
- de la durée de perturbation.
- du lieu de perturbation.

- de la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteurs...etc.).
- du point de fonctionnement avant défaut.
 - niveau de puissance active.
 - topologie du réseau.
 - degré d'excitation des machines.
- des caractéristiques dynamiques.
 - des générateurs.
 - des charges.
 - des régulateurs et des stabilisateurs mis en place.

A. Buts de la stabilité transitoire

L'objectif le plus important des études de stabilité est de trouver le comportement dynamique des principales variables qui déterminent le fonctionnement des générateurs ainsi que l'angle, la vitesse, le courant, la tension et la puissance. Même, grâce à ces variables, il est possible de déterminer le temps critique d'élimination de défaut ou la marge de stabilité. Autrement dit, la stabilité transitoire (ST) vise à répondre à la question suivante : quel est le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable?

Aussi, les études de ST permettent une meilleure compréhension du comportement des réseaux électriques et facilitent la mise en œuvre des politiques de planification et d'opération. Elles sont également utiles pour valider si les nouveaux circuits répondent aux critères établis dans les normes techniques de chaque pays et pour vérifier le réglage et le contrôle des équipements de protection.

La stabilité transitoire est fondamentale pour d'autres études des réseaux électriques. Par exemple, il est possible de déterminer les défauts les plus critiques dans les études de contingences en utilisant les temps critiques d'élimination de défaut des machines. Aussi, la ST est utilisé pour faire un contrôle optimal des réseaux électriques dans des conditions transitoires [11].

B. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

Cette analyse permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique (plan de défense ou des sauvegardes). Elle aide aussi les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électrique par de nouveaux ouvrages de production, de transport ou des compensateurs.

Les études de la stabilité transitoire ne sont pas essentiellement dans les exercices de protection et de planification, mais elles sont aussi présentes dans l'établissement des prévisions de charge journalière, des plans de marche et même dans la conduite économique en temps réel (Economic Dispatch ED, Automatic Generation Control AGC...) [12].

On distingue différents contextes pour l'analyse de l'état transitoire des systèmes électriques. Trois contextes d'analyses se détachent :

- Analyse en planification qui tient compte :
 - Du temps de réponse des protections.
 - Du type de conducteurs.
 - Du niveau de tension.
 - De la qualité des régulateurs de tension et de vitesse.
- Analyse en mode préventif, mettant en œuvre :
 - Les méthodes numériques ou indirectes.
 - Les méthodes directes.
- Analyse en mode curatif aboutissant :
 - À la modification de la caractéristique des lignes.
 - Au contrôle de transit de puissance dans les lignes.

Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- ✓ L'amélioration du temps critique d'élimination des défauts.
- ✓ L'amortissement des oscillations après la perturbation.
- ✓ L'amélioration de la capacité de transfert des lignes.

C. Méthode d'évaluation de la stabilité transitoire

Ces dernières années, la stabilité transitoire est devenue plus critique, à cause de l'interconnexion, l'accroissement énorme de la demande et les contraintes économiques de construire des nouvelles centrales de production et des nouvelles lignes de transmission. Tous ces facteurs conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité, ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel. A cause de la forte non-linéarité, une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre de paramètres. Car plusieurs méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles [9].

1- Méthodes indirectes d'intégration numérique.

2- Méthodes directes (ou énergétiques).

3- Méthodes hybrides.

Dans ce qui suit, nous donnons un aperçu de chacune de ces méthodes.

C.1. Méthodes indirectes d'intégration numérique

L'avènement des ordinateurs a permis l'essor des méthodes temporelles et leur utilisation intensive. Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution pas-à-pas de l'ensemble des équations intégrales et différentielles non linéaires et celles algébriques qui gouvernent le phénomène [13].

Cette approche comporte trois étapes essentielles:

- 1 - Étude du système avant défaut (écoulement de puissance).
- 2 - Étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.
- 3 - Étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut.

C.2. Méthodes directes

Les méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier) [7].

Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un système mono machine relié à un jeu de barres infini, Les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur [4].

❖ Avantages des méthodes directes [7] :

- La rapidité (le temps de calcul court).
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

❖ Inconvénients des méthodes directes :

- Ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille.
- Une limitation dans la modélisation du réseau.
- Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau.

C.3. Méthodes hybrides

Les méthodes hybrides surmontent les deux limitations des méthodes directes comme suit:

- ✓ L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines
- ✓ Le problème de modélisation peut être résolu en incluant la fonction de Lyapunov calculée par les méthodes d'intégration numériques [7].

La méthode dite SIME (SIngle Machine Equivalent), est souvent utilisée pour évaluer la stabilité transitoire, c'est une méthode hybride résultant de la combinaison de la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur le système mono machine équivalent. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir [4]:

- ✓ L'identification des machines critiques (responsables de la rupture éventuelle du synchronisme).
- ✓ Evaluation de la marge de la stabilité.

D. Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire

D.1. Amélioration par les moyens classiques

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux sont :

- Le transformateur à prises réglables en charge.
- Les transformateurs déphaseurs.
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs.
- Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau [14].

Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive, peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs solutions ont été adoptées [15,16] :

- Les batteries de condensateurs.
- Le compensateur synchrone.

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis les variations rapides de l'énergie réactive, c'est pourquoi, d'autres dispositifs ont été utilisés. Le développement des semi-conducteurs a facilité l'apparition de nouveaux compensateurs pour répondre soit :

- Au problème de flux de puissance.
- Au problème de l'énergie réactive.
- Au problème de la stabilité.

D.2. Amélioration par les moyens modernes

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

- l'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) [17].

D.2.1. Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [18].

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase [19,20]. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [21]. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

D.2.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport et l'absence de la planification à long terme ont créé des tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique. La technologie de FACTS est apparue pour alléger cet aspect mais pas toutes les difficultés. Cette technologie fournit de nouvelles possibilités pour contrôler de la puissance transmise, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, l'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un « Thyristor Controlled Série Capacitors : TCSC » ou bien un « Static Synchronous Série Capacitors : SSSC ». Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisant d'un « Static Compensator Shunt : SVC » ou bien un « Static Synchronous Compensator : STATCOM ». Ils peuvent commander l'angle de transport par l'utilisation des transformateurs déphaseurs «Phase Shifting Transformer : PST » ou bien des thyristors contrôleurs des PST, voir Figure I.4.

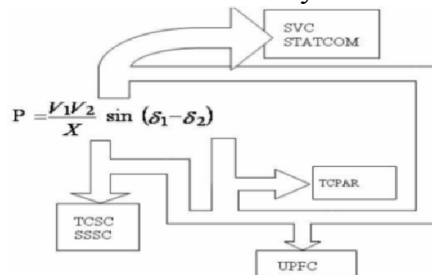


Figure I.4. Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.

Les FACTS peuvent aussi commander le flux de puissance active, réactive et l'angle de transport par une utilisation unifiée « en anglais, Unified Power Flow Control : UPFC » [22,23].

I.5. Les systèmes FACTS

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [24]. Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent

contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voire en améliorant, la stabilité des réseaux. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [17] :

- les compensateurs parallèles
- les compensateurs séries
- les compensateurs hybrides (série - parallèle)

Dans ce chapitre nous parlerons de ces compensateurs en général et de l'UPFC en particulier.

1.5.1. Compensateurs parallèles

Vers la fin des années 60 plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [25]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

1.5.1.1. Compensateurs parallèles à base de thyristors

Il s'agit de :

- **TCR** (Thyristor Controlled Reactor) :

Dans le TCR (ou RCT : Réactances Commandées par Thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [17].

- **TSC** (Thyristor Switched Capacitor) :

Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction [18].

- **SVC** (Static Var Compensator) :

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique

d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud. La caractéristique statique est donnée sur la figure I.5. Trois zones sont distinctes [26] :

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

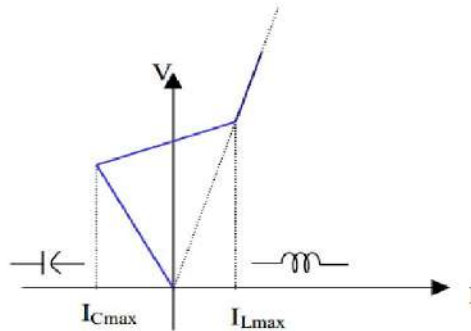


Figure I.5. Caractéristique d'un SVC.

Tous sont utilisés pour contrôler la tension (la puissance réactive).

• **TCBR** (Thyristor Control Breaking Resistor) :

Ce type de compensateur connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

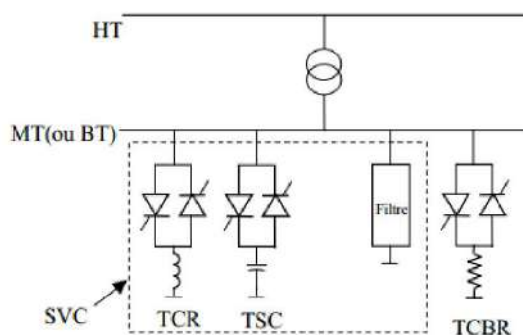


Figure I.6. Schéma du SVC et TCBR.

I.5.1.2. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du STATCOM (STATIC COMPensator) qui a connu jusqu'à présent différentes appellations:

- ASVC (Advanced Static Var Compensator)
- STATCON (STATIC CONDenser)
- SVG (Static Var Generator)

- SVClight
- SVCplus

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [24].

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

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

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres.

La figure I.7. Représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [27].

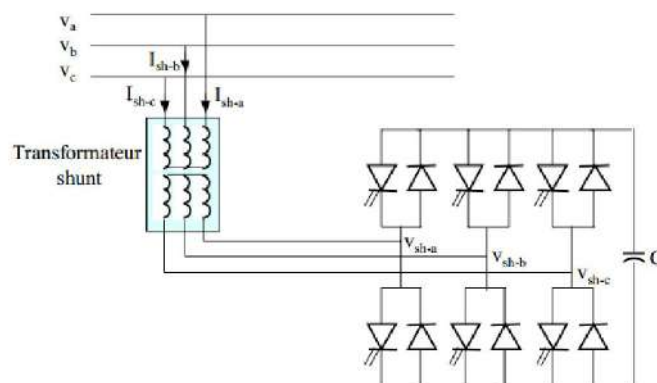


Figure I.7. Schéma de base du STATCOM.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , laquelle est en phase avec la tension du réseau V (Fig I.7). Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

- Si la tension V_{sh} est inférieure à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif (Fig. I.8.a).
- Si la tension V_{sh} est supérieur à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif (Fig. I.8.b).

- Si la tension V_{sh} est égale à V , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

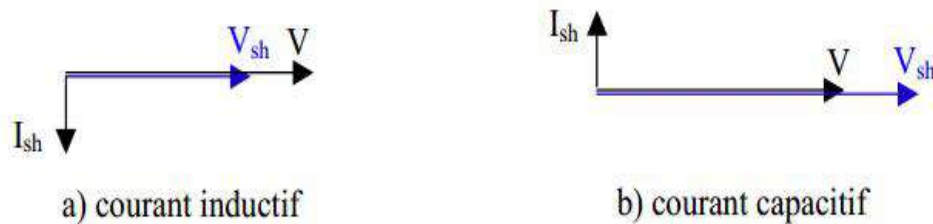


Figure I.8. Diagramme vectoriel de STATCOM.

Nous considérons dans ce cas de fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_s est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure I.9. Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue.

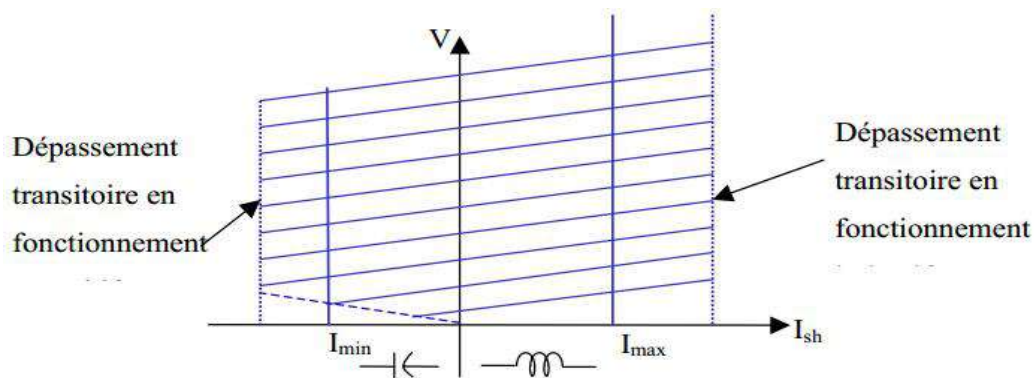


Figure I.9. Caractéristique du STATCOM.

I.5.2. Compensateurs séries

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

I.5.2.1. Compensateurs séries à base de thyristor

Les plus connus sont :

- **TCSC** (Thyristor Controlled Series Capacitor) :

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (Fig.I.10.a).

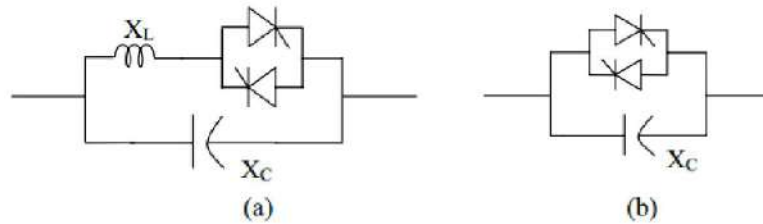


Figure I.10. Structure du TCSC (a) et TSSC (b).

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante où α représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors [26] :

$$x(\alpha) = \frac{jLw}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LCw^2} \quad (I.1)$$

Les courbes théoriques obtenues avec l'équation (I.1) sont représentées par la figure I.11.

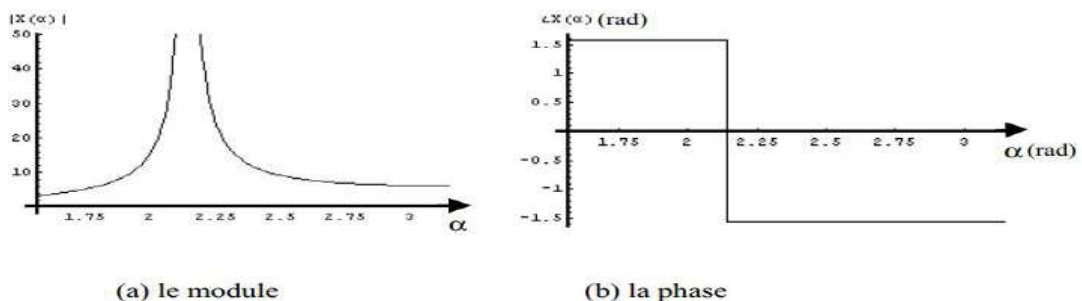


Figure I.11. Réactance équivalente $X(\alpha)$.

- **TSSC** (Thyristor Switched Series Capacitor) :

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° .

- **TCSR** (Thyristor Controlled Series Reactor) :

TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable.

Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180° , il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut.

Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

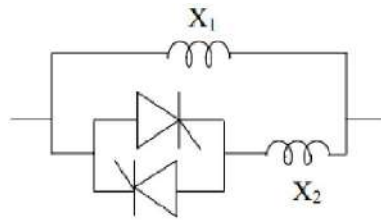


Figure I.12. Structure du TCSR.

- **TSSR (Thyristor Switched Series Reactor) :**

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180°.

I.5.2.2. Compensateurs séries à base de GTO thyristors

- **SSSC (Static Synchronous Series Compensator) :**

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Fig. I.13).

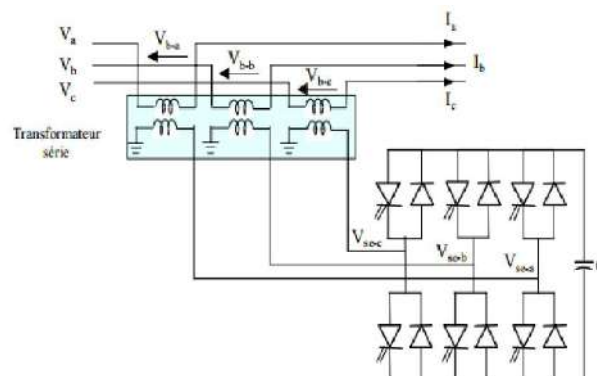


Figure I.13. Schéma de base du SSSC.

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne (I.2).

$$\bar{V}_b = -jKX\bar{I} \Rightarrow \bar{I} = \frac{j\bar{V}_b}{KX} \quad (I.2)$$

Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau.

La caractéristique statique d'un Compensateur Synchrone Statique Série est donnée sur la figure suivante :

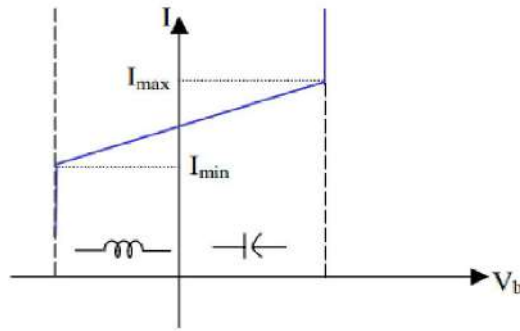


Figure I.14. Caractéristique statique du SSSC.

Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. Dans ce cas la tension V_b n'est pas obligatoirement en quadrature avec le courant de ligne.

I.5.3. Compensateurs hybrides série – parallèle

I.5.3.1. Compensateurs hybrides à base de thyristors

- **TCPAR** (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) :

TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1, n_2, n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario.

Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation [27].

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes.

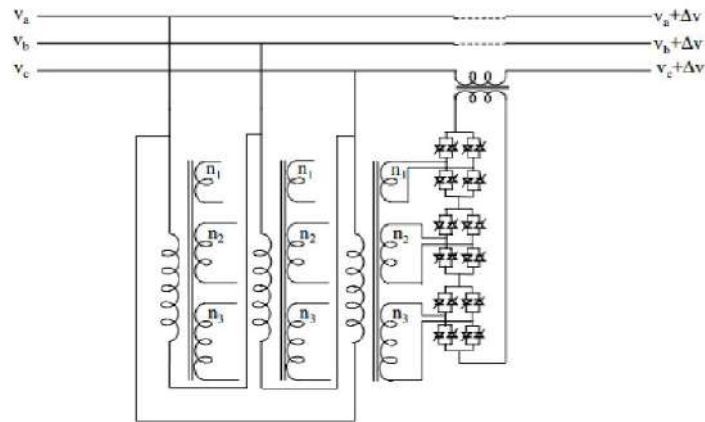


Figure I.15. Schéma du TCPAR.

Un déphasage α est alors introduit et l'angle de transport total de la ligne devient $(\delta \pm \alpha)$. Par contre avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont. La caractéristique statique d'un tel compensateur est présentée sur la figure I.16.

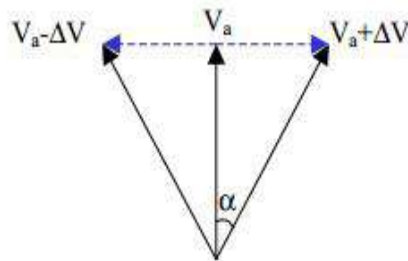


Figure I.16. Diagramme vectoriel du TCPAR.

I.5.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

- IPFC (Interline Power Flow Controller) :

L'IPFC a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC (Fig. I.17) [17].

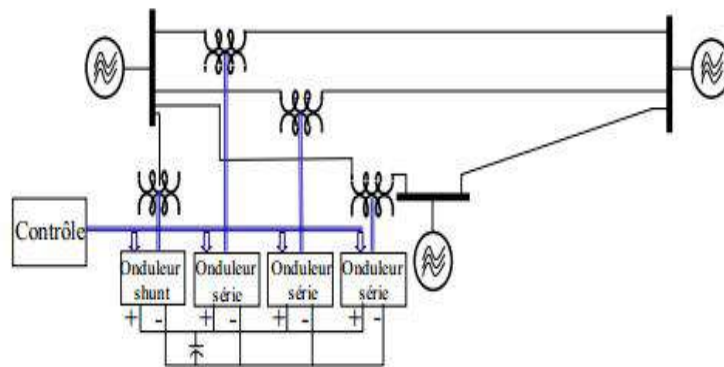


Figure I.17. Schéma de base de l'IPFC.

Nous pouvons l'utiliser afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau.

- UPFC

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC 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 effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne (Fig. I.18).

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.

Dans la figure I.18, l'onduleur no.1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur no. 2. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur no.2 injecte la tension V_b et fournit les puissances active et réactive nécessaires à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions.

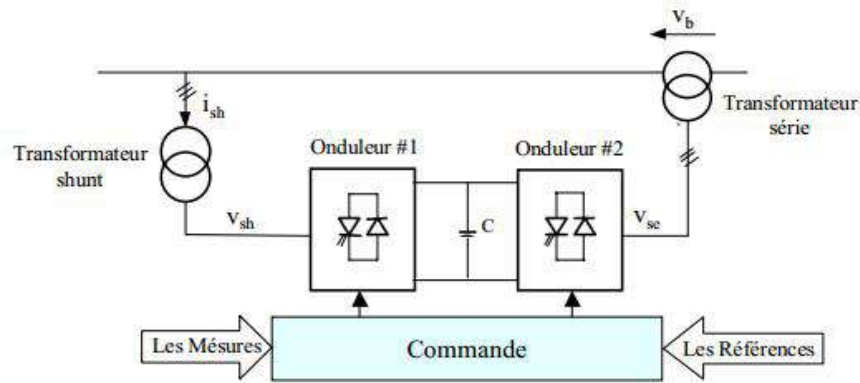


Figure I.18. Schéma de base de l'UPFC.

Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances [26].

La figure I.19 montre l'influence des différents systèmes FACTS (à base de GTO) sur la courbe de puissance active transitée dans la ligne de transmission. Cette dernière est un facteur important pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

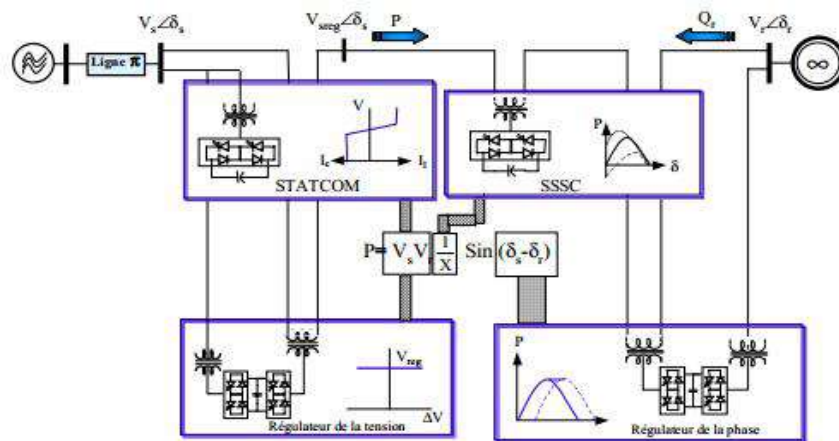


Figure I.19. L'influence de différents systèmes FACTS sur la puissance active.

I.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence), pour les études de la stabilité aux petites et grandes perturbations.

Ainsi nous allons parler sur les moyens conventionnels et actuels utilisés pour l'amélioration de la stabilité transitoire, ainsi à l'étude des différents systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) existants.

Chapitre II

Simulation et interprétation des
résultats obtenus

II.1. Introduction

Les réseaux de transport d'énergie sont souvent sujets à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission.

Ces perturbations peuvent être externes (telles que les coups de foudre) ou internes (telles que les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.). Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système.

L'équilibre production consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service ne sont alors plus assurés.

Dans le présent chapitre, nous étudions le comportement de réseaux de transport d'énergie électriques face au défaut symétrique (court-circuit triphasé), par variation de la résistance statorique des générateurs et injections des dispositifs FACTS tels que SVC, STATCOM, lors des régimes perturbants et l'intérêt de son utilisation. Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox).

II.2. Étapes d'analyse de la stabilité transitoire

L'analyse de la stabilité transitoire est appréciée en procédant aux étapes de calcul suivantes par l'outil PSAT :

- ✚ Lecture des données (caractéristiques des lignes, transformateurs, charges, générateurs, régulateurs de tension).
- ✚ Calcul de la matrice admittance Y , (avant, durant et après l'occurrence de défaut). Calcul des impédances équivalentes des charges.
- ✚ Calcul de l'écoulement de puissance par les méthodes NEWTON RAPHSON, FAST DECOUPLEDetc.
- ✚ Calcul de la matrice admittance réduite avant défaut, durant défaut, et après défaut.
- ✚ Calcul des conditions initiales du régime permanent.
- ✚ Résolution des équations algébriques et différentielles.
- ✚ Afficher les résultats sous formes des courbes.

II.3. Outils de simulation

Plusieurs outils de simulation ont été utilisés pour l'analyse de la stabilité transitoire tels que (Matlab, EMTP, Etap, Power World, PSAT,... etc). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et à simuler les différents cas pour

avoir les paramètres du réseau. Ces derniers utilisent les mêmes concepts. Dans le présent travail, on a choisi PSAT comme outil de simulation.

Développé, en 2001, par FEDERICO MILANO, PSAT est une boîte à outils qui s'exécute sous environnement Matlab. Elle est dédiée pour l'analyse statique, dynamique, et le contrôle des réseaux électriques. PSAT est actuellement dans un stade précoce de développement de ses caractéristiques, ses structures et ses formes de données, mais être partiellement ou complètement changer dans les versions futures. Le PSAT inclut [17].

L'écoulement de puissance basé sur la méthode de NEWTON-RAPHSON, L'écoulement de puissance, L'écoulement de puissance optimal, la stabilité de tension.

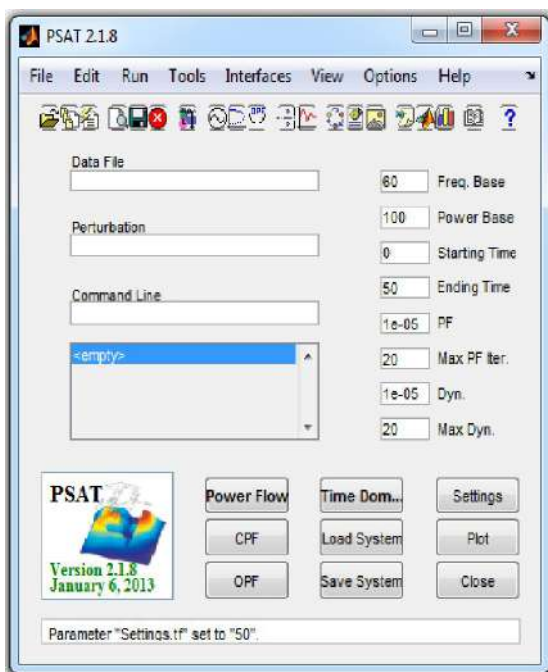


Figure II.1. L'éditeur de PSAT

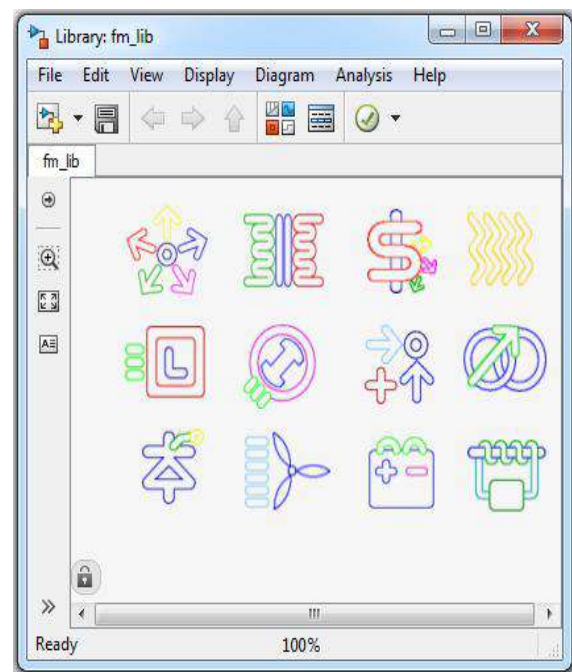


Figure II.2. Bibliothèque de simulink

Toutes les opérations de PSAT sont réparties en deux types d'analyse :

- La première analyse est le calcul de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur comme montre la Figure II.1.
- La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de simulink qui contient de nombreux modèles unifilaires (Figure II.2).

II.3.1. Utilisation de PSAT

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit :

- Ouvrir un nouveau fichier.
- Créer du réseau électrique à étudier.

- ✚ Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation.
- ✚ Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transfos, FACTS).
- ✚ Exécuter l'écoulement de puissances.
- ✚ Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

II.3.2. Calcul du temps critique d'élimination du défaut

Dans le présent travail, la valeur optimale du CCT, est déterminé par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut T_d sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable.

La valeur de ce temps correspond au CCT. Pour éclairer cette approche, on considère un défaut triphasé à une impédance de 0.001 pu, se produisant, a l'instant $t = 1s$, sur les quelques jeux de barres.

Le défaut persiste durant un intervalle de temps T_d dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après T_d le défaut est éliminé, l'évaluation de la stabilité des trois périodes avant, durant et après défaut.

II.3.3. Réseau test

Le réseau test, montré dans la figure II.3, comporte seize alternateurs connectes aux jeux de barres 1, 2, ..., et 16 à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de des charges reliées.

Ce réseau contient:

- ✚ 16 machines (Alternateurs).
- ✚ 69 jeux de barres.
- ✚ 35 charges statiques

Le réseau test est représenté par le logiciel PSAT comme suit :

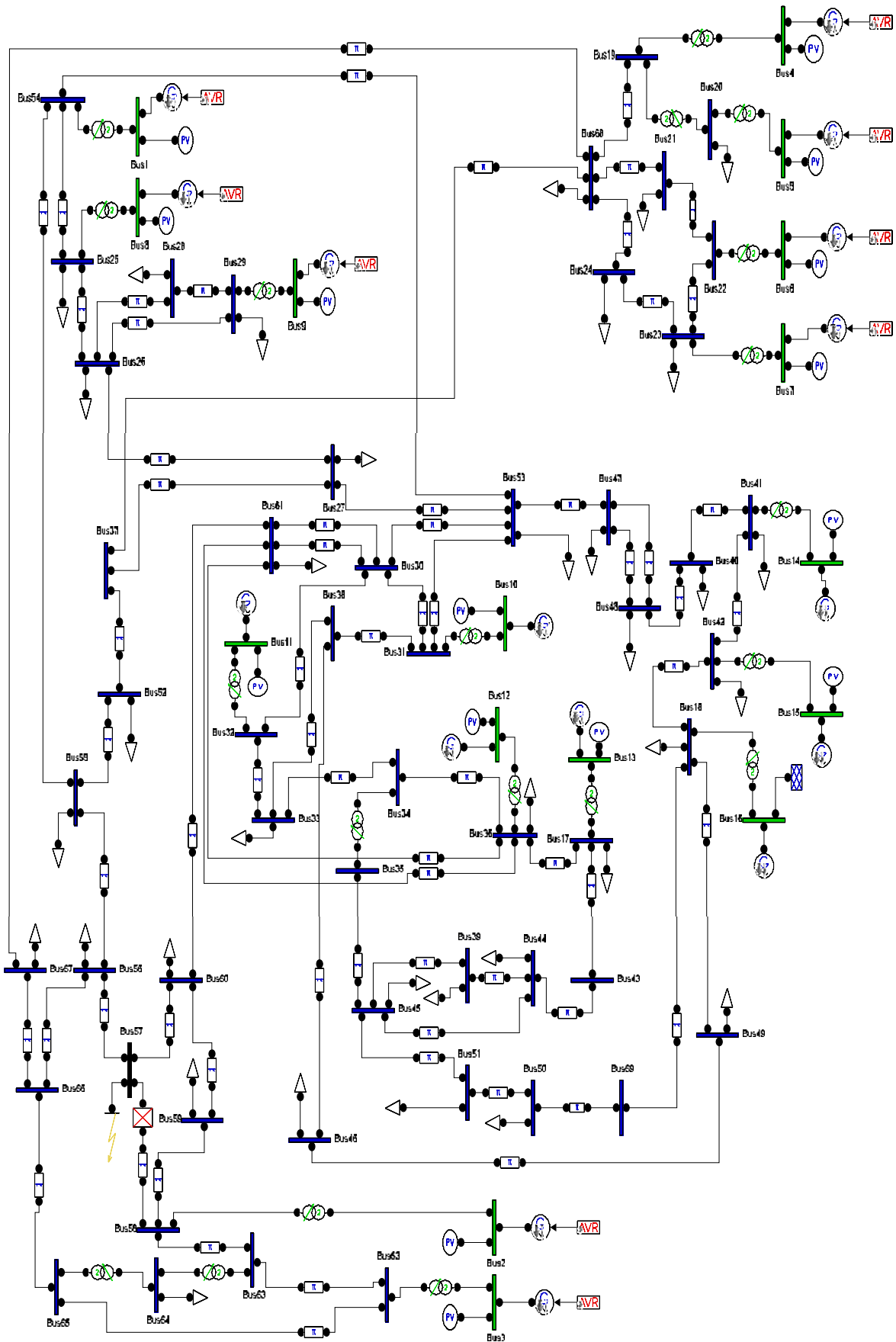


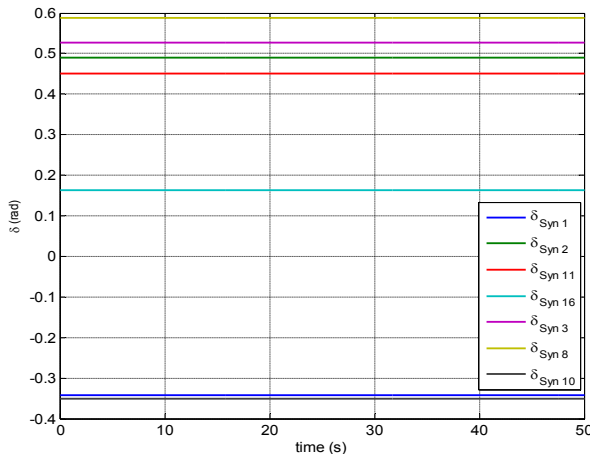
Figure II.3. Structure de réseau test 69 jeux de barre.

II.3.4. Simulation et discussions des résultats obtenues

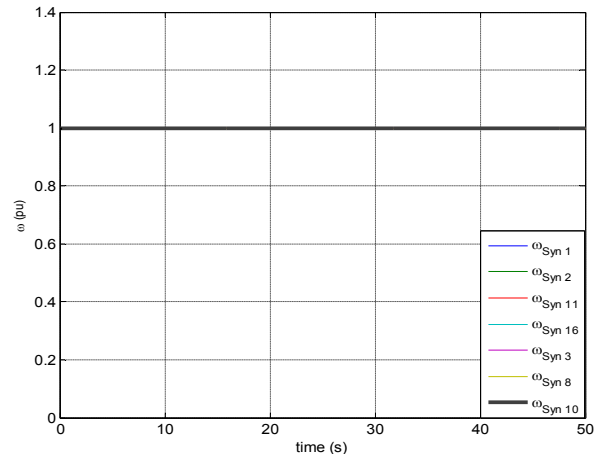
II.3.4.1. 1^{ère} scénarios

a. Analyse de système sans défaut

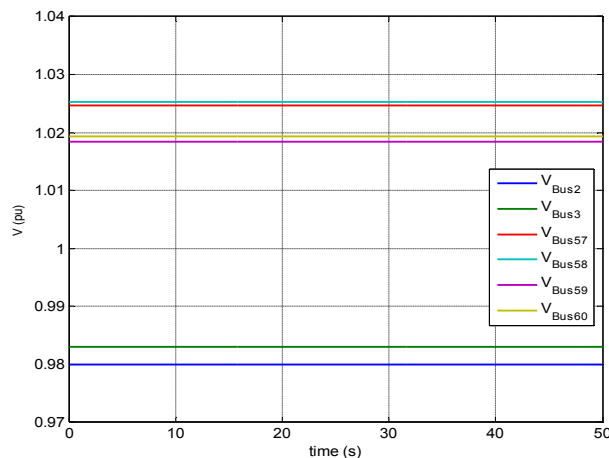
L'exécution de programme PSAT nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures II.4(a), II.4(b), II.4(c) qui représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, vitesses de rotation, ainsi les tensions de quelques jeux de barres de système de puissance.



a- Angle rotorique des générateurs.



b- Vitesse des générateurs.



c- Tensions de jeux de barres.

Figure II.4. Simulation d'un réseau de 16 générateurs 69 jeux de barres.

b. Analyse de système en présence de défaut

On utilise le réseau test précédent (figure II.3). On considère un défaut triphasé se produisant à l'instant $t = 1.0$ s, aux niveaux des jeux de barres en défaut voire tableau II.1, le temps critiques d'élimination de défaut est déterminé par plusieurs simulations numériques en augmentant à chaque fois la durée d'application du défaut (T_d) par un pas de 1ms.

L'exécution de la simulation nous a permis d'obtenir les résultats de simulations

représentées dans les figures II.5(a), II.5(b), II.5(c) qui montre respectivement les angles rotoriques des générateurs, ses vitesses de rotation et les tensions dans deux cas :

- Premier cas : le système stable pour une durée de défaut $T_d = 0.184(s)$.
- Deuxième cas : le système instable pour une durée de défaut $T_d = 0.185(s)$.

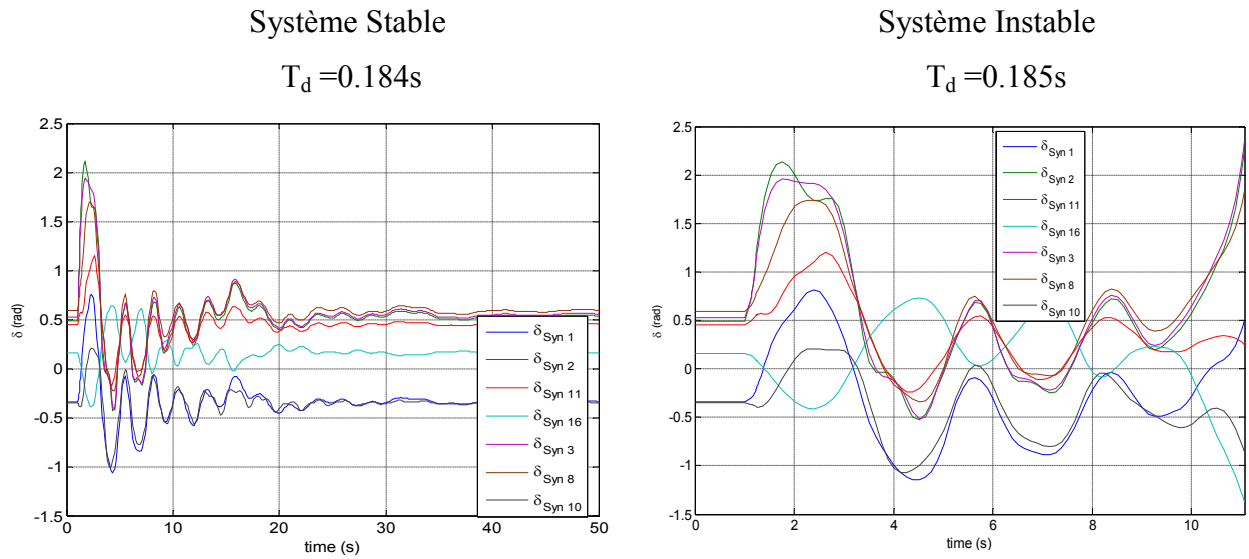
Tableau II.1. CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sur le Réseau Test.

JB en défaut	Ligne en défaut	CCT avec AVR (S)
34	34 – 33	0.309
	34 – 36	0.324
65	65 – 62	0.197
	65 – 66	0.190
53	53 – 30	0.354
	53 – 54	0.336
	53 – 27	0.246
57	57 – 58	0.184
	57 – 60	0.188
	57 – 56	0.190

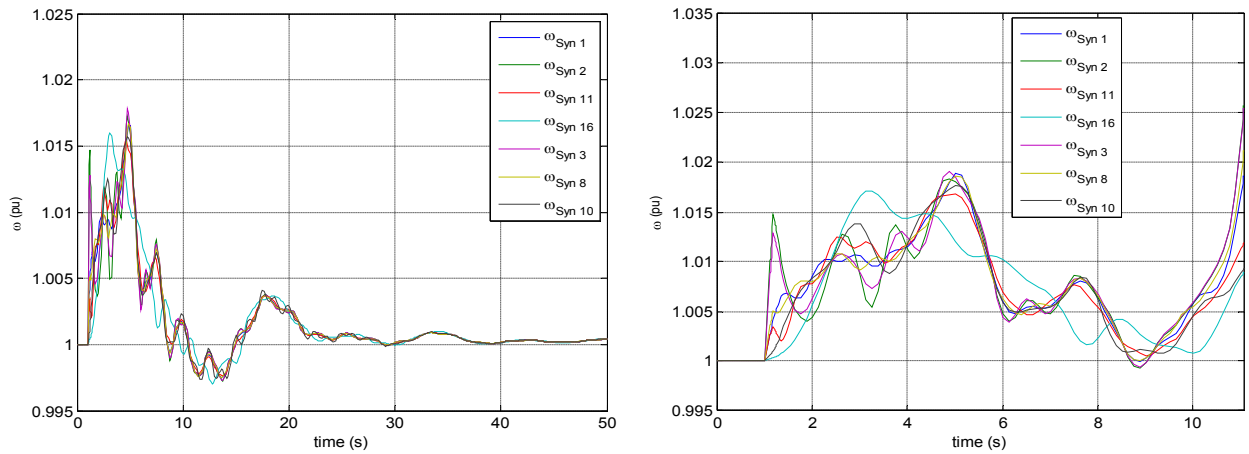
Le tableau II.1. Représente le temps critique d'élimination de défaut pour plusieurs jeux de barres affectés en présence de l'AVR.

Les résultats présentés par le tableau II.1 montrent que pour chaque défaut sur le réseau donne une valeur de CCT. Cette valeur est due essentiellement au changement de la matrice admittance pour chaque cas, et par conséquent la modification de la matrice Y changera complètement l'écoulement de puissance et la condition initiale et pour chaque période de temps (avant, durant et après défaut), c'est le CCT minimum qui montre le point faible de réseau qui nécessite d'y renforcer.

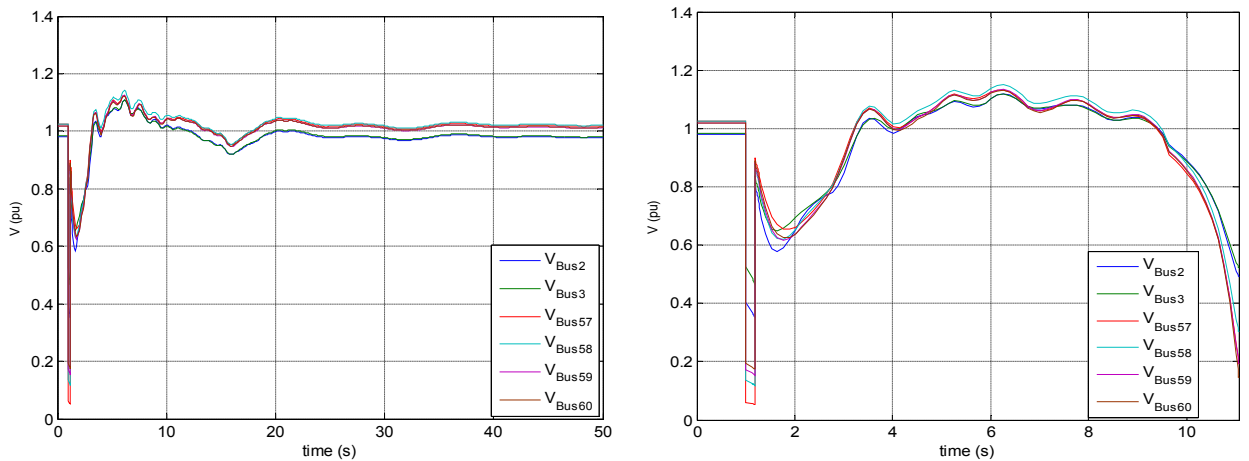
La figure II.5, montre l'évolution de angles rotorique, vitesse de rotation et les tensions du système obtenues pour différentes durées de défaut, $T_d = 0.184(s)$ et $0.185(s)$, Il apparaît que le système est stable jusque $0.184s$. Au delà de 184 ms , le système devient instable donc le temps maximum limite pour lequel le système demeure stable est 1.184 (s) ce temps appelé le CCT.



a- Angle rotorique des générateurs.



b- Vitesse des générateurs.



c- Tension de jeux de barres.

Figure II.5. Comparisons des résultats dans le cas stable et instable.

II.3.4.2. 2^{ème} scénarios (Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire)

a. Variation de la résistance statorique des générateurs (R)

Malgré les nombreux moyens différents utilisés pour améliorer la stabilité transitoire du réseau de transport d'énergie, nous mettrons en évidence la résistance du générateur en changeant sa valeur et en observant son impact sur la stabilité du réseau.

Le tableau ci-dessous donne les temps critiques pour des défauts triphasés au pour différents jeux de barres, en variant la résistance internes des générateurs :

Tableau II.2. Temps critiques en fonction de la résistance statorique des générateurs.

JB en défaut	Ligne en Défaut	CCT avec (R= 0 pu)	CCT avec (R= 0.01 pu)	CCT avec (R= 0.02 pu)	CCT avec (R= 0.03 pu)
34	34 – 33	0.309	0.428	0.679	0.891
	34 – 36	0.324	0.427	0.689	0.895
53	53 – 30	0.354	0.446	0.510	0.524
	53 – 54	0.336	0.423	0.496	0.524
	53 – 27	0.246	0.355	0.447	0.513
57	57 – 58	0.184	0.254	0.346	0.450
	57 – 60	0.188	0.258	0.349	0.446
	57 – 56	0.190	0.295	0.353	0.449
65	65 – 62	0.197	0.282	0.403	0.476
	65 – 66	0.190	0.277	0.401	0.476

D'après les résultats obtenus, nous remarquons que le temps critique d'élimination de défaut (CCT) a augmenté considérablement en augmentant la valeur de la résistance interne des générateurs.

Par exemple, changeons, $R = 0.01$ pu, aux niveaux des générateurs de système et en effectuant un défaut triphasé apparu à l'instant 1.0 s, et éliminer à l'instant $(1+CCT)$ s, proche de jeu de barre 34, qui engendre une déconnexion de la ligne (34-33). On remarque que le CCT a augmenté de 119 ms.

Si $R = 0.02$ pu; le CCT a augmenté de 370 ms, et si $R = 0.03$ pu; le CCT a augmenté de 582 ms ou 6 fois plus que $R = 0.01$ pu.

On peut conclure que l'augmentation de la valeur de la résistance améliore la valeur CCT, mais n'oublions pas que la résistance produit des pertes joules des générateurs, il n'est donc pas possible de déduire jusqu'à ce que nous simulions.

A travers les résultats obtenus par le tableau II.2, les simulations obtenus dans ce qui suit, sont basées sur le défaut injecté au jeu de barre 57, qui fait déconnecter la ligne (57-58), soit le plus sensible des cas par rapport aux autres défauts appliqués ainsi, ses lignes déconnectées.

1^{er} Cas : Si ($R=0.01pu$)

Dans ce cas le défaut s'élimine à l'instant 1.254(s), ($CCT=0.254s$) qui engendre une déconnexion de la ligne (57-58).

Les résultats de simulation effectués sont présentés dans les figures II.6, et II.7 qui représentent respectivement, les angles rotoriques des générateurs, leurs vitesses de rotation, ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacents au point de défaut.

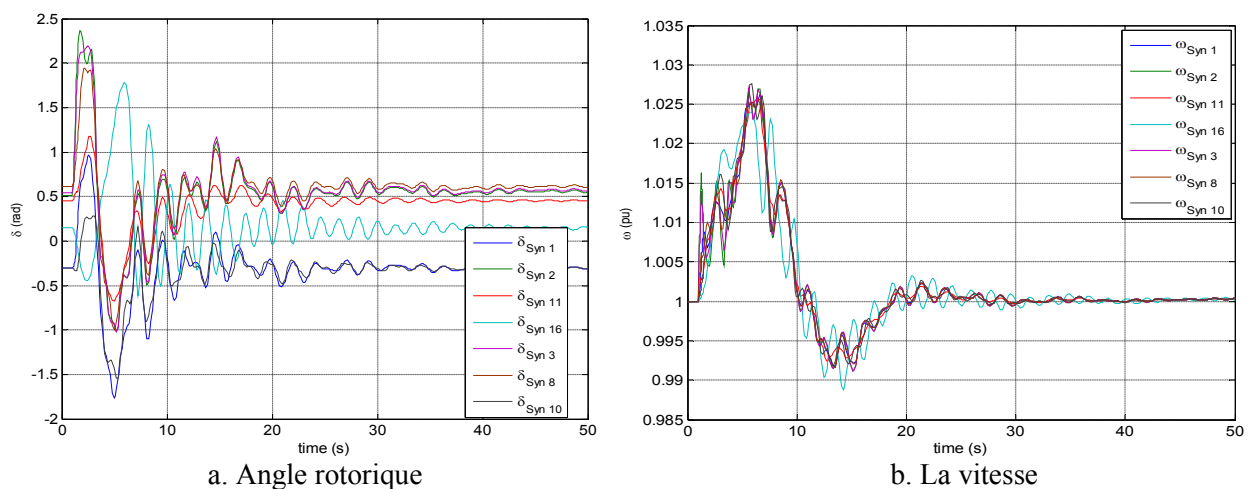


Figure II.6. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

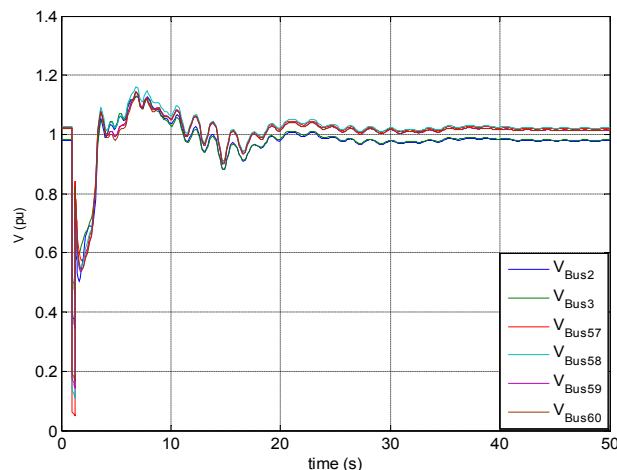


Figure II.7. Amplitude de tension.

Les résultats de simulation montrent, une amélioration de stabilité de vitesse de rotation des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres, tel que la tension de jeu de barre subit le défaut.

Ces courbes montrent la chute de tension au cours de défaut, tel que les tensions des centrales proche de défaut qui atteignent jusqu'à 0.34 pu, pour les machines raccordées au jeu de barre

2 qui est supposée proche de défaut, puis se revient à une valeurs 0.99 pu, la même chose pour les jeux de barres des autres centrales mais moins de chute tension au cours de défaut qui sont aussi reviennent à ses valeurs initiales avec des petites oscillations, avec une augmentation de CCT de 70 ms voir tableau II.2. Par contre la tension de jeu de barre en défaut atteint 0.05 pu au cours de défaut, puis se revient à une valeur de 1.02 pu, au moment où le défaut est éliminé par la déconnexion de la ligne (57-58). Voir figures II.6 et II.7, avec quelques oscillations apparus.

La figure II.6.b montre la fréquence rotoriques des générateurs de système, qui sont fluctué dès l'apparition de défaut à une augmentation de 0.027 pu, puis se diminuer à une valeur de 0.017 pu par rapport à sa fréquence de fonctionnement initiale au moment où le défaut est éliminé. Cette fréquence montre ses fluctuations en comparant avec la variation de la tension mentionnée dans la figure II.7.

2^{ème} Cas : Si (R=0.02pu)

Dans ce cas, le défaut s'élimine à l'instant 1.346(s), (CCT=0.346s) qui engendre une déconnexion de la ligne (57-58).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures II.8 et II.9 représentent respectivement les angles rotoriques et ses vitesses de rotation des générateurs, ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut.

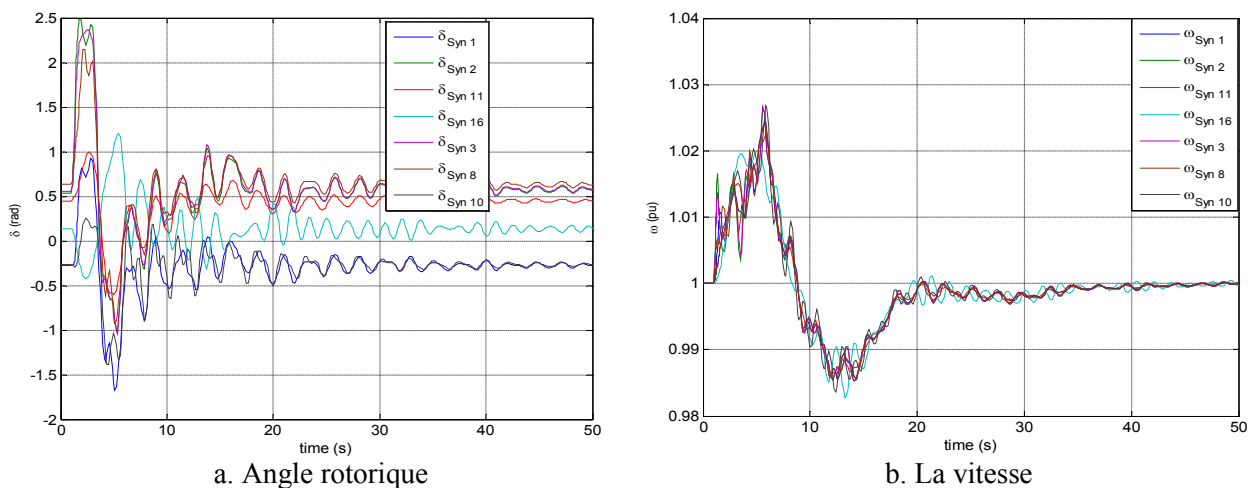


Figure II.8. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

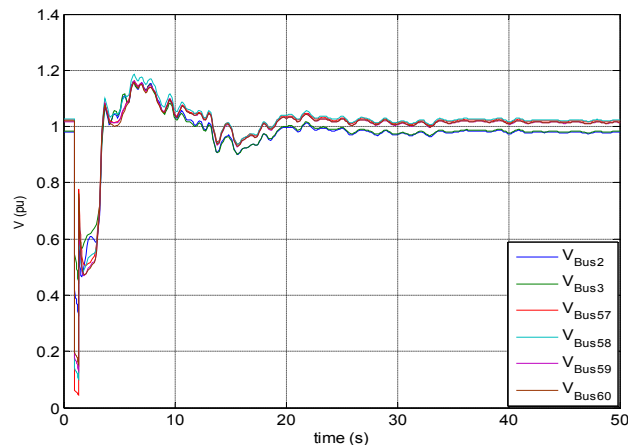


Figure II.9. Amplitude de tension.

Les résultats de simulation effectuée montrent, une amélioration de la stabilité des tensions des jeux de barres, tel que la tension de jeu de barre subit par le défaut.

Ces courbes montrent la fluctuation des angles rotorique, des fréquences des centrales proche de défaut, figure II.8 avec une variation de la résistance statorique de 0.00 pu, à 0.02 pu, la chute de tension des jeux de barres des centrales proche de défaut qui atteint jusqu'à 0.33 pu pour la machine raccorder au jeu de barre 2 qui est supposée proche de défaut, puis se revient à une valeurs 0.99 pu, avec quelques oscillation à cause de l'augmentation de la durée de défaut voir tableau II.2. La même chose pour les jeux de barres des autres centrales mais moins de chute tension au cours de défaut qui sont aussi revient à ses tensions initiales avec des petites oscillations. Par contre la tension de jeu de barre en défaut sa tension atteint 0.05 pu au cours de défaut, puis se revient une valeur 1.02 pu au moment où le défaut est éliminé par la déconnexion de la ligne (57-58). Voir figures II.8 et II.9, avec quelques oscillations apparus. La figure II.8.b montre la fréquence rotoriques des générateurs de système, qui sont fluctué dès l'apparition de défaut à une augmentation de 0.027 pu, puis se diminuer à une valeur de 0.017 pu par rapport à sa fréquence de fonctionnement initiale au moment où le défaut est éliminé. Cette fréquence montre ses fluctuations en comparant avec la variation de la tension mentionnée dans la figure II.9.

3^{ème} Cas : Si (R=0.03 pu)

Dans ce cas le défaut s'élimine à l'instant 1.450(s), (CCT=0.450s) qui engendre une déconnexion de la ligne (57-58).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures II.10, et II.11 représentent respectivement, les angles rotoriques et ses vitesses de rotation des générateurs,

ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut.

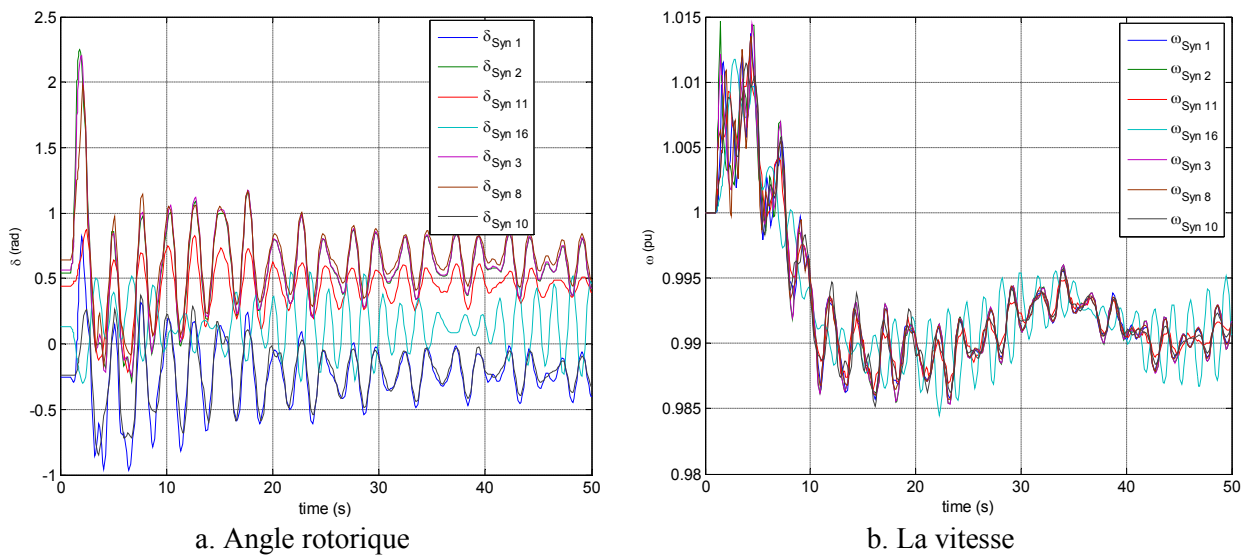


Figure II.10. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

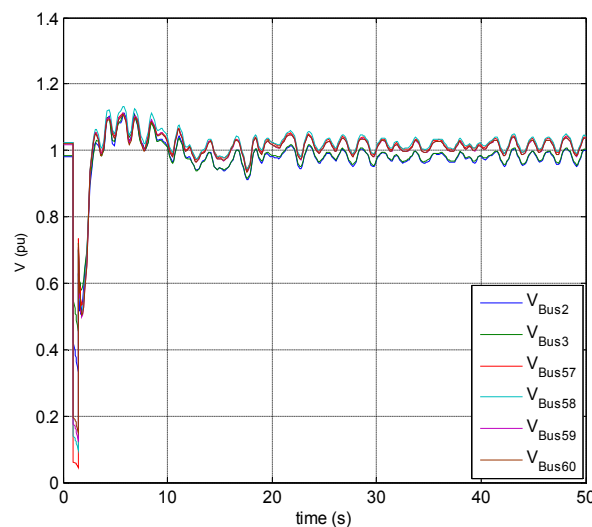


Figure II.11. Amplitude de tension.

Les résultats de simulation, montrent un papillotement ou fluctuation rapide de la vitesse de rotation, des angles des générateurs ainsi des tensions des jeux de barres.

Ces courbes montrent la fluctuation des angles rotoriques, et des fréquences des centrales proche de défaut, figure II.10 avec une variation de la résistance statorique de 0.00 pu à 0.03 pu, la chute de tension des jeux de barres des centrales proche de défaut qui atteint jusqu'à 0.3 pu, pour la machines raccorder au jeu de barre 2, puis se revient à une valeur 0.99 pu, avec quelques oscillation à cause de l'augmentation de la durée de défaut voir tableau II.2. Qui montre une augmentation de CCT de 162 ms, la même chose pour les jeux de barres des autres centrales

mais moins de chute tension au cours de défaut qui sont aussi revient à ses tensions initiales avec des petites oscillations. Par contre la tension de jeu de barre en défaut sa tension atteint 0.05 pu au cours de défaut, puis se revient une valeur 1.02 pu au moment où le défaut est éliminé par la déconnexion de la ligne (57-58). Voir figure II.10 et II.11, avec quelques oscillations apparus.

La figure II.10.b, montre la fréquence rotoriques des générateurs de système, qui sont fluctué dès l'apparition de défaut à une augmentation de 0.015 pu puis se diminuer à une valeur de 0.007 pu par rapport à sa fréquence de fonctionnement initiale au moment où le défaut est éliminé. Cette fréquence montre ses fluctuations en comparant avec la variation de la tension mentionnée dans la figure II.11.

a.1. Impact de R sur le générateur raccordé au JB02

Dans ce cas nous avons changé la valeur de la résistance statoriques des générateurs de système étudié pour voir son impact sur la stabilité transitoire.

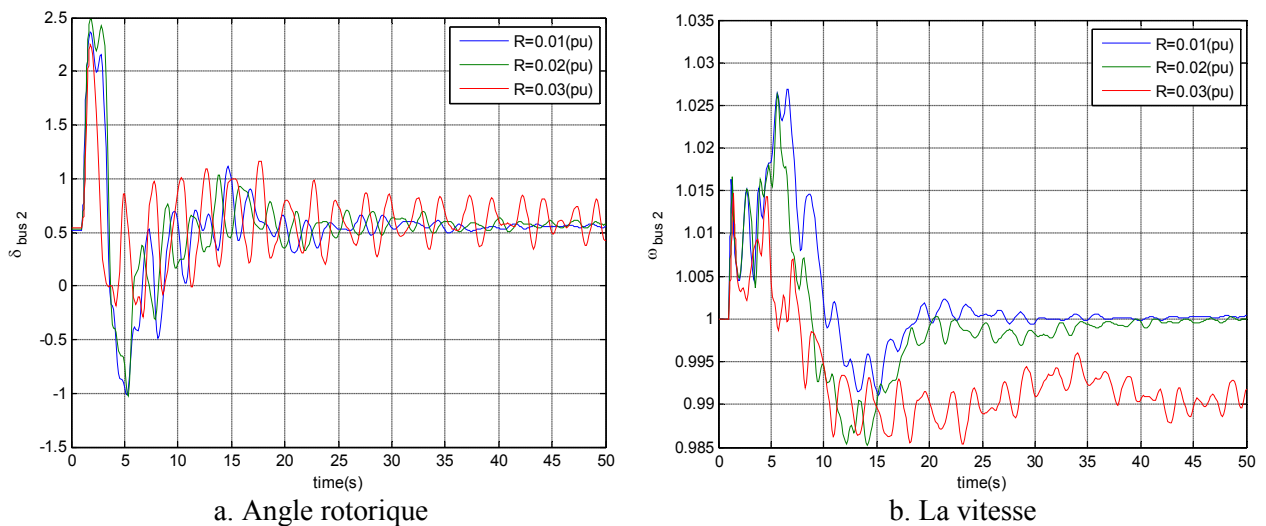


Figure II.12. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

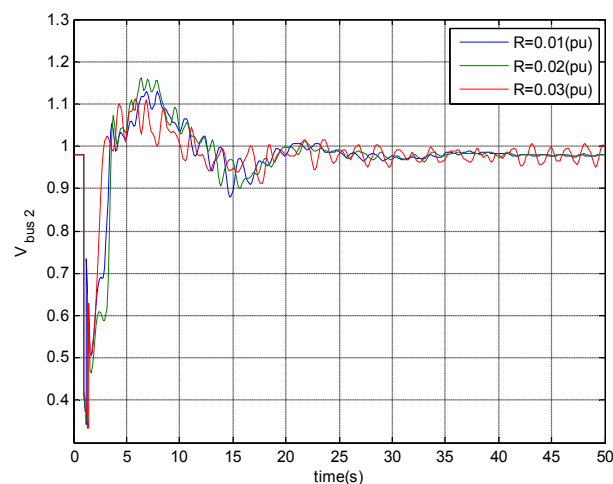


Figure II.13. Amplitude de tension.

D'après les différentes simulations qu'on a effectuées et les résultats obtenus, on remarque bien l'impact de l'utilisation de la résistance $R=0.01pu$ sur la stabilité transitoire des réseaux électriques mieux de $R=0.02 pu$ et $R=0.03 pu$.

Le changement a conduit à la résistance $R=0.01pu$ pour améliorer la marge de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Les figures II.12 et II.13 ci-dessus montrent respectivement les angles rotorique, les vitesses de rotation, ainsi les tensions pour différentes valeurs des résistances statoriques des générateurs de système de puissance. Nous avons remarqué que y a une fluctuation des angles rotorique, de fréquence et de tension en cas de $R=0.03pu$, à cause de temps critique qui est de durée important par rapport aux deux cas précédentes et la résistance peut créer des pertes de puissance active au niveau de système néanmoins les centrales. Donc d'après les simulations précédentes, l'augmentation des résistances statorique peuvent améliorer la stabilité transitoire de système de puissance.

b. Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS

Malgré les différents moyens utilisés pour améliorer la stabilité et le contrôle des réseaux, tels que les protections, les automates, les transformateurs à prises réglables en charge, les transformateurs déphaseurs, les compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, la modification des consignes de production, le changement de topologie du réseau, les doubles protections, les délestages, les bobines supraconductrices, mais les incidents et les blackouts ont montré leur limite. Pour cela nous avons mis en évidence les dispositifs FACTS qui fournissent des nouvelles possibilités pour contrôler la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. La validation de notre objectif est effectuée sur un réseau test en présence d'un SVC et STATCOM.

b.1. Influence de l' SVC et le STATCOM sur la stabilité transitoire

Le tableau ci-dessous donne les temps critiques pour différents emplacements de défaut et ses lignes déconnectées.

D'après les résultats obtenus nous avons remarqué que le temps critique d'élimination de défaut (CCT) a augmenté considérablement avec l'insertion de l'SVC ou le STATCOM.

A titre d'exemple l'insertion de l'SVC au niveau de jeux de barre 53 et en effectuant un défaut triphasé apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.366 s, avec un CCT représenté en (s) de valeur de 0.366 s, qui engendre une déconnexion de la ligne (53-30), on remarque que le CCT a augmenté de 12 ms. En remplaçons le SVC par le STATCOM, le CCT a augmenté de 73 ms, soit 6 fois plus que celui de l'SVC.

On conclure que le STATCOM améliore mieux la valeur du CCT que le SVC d'où une stabilité meilleure.

Tableau II.3. Temps critiques d'élimination de défaut.

JB en défaut	Ligne en défaut	CCT Sans (SVC /STATCOM) (S)	CCT Avec SVC (S)	CCT Avec STATCOM (S)
34	34 – 33	0.309	0.309	0.310
	34 – 36	0.324	0.328	0.327
65	65 – 62	0.197	0.214	0.227
	65 – 66	0.190	0.212	0.225
53	53 – 30	0.354	0.366	0.427
	53 – 54	0.336	0.352	0.388
	53 – 27	0.246	0.258	0.275
57	57 – 58	0.184	0.192	0.205
	57 – 60	0.188	0.195	0.206
	57 – 56	0.190	0.199	0.209

b.1.1. Avec compensateur SVC

La figure II.14 représente la modélisation d'un SVC par une admittance shunt variable Y_{SVC} dont la valeur est limitée selon l'équation (II.2). L'énergie réactive fournie (ou absorbée) par le SVC au nœud i est donnée par l'équation (II.3).

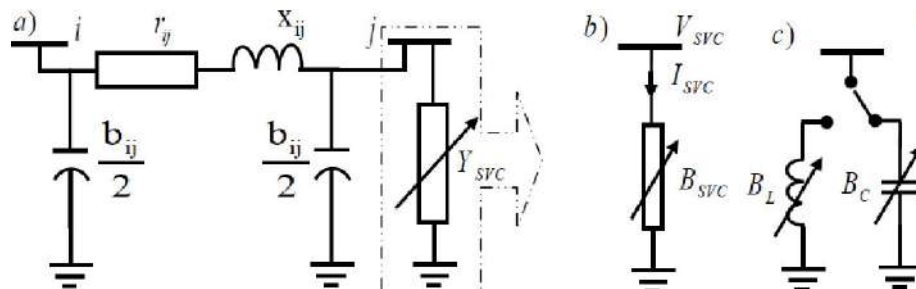


Figure II.14. Modélisation d'un SVC :a) SVC placé en un nœud: b) symbole, c) modèle.

$$Y_{SVC} = jB_{SVC} \quad (II.1)$$

$$B_{SVC}^{min} \leq B_{SVC} \leq B_{SVC}^{max} \quad (II.2)$$

$$Q_{SVC} = -V_i^2 * B_{SVC} \quad (II.3)$$

Pour analyser la stabilité transitoire et étudier l'effet du SVC, on considère un défaut triphasé se produisant, à $t=1$ s au niveau de jeu de barres 57. Ce défaut est éliminé à l'instant 1.192 s, avec $CCT=0.192$ s, qui engendre une déconnexion de la ligne (57-58).

Les résultats de simulation effectués sont présentés dans les figures II.15 et II.16. Les figures II.15 et II.16 représentent respectivement les angles rotoriques, et les vitesses de rotation des générateurs, ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacents, et au point de défaut en présence d'un SVC rattaché au jeu de barre en défaut.

Les résultats de simulation montrent une amélioration de stabilité de vitesse de rotation des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres, néanmoins, la tension de jeu de barre subit par le défaut.

On remarque également que la forme des courbes mentionnées dans les figures II.15 et II.16 sont nettes (absence des fluctuations en comparant au cas où les résistances des générateurs portent des valeurs de 0.01 pu à 0.03 pu; ainsi le temps critique d'élimination de défaut est considérables. La valeur crête de l'angle rotoriques et de la vitesse de générateur 2 qui est considéré le plus proche de défaut atteint 1.96 rad, et 1.014 pu respectivement au moment de défaut puis s'oscillent vers des valeurs infiniment proches de son état initial pour les angles rotoriques de système, la vitesse de rotation se diminue vers une valeur de 0.99 pu après le défaut. La figure II.16, donne l'évolution de la tension avant, durant et après le défaut, qui est diminuée de 0.05 pu au cours de défaut puis augmente de valeur de 1.128 pu au moment où le défaut est éliminé puis se revient à son état initial pour le jeu de barre en défaut, la remarque que nous avons tiré est l'SVC est un moyen important pour l'amélioration de stabilité transitoire de système de puissance.

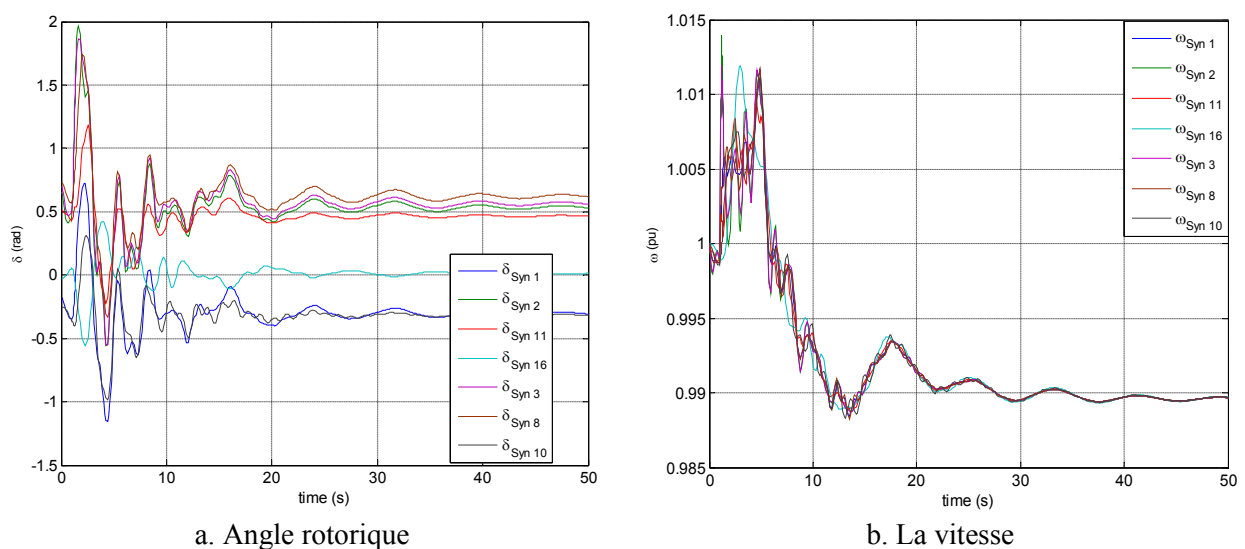


Figure II.15. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

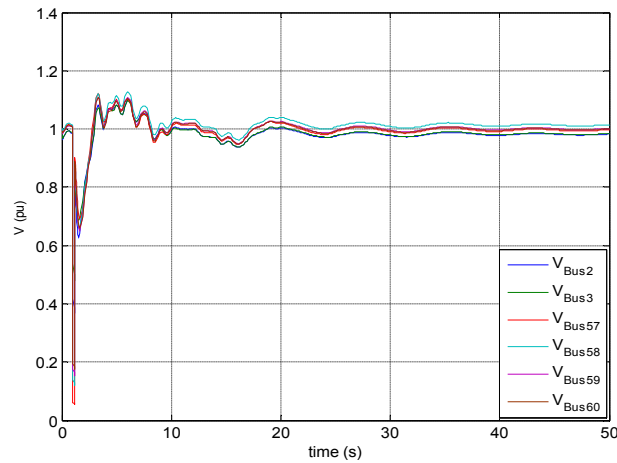


Figure II.16. Amplitude de tension.

b.1.2. Avec compensateur STATCOM

Le modèle du STATCOM utilisé dans l'écoulement de puissance est représenté par la figure ci-dessous :

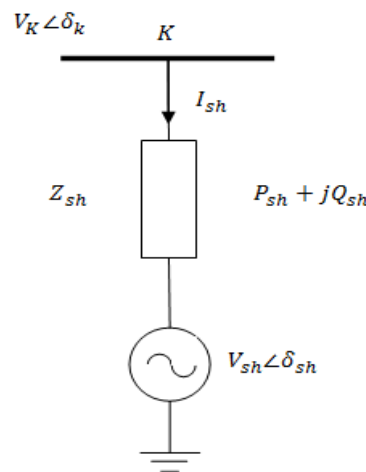


Figure II.17. Modèle du STATCOM.

L'admittance équivalente du STATCOM Y_{sh} est donnée par :

$$Y_{sh} = \frac{1}{Z_{sh}} = G_{sh} + jB_{sh} \quad (\text{II. 4})$$

Avec :

- Z_{sh} : Impédance équivalente du STATCOM.
- G_{sh} : Conductance équivalente du STATCOM.
- B_{sh} : Susceptance équivalente du STATCOM.

Pour analyser la stabilité transitoire et étudier l'effet du STATCOM sur la stabilité, on considère un défaut triphasé se produisant, à $t=1.0$ s au niveau de jeu de barres 57, en présence du STATCOM.

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 57 apparu à l'instant 1 s, et éliminer à l'instant 1.205 s, c'est-à-dire le CCT=0.205 s qui engendre une déconnexion de la ligne (57-58).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures II.18 et II.19 représentent respectivement les angles rotoriques et les vitesses de rotation des générateurs, ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut en présence d'un STATCOM au jeu de barre 57.

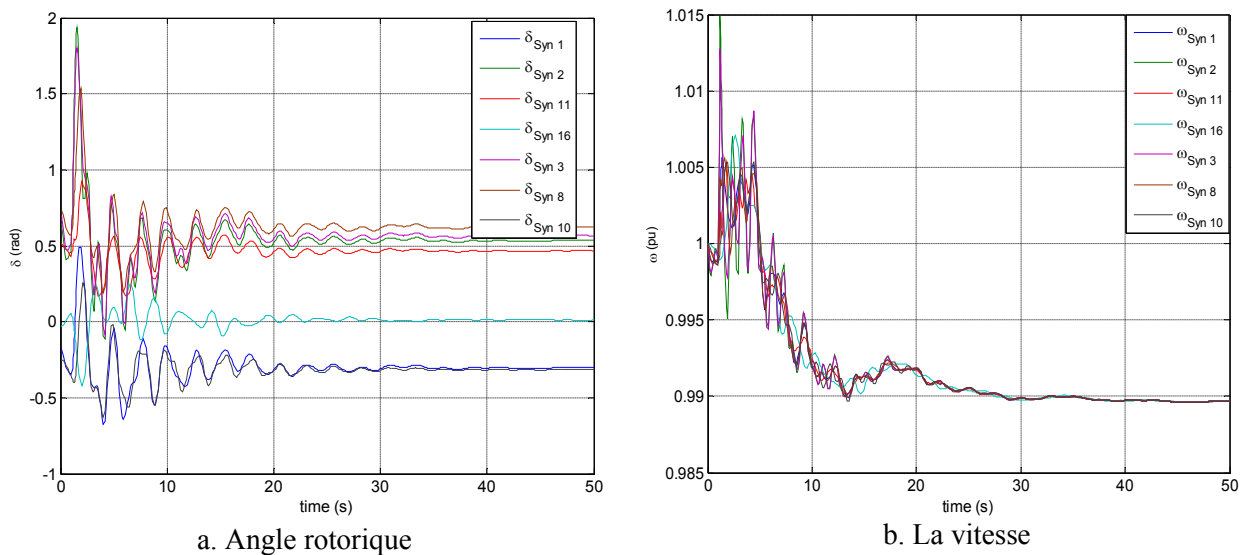


Figure II.18. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

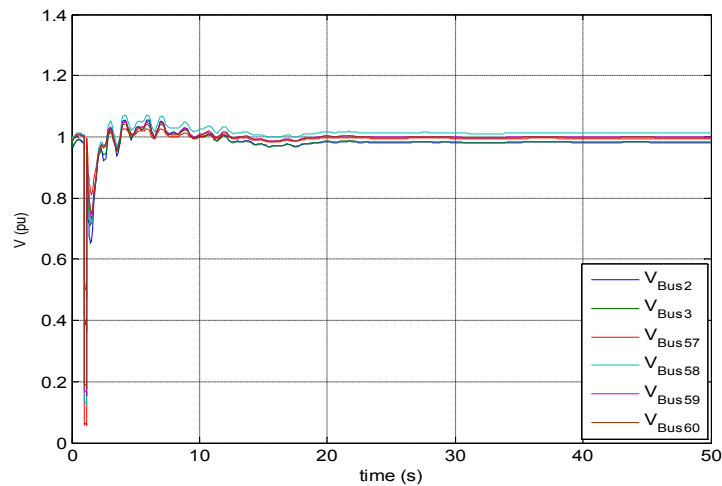


Figure II.19. Amplitude de tension.

Les résultats de simulation effectuée montrent une amélioration rapide de stabilité de vitesse de rotation des rotors et angle des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres par rapport au compensateur SVC, néanmoins, la tension de jeu de barre subit par le défaut. Nous avons remarqué des angles rotoriques des générateurs proche de défaut sont plus stables qu'auparavant; en comparant avec la présence de l'SVC ou bien des résistances statoriques, sachant que des tensions et des angles rotoriques soient plus stable avant 20 s.

b.1.3. Comparaison entre l'SVC et le STATCOM pour l'amélioration de stabilité transitoire

Dans ce cas nous avons intéressé sur l'effet de l'SVC et de STATCOM pour un défaut comme cité dans les paragraphes précédents et conclure le meilleure pour l'amélioration de la stabilité transitoire de système de puissance.

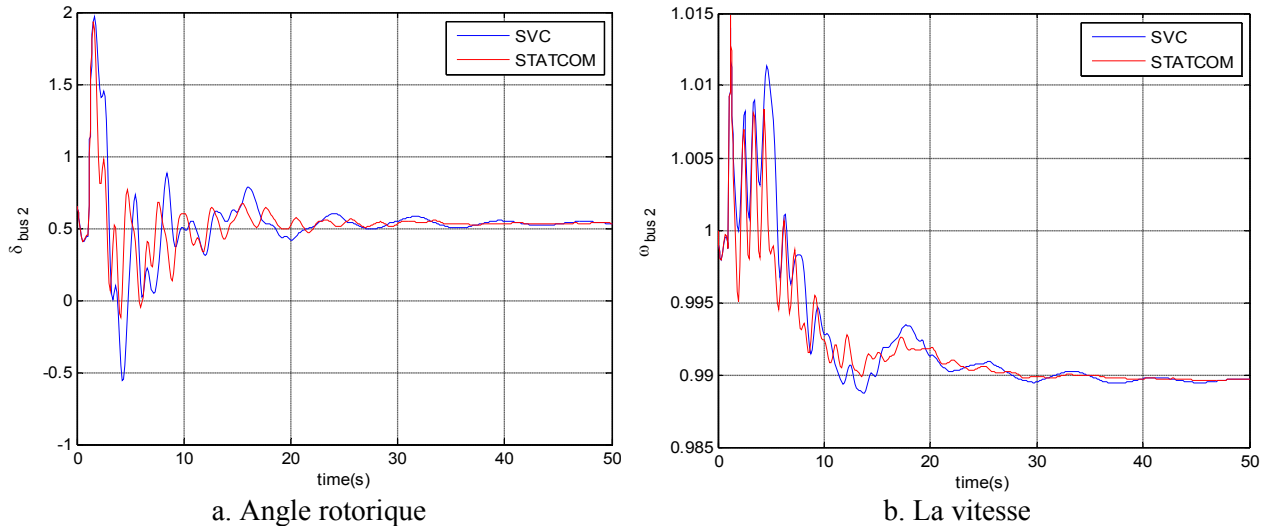


Figure II.20. Angle rotorique et la vitesse des générateurs.

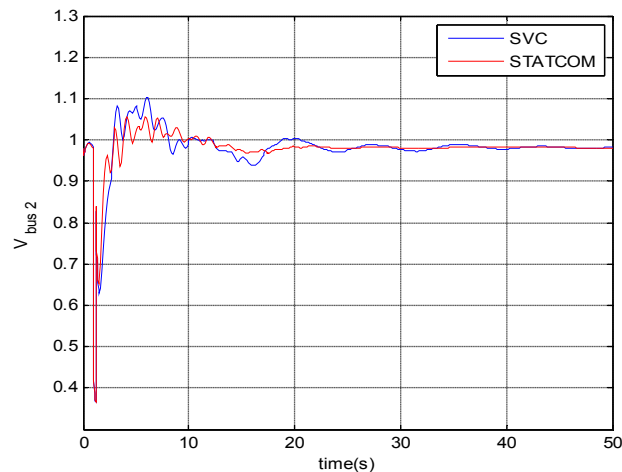


Figure II.21. Amplitude de tension.

D'après la figure II.20 qui montre l'évolution de l'angle et la vitesse rotorique de générateurs le plus proche de défaut respectivement, que la présence de STATCOM est le plus performant que l'SVC, puisque l'angle rotorique est plus stable en présence de STATCOM par rapport à l'SVC. Même pour la vitesse rotorique de générateur 02.

La figure II.21 représente la tension de jeu de barre auquel le générateur 2 est raccordé, on remarque aussi l'évolution de tension en présence de STATCOM est meilleure que l'SVC.

Et par conséquent, on conclure que le SVC et STATCOM permettent d'améliorer efficacement la stabilité du réseau de transport d'énergie électrique, mais le STATCOM est le

plus efficace que l'SVC.

II.4. Conclusion

Dans la première partie, nous avons cherché le temps critique pour éliminer le défaut (CCT) dans le réseau sur différentes jeux de barres, la conclusion peut être que le CCT est un facteur essentiel pour juger le système électrique a une bonne aptitude à garder la stabilité durant un défaut.

La deuxième partie, nous avons démontré l'efficacité d'une variation de la résistance statorique des générateurs et des dispositifs SVC et STATCOM pour améliorer la stabilité transitoire des réseaux de transport d'énergie électriques. Le choix des contrôleurs désignés dépend de l'application souhaitée et des conditions de mise en œuvre. L'efficacité d'une variation de la résistance statorique des générateurs et des dispositifs FACTS tel que le SVC et STATCOM sont mesurées par l'augmentation du CCT.



Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Dans ce travail nous sommes attachés à montrer l'intérêt que peut susciter une variation de la résistance statorique des générateurs de système, ainsi l'impact des dispositifs (FACTS) tels que l'SVC, et le STATCOM et l'impact positif qu'il peut avoir sur la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique.

L'étude de la stabilité transitoire des réseaux électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux, comme nous avons le constater tout au long de ce mémoire.

La première étape de notre travail est consacrée à la description générale des moyens conventionnels et actuels utilisés pour l'amélioration de la stabilité transitoire, ainsi à l'étude des différents systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) existants.

Nous avons, de fait, montré sur un réseau de 69JBs, l'amélioration apportée par l'SVC, STATCOM ainsi la variation de la résistance statorique des générateurs aux performances globales du système en régime perturbé : bon amortissement des oscillations, aide au retour au synchronisme, augmentation du temps critique d'application d'un défaut,.....etc.

On peut affirmer que, d'une façon générale, le compensateur SVC et STATCOM a un effet extrêmement favorable sur le comportement d'un réseau perturbé par rapport au cas de l'augmentation des valeurs des résistances statoriques des générateurs, on a montré que le STATCOM assure une meilleure reprise de stabilité transitoire en augmentant la durée du temps critique d'application du défaut.

Nous attirons l'attention de tous les intéressés par la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique et l'utilisation des FACTS de la nécessité de déterminer l'emplacement le plus optimal de l'SVC et STATCOM afin que celui-ci soit performant.

Cette étude à été faite non pas pour confirmer ce qui à été fait par les chercheurs dans le passé ou le présent, dans le domaine du contrôle et de maintien de la stabilité d'un réseau électrique, suite à une perturbation quelconque, en utilisant un SVC, STATCOM et variation de la résistance statorique des générateurs mais de montrer que le STATCOM est une nécessité actuelle et cruciale pour tout réseau électrique, afin de prévoir et éliminer les perturbations intempestives pouvant surgir au cours de l'exploitation et le transport de l'énergie électrique à

CONCLUSION GENERALE

cet effet tout ce qui a été fait et dit au sujet de la régulation automatique d'amortissement des oscillations de puissance, que ce soit par modélisation mathématique ou par simulation, ne fait que confirmer, que le STATCOM est le moyen le plus adéquat au maintien de la stabilité transitoire d'un réseau électrique soumis à des perturbations.

Il reste encore beaucoup de voie à explorer il nous semble prioritaire de poursuivre une étude plus approfondie sur :

- L'interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques.
- Etude de la stabilité transitoire des réseaux en présences des sources renouvelables.
- Atténuation des harmoniques, par l'emploi des onduleurs multi niveaux par exemple.

BIBLIOGRAPHIES

Bibliographies

- [1] BOUTABA Samia, « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC », Mémoire de magister, Université Hassiba Ben Bouali Chlef, le 09/06/2009.
- [2] Bendjeghaba O, « Continuous Firefly Algorithm for Optimal Tuning of PID Controller in AVR System », Journal of Electrical Engineering, 2014.
- [3] J. Task-Force, « Definition And Classification Of Power System », IEEE\CIGRE June 2003.
- [4] M. Crapp, « Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique », Bermes science publication, LAVOISIER, 2003.
- [5] ZIYAD BOUCHAMA, « Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance» Doctorat en Sciences, université Ferhat Abbas – Setif 1, le 12/12/2013
- [6] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, « Definition and Classification of Power System Stability », IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, n°. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
- [7] M. Hamadou Zakaria, « Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique », Mémoire de magister université de setif 20 Juin 2012
- [8] Ouali Abdelhamid, « évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences », Laboratoire des Systèmes Electriques et Industriels USTHB 2008.
- [9] Eskandar Gholipour Shahraki, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Mémoire de magister université henri Poincaré le 13 Octobre 2003.
- [10] Seyed Mohammad SADEGHZADEH, « Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC », Mémoire de doctorat , University of Technology Téhéran, IRAN le 13 mars 1998.
- [11] Camilo APRAEZ, « Étude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire» mémoire présenté à l'école de technologie supérieure, Le 20 avril 2012.
- [12] A. J. Wood et B.F. Wollenberg « Power generation, operation and control », Quinn Woodbine, New York, 1983.
- [13] N. Kandil, « Algorithmes pour accélérer la simulation en stabilité transitoire », Thèse d'état, université de MONTREAL, 1999.

BIBLIOGRAPHIES

- [14] M. Pavella et P.G.Murthy, « Transient Stability of Power Systems: theory and practice», Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [15] Semmah A., Hamdaoui H., Ramdani Y.& Ayad A. « Commande par régulateur neuro-flou d'un ASVC pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système de puissance électrique » 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered mai 2009 Alger.
- [16] Tahri A. « Etude d'un compensateur de l'énergie réactive de type avancé » Mémoire de Magister en Electrotechnique, UST Oran, 1992. Algérie
- [17] Hingorani N. G., Gyugyi L., « Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems ». New York: IEEE Press, 2000.
- [18] Benghanem M. «Etude et analyse d'un onduleur à trois niveaux utilisé comme compensateur statique d'énergie réactive », Mémoire de Magister, université de USTO, 2000
- [19] Stephane Gerbex « Métaheuristiques Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs Facts Dans Un Réseau Electrique » these de doctorat N° 2742 (2003) EPFL.
- [20] Chow J. H., Sanchez-Gasca J. J., Ren H., Wang S., « Power System damping Controller Design Using Multiple Input Signals », IEEE Control systems Magazine, August 2000, pp 82-90.
- [21] Larsen E. V., Swann D. A., « Applying Power System Stabilizers Part I, II and III», IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, June 1981, pp. 3017-3046.
- [22] Zhang P. , Coonick A. H., « Coordinated Synthesis ofPSS Parameters in multi-machine Power Systems Using the method of inequalities Applied to Genetic Algorithms », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 811-816.
- [23] Kumar I. S., « flexible alternating current transmission systems: static synchronous compensator (statcom) », Bachelors Thesis. Novembre 2005, Curtin University of Technology, Western Australie.
- [24] K. Belacheheb, « Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport », Thèse de doctorat de l'université de HENRI POINCARÉ NANCY I, 21 Juin 2001.
- [25] A. Sonnenmoser and P.W. Lehn « Line current balancing with a Unified Power Flow Controller », IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 14, No. 3 , pp. 1151-1157, July 1999.

BIBLIOGRAPHIES

- [26] J.C. Passelergue, « Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », Thèse de doctorat de l'INPG 26 Novembre 1998.
- [27] P. Petitclair, « Modélisation et Commande de structures FACTS: Application au STATCOM », Thèse de doctorat de l'INPG 16 Juillet 1997.

ANNEXE

Données du réseau 16 machines 69 nœuds

Données d'écoulement de puissance

Tableau 1. Données des générateurs

Numéro du nœud	Tension (pu)	Puissance produite (pu)
1	1.0450	2.50
2	0.9800	5.45
3	0.9830	6.50
4	0.9970	6.32
5	1.0110	5.05
6	1.0500	7.00
7	1.0630	5.60
8	1.0300	5.40
9	1.0250	8.00
10	1.0100	5.00
11	1.0000	10.00
12	1.0156	13.50
13	1.0110	35.91
14	1.0000	17.85
15	1.0000	10.00
16	1.0000	40.00

Tableau 2. Données des charges

Numéro du nœud	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)
17	60.00	3.00
18	24.70	1.23
19	0	0
20	6.80	1.03
21	2.74	1.15
22	0	0
23	2.48	0.85
24	3.09	-0.92
25	2.24	0.47
26	1.39	0.17
27	2.81	0.76
28	2.06	0.28
29	2.84	0.7
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0.12	0
34	0	0
35	0	0
36	1.02	-0.1946
37	0.00	0.0000
38	0.00	0.0000
39	2.67	0.1260

Données des charges (suite)

Numéro du nœud	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)
40	0.6563	0.2353
41	10.00	2.5000
42	11.50	2.5000
43	0	0
44	2.6755	0.0484
45	2.08	0.2100
46	1.507	0.2850
47	2.0312	0.3259
48	2.412	0.0220
49	1.64	0.2900
50	1.00	-1.4700
51	3.37	-1.2200
52	1.58	0.3000
53	2.527	1.1856
54	0	0
55	3.22	0.0200
56	2.00	0.7360
57	0	0
58	0	0
59	2.34	0.8400
60	2.088	0.7080
61	1.04	1.2500
62	0	0
63	0	0
64	0.09	0.8800
65	0	0
66	0	0
67	3.20	1.5300
68	3.29	0.3200
69	0	0

Tableau 3. Donnes des lignes

Du Nœud	Au Nœud	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Charge de la ligne (pu)	Rapport de transformation
54	1	0	0.0181	0	1.0250
58	2	0	0.0250	0	1.0700
62	3	0	0.0200	0	1.0700
19	4	0.0007	0.0142	0	1.0700
20	5	0.0009	0.0180	0	1.0090
22	6	0	0.0143	0	1.0250
23	7	0.0005	0.0272	0	0
25	8	0.0006	0.0232	0	1.0250
29	9	0.0008	0.0156	0	1.0250
31	10	0	0.0260	0	1.0400
32	11	0	0.0130	0	1.0400
36	12	0	0.0075	0	1.0400
17	13	0	0.0033	0	1.0400
41	14	0	0.0015	0	1.0000
42	15	0	0.0015	0	1.0000
18	16	0	0.0030	0	1.0000
36	17	0.0005	0.0045	0.3200	0
49	18	0.0076	0.1141	1.1600	0
68	19	0.0016	0.0195	0.3040	0
19	20	0.0007	0.0138	0	1.0600
68	21	0.0008	0.0135	0.2548	0
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0
68	24	0.0003	0.0059	0.0680	0
54	25	0.0070	0.0086	0.1460	0
25	26	0.0032	0.0323	0.5310	0
37	27	0.0013	0.0173	0.3216	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0
53	30	0.0008	0.0074	0.4800	0
61	30	0.0019	0.0183	0.2900	0
61	30	0.0019	0.0183	0.2900	0
30	31	0.0013	0.0187	0.3330	0
53	31	0.0016	0.0163	0.2500	0
30	32	0.0024	0.0288	0.4880	0
32	33	0.0008	0.0099	0.1680	0
33	34	0.0011	0.0157	0.2020	0
35	34	0.0001	0.0074	0	0.9460
34	36	0.0033	0.0111	1.4500	0
61	36	0.0022	0.0196	0.3400	0
61	36	0.0022	0.0196	0.3400	0

Donnes des lignes (suite)

Du Nœud	Au Nœud	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Charge de la ligne (pu)	Rapport de transformation
68	37	0.0007	0.0089	0.1342	0
31	38	0.0011	0.0147	0.2470	0
33	38	0.0036	0.0444	0.6930	0
41	40	0.0060	0.0840	3.1500	0
48	40	0.0020	0.0220	1.2800	0
42	41	0.0040	0.0600	2.2500	0
18	42	0.0040	0.0600	2.2500	0
17	43	0.0005	0.0276	0	0
39	44	0	0.0411	0	0
43	44	0.0001	0.0011	0	0
35	45	0.0007	0.0175	1.3900	0
39	45	0	0.0839	0	0
44	45	0.0025	0.0730	0	0
38	46	0.0022	0.0284	0.4300	0
53	47	0.0013	0.0188	1.3100	0
47	48	0.0025	0.0268	0.4000	0
47	48	0.0025	0.0268	0.4000	0
46	49	0.0018	0.0274	0.2700	0
45	51	0.0004	0.0105	0.7200	0
50	51	0.0009	0.0221	1.6200	0
37	52	0.0007	0.0082	0.1319	0
55	52	0.0011	0.0133	0.2138	0
53	54	0.0035	0.0411	0.6987	0
54	55	0.0013	0.0151	0.2572	0
55	56	0.0013	0.0213	0.2214	0
56	57	0.0008	0.0128	0.1342	0
57	58	0.0002	0.0026	0.0434	0
58	59	0.0006	0.0092	0.1134	0
57	60	0.0008	0.0112	0.1476	0
59	60	0.0004	0.0046	0.0780	0
60	61	0.0023	0.0363	0.3804	0
58	63	0.0007	0.0082	0.1389	0
62	63	0.0004	0.0043	0.0729	0
64	63	0.0016	0.0435	0	1.0600
62	65	0.0004	0.0043	0.0729	0
64	65	0.0016	0.0435	0	1.0600
56	66	0.0008	0.0129	0.1382	0
65	66	0.0009	0.0101	0.1723	0
66	67	0.0018	0.0217	0.3660	0
67	68	0.0009	0.0094	0.1710	0
53	27	0.0320	0.3200	0.4100	1.0000
69	18	0.0006	0.0144	1.0300	0
50	69	0.0006	0.0144	1.0300	0

Données dynamiques

Tableau 4. Données dynamiques des générateurs

Générateur	Nœud	MVA Base	X_{ls} (pu)	R_s (pu)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X''_d (pu)	T'_{d0} (s)	T''_{d0} (s)
1	1	100	0.0125	0	0.1000	0.0310	0.0250	10.2	0.05
2	2	100	0.0350	0	0.2950	0.0697	0.0500	6.56	0.05
3	3	100	0.0304	0	0.2495	0.0531	0.0450	5.7	0.05
4	4	100	0.0295	0	0.2620	0.0436	0.0350	5.69	0.05
5	5	100	0.0270	0	0.3300	0.0660	0.0500	5.4	0.05
6	6	100	0.0224	0	0.2540	0.0500	0.0400	7.3	0.05
7	7	100	0.0322	0	0.2950	0.0490	0.0400	5.66	0.05
8	8	100	0.0280	0	0.2900	0.0570	0.0450	6.7	0.05
9	9	100	0.0298	0	0.2106	0.0570	0.0450	4.79	0.05
10	10	100	0.0199	0	0.1690	0.0457	0.0400	9.37	0.05
11	11	100	0.0103	0	0.1280	0.0180	0.0120	4.1	0.05
12	12	100	0.0220	0	0.1010	0.0310	0.0250	7.4	0.05
13	13	200	0.0030	0	0.0296	0.0055	0.0040	5.9	0.05
14	14	100	0.0017	0	0.0180	0.00285	0.0023	4.1	0.05
15	15	100	0.0017	0	0.0180	0.00285	0.0023	4.1	0.05
16	16	200	0.0041	0	0.0356	0.0071	0.0055	7.8	0.05

Données dynamiques des générateurs (suite)

Générateur	Nœud	MVA Base	X_q (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{q0} (s)	T''_{q0} (s)	H (s)	D (s)
1	1	100	0.069	0.028	0.025	1.5	0.035	42.0	4.0
2	2	100	0.282	0.06	0.05	1.5	0.035	30.2	9.75
3	3	100	0.237	0.05	0.045	1.5	0.035	35.8	10
4	4	100	0.258	0.04	0.035	1.5	0.035	28.6	10
5	5	100	0.31	0.06	0.05	0.44	0.035	26.0	3
6	6	100	0.241	0.045	0.04	0.4	0.035	34.8	10
7	7	100	0.292	0.045	0.04	1.5	0.035	26.4	8
8	8	100	0.28	0.05	0.045	0.41	0.035	24.3	9
9	9	100	0.205	0.05	0.045	1.96	0.035	34.5	14
10	10	100	0.115	0.045	0.04	1.5	0.035	31.0	5.56
11	11	100	0.123	0.015	0.012	1.5	0.035	28.2	13.6
12	12	100	0.095	0.028	0.025	1.5	0.035	92.3	13.5
13	13	200	0.0286	0.005	0.0040	1.5	0.035	248.0	33
14	14	100	0.0173	0.0025	0.0023	1.5	0.035	300.0	100
15	15	100	0.0173	0.0025	0.0023	1.5	0.035	300.0	100
16	16	200	0.0334	0.006	0.0055	1.5	0.035	225.0	50

Tableau 5. Données du système d'excitation

Générateur	T_r (s)	K_A	T_A (s)	$V_{r\max}$ (pu)	$V_{r\min}$ (pu)	K_E	T_E (s)	A_{ex}	B_{ex}
1	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
2	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
3	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
4	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
5	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
6	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
7	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
8	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91

Données du système d'excitation (suite)

Générateur	T_r (s)	K_A	T_A (s)	$V_r \max$ (pu)	$V_r \min$ (pu)	K_E	T_E (s)	A_{ex}	B_{ex}
9	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
10	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
11	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
12	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
13	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
14	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
15	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
16	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91

L'écoulement de puissance pour un défaut en JB 57(57*-58) en présence de STATCOM

NETWORK STATISTICS

Buses:	69
Lines:	67
Transformers:	20
Generators:	16
Loads:	35

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	5
Maximum P mismatch [p.u.]	60,1521812
Maximum Q mismatch [p.u.]	8,73192375
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus1	1,04451457	0,03552032	2,5	1,21996361	0	0
Bus10	1,00992661	0,04017641	5	0,6326927	0	0
Bus11	0,99965705	0,06550664	10	0,29579514	0	0
Bus12	1,01592097	-0,16837164	13,5	2,84259318	0	0
Bus13	1,01105169	-0,25513522	35,91	9,02327513	0	0
Bus14	0,99953049	0,41168094	17,85	-0,40261544	0	0
Bus15	0,99983024	0,16472076	10	0,97917652	0	0
Bus16	0,99942381	0,03298067	28,458381	-1,64817419	0	0
Bus17	1,02936484	-0,37601597	0	0	60	3
Bus18	1,00622333	-0,05510514	0	0	24,7	1,23
Bus19	1,02057921	0,10329184	0	0	0	0
Bus2	0,98111433	0,20285119	5,45	2,06429336	0	0
Bus20	1,04002431	0,08143654	0	0	6,8	1,03

Bus21	1,02939293	0,06347526	0	0	2,74	1,15
Bus22	1,05049688	0,14658189	0	0	0	0
Bus23	1,04929238	0,14136401	0	0	2,48	0,85
Bus24	1,03377567	0,01932055	0	0	3,09	-0,92
Bus25	1,05994121	0,01581889	0	0	2,24	0,47
Bus26	1,06098558	-0,00710509	0	0	1,39	0,17
Bus27	1,05278895	-0,04071681	0	0	2,81	0,76
Bus28	1,05315774	0,05128344	0	0	2,06	0,28
Bus29	1,05096744	0,09836046	0	0	2,84	0,27
Bus3	0,98277114	0,22067824	6,5	2,11202529	0	0
Bus30	1,04541978	-0,12729835	0	0	0	0
Bus31	1,04529781	-0,09475188	0	0	0	0
Bus32	1,04675245	-0,06587755	0	0	0	0
Bus33	1,05064177	-0,13682641	0	0	1,12	0
Bus34	1,06589569	-0,23487754	0	0	0	0
Bus35	1,02236212	-0,25480954	0	0	0	0
Bus36	1,04203374	-0,26900725	0	0	1,02	-0,1946
Bus37	1,03540559	-0,0150411	0	0	0	0
Bus38	1,03349932	-0,12479827	0	0	0	0
Bus39	1,02699991	-0,45335846	0	0	2,67	0,126
Bus4	0,99519581	0,19737423	6,32	2,86941742	0	0
Bus40	1,08899505	-0,01717184	0	0	0,6563	0,2353
Bus41	0,99969692	0,38332009	0	0	10	2,5
Bus42	0,99829054	0,14812865	0	0	11,5	2,5
Bus43	1,02816084	-0,42115997	0	0	0	0
Bus44	1,02802159	-0,42296286	0	0	2,6755	0,0484
Bus45	1,04749877	-0,30602447	0	0	2,08	0,21
Bus46	0,98173216	-0,17679586	0	0	1,507	2,285
Bus47	1,07625112	-0,11641169	0	0	2,0312	0,3259
Bus48	1,08728755	-0,09617567	0	0	2,412	0,022
Bus49	0,99137502	-0,19055916	0	0	1,64	0,29
Bus5	1,00996632	0,17041384	5,05	-1,22904141	0	0
Bus50	1,05585605	-0,1634514	0	0	1	-1,47
Bus51	1,0635924	-0,28184982	0	0	3,37	-1,22
Bus52	1,03299563	-0,03062588	0	0	1,58	0,3
Bus53	1,04860031	-0,11152271	0	0	2,527	1,1856
Bus54	1,04965306	-0,00746639	0	0	0	0
Bus55	1,03251766	-0,036503	0	0	3,22	0,02
Bus56	1,006487	-0,02320695	0	0	2	0,736
Bus57	0,99398603	-0,03214898	5,45	-1,72519775	0	0
Bus58	1,01233932	0,05283588	0	0	0	0
Bus59	0,99894662	-0,01650365	0	0	2,34	0,84
Bus6	1,04814146	0,24125822	7	1,99968021	0	0
Bus60	0,99741618	-0,04098072	0	0	2,088	0,708
Bus61	1,03384651	-0,18214307	0	0	1,04	1,25

Bus62	1,01897358	0,07913458	0	0	0	0
Bus63	1,01558391	0,06982666	0	0	0	0
Bus64	1,05588058	0,06437499	0	0	0,09	0,88
Bus65	1,01551025	0,06141883	0	0	0	0
Bus66	1,01206173	0,01869907	0	0	0	0
Bus67	1,01237788	-0,00278732	0	0	3,2	1,53
Bus68	1,0271006	0,01576196	0	0	3,29	0,32
Bus69	1,05553709	-0,15271822	0	0	0	0
Bus7	1,06131861	0,28325901	5,6	1,72998983	0	0
Bus8	1,02885689	0,13588796	5,4	-0,03130613	0	0
Bus9	1,02300145	0,21983043	8	-0,15948291	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus17	Bus36	1	-25,3162154	1,10882571	0,30320396	2,38556743
Bus25	Bus26	2	0,78784766	-0,40145938	0,00179828	-0,57900217
Bus37	Bus27	3	1,53236228	-1,30716337	0,00440888	-0,29194102
Bus27	Bus26	4	-2,58193976	-0,43099292	0,00853282	-0,17804513
Bus28	Bus26	5	1,35237845	-0,68911075	0,00734546	-0,79083695
Bus26	Bus29	6	-1,83828198	-0,14232024	0,0180775	-0,94923155
Bus28	Bus29	7	-3,39857735	0,41098663	0,0149598	-0,11425021
Bus53	Bus30	8	2,36002176	-0,04990869	0,00408562	-0,48839965
Bus61	Bus30	9	-3,26103276	-0,38142585	0,01899507	-0,13049996
Bus61	Bus30	10	-3,26103276	-0,38142585	0,01899507	-0,13049996
Bus31	Bus30	11	1,89411165	-0,28947203	0,00428225	-0,30229552
Bus18	Bus49	12	1,18939802	-0,45543897	0,01074929	-0,99589888
Bus31	Bus53	13	1,09727539	-0,44661756	0,00190383	-0,25463097
Bus32	Bus30	14	2,32615427	-0,34110957	0,01186415	-0,3916469
Bus33	Bus32	15	-7,76822507	1,22724277	0,04499723	0,37207942
Bus34	Bus33	16	-6,85254418	1,74358344	0,0488075	0,47037794
Bus36	Bus34	17	-3,73314814	-1,85918869	0,04584688	-1,45671452
Bus36	Bus61	18	-4,63788797	0,97849507	0,04632208	0,04639325
Bus36	Bus61	19	-4,63788797	0,97849507	0,04632208	0,04639325
Bus68	Bus37	20	3,58697869	-1,25465828	0,00946748	-0,02234952
Bus31	Bus38	21	2,260406	0,56805799	0,00564135	-0,19146592
Bus38	Bus33	22	0,26023	-0,78845963	0,00081814	-0,7424969
Bus19	Bus68	23	4,65675951	-0,67593326	0,03372306	0,09232915
Bus40	Bus41	24	-4,87204629	0,66343314	0,1525108	-1,30670285
Bus48	Bus40	25	-4,20525937	-0,29082069	0,03028464	-1,18245585
Bus42	Bus41	26	-3,83001503	-0,43130798	0,06078728	-1,33366604
Bus42	Bus18	27	3,3782661	-1,13380047	0,04580785	-1,57308536
Bus43	Bus17	28	-1,73004569	0,02555741	0,00141598	0,07816222

Bus44	Bus39	29	0,78068268	0,03742047	-1,1102E-16	0,02375654
Bus44	Bus43	30	-1,7297625	0,02867257	0,0002832	0,00311516
Bus45	Bus35	31	-3,06446147	0,94483314	0,00785083	-1,29275136
Bus39	Bus45	32	-1,882316	-0,11200567	-2,2204E-16	0,28284026
Bus44	Bus45	33	-1,72499499	-0,11446725	0,00707	0,20644398
Bus68	Bus21	34	-3,72734617	0,00120765	0,01054965	-0,09137289
Bus46	Bus38	35	-1,97983229	-1,79505199	0,01470236	-0,24706845
Bus47	Bus53	36	-0,18309883	0,8376183	0,00289754	-1,43700786
Bus48	Bus47	37	0,918137	0,13460652	0,00207379	-0,44587108
Bus48	Bus47	38	0,918137	0,13460652	0,00207379	-0,44587108
Bus49	Bus46	39	-0,46372314	0,2500405	0,0006621	-0,25271541
Bus51	Bus45	40	2,62429787	1,15398442	0,00329708	-0,71570544
Bus50	Bus51	41	5,99180827	-1,16089057	0,02903706	-1,1062882
Bus52	Bus37	42	-2,04240406	-0,18377706	0,00274487	-0,10892244
Bus55	Bus52	43	-0,47104147	-0,11072851	0,00022895	-0,22526797
Bus54	Bus53	44	2,77611663	-0,44957319	0,02449557	-0,48138813
Bus22	Bus21	45	6,49636252	1,3373826	0,0321799	0,28571868
Bus54	Bus55	46	2,17282482	0,89264382	0,00683292	-0,1994204
Bus56	Bus55	47	0,5717494	-1,37274801	0,00245883	-0,18987033
Bus57	Bus56	48	-0,75641296	-0,9866599	0,00114917	-0,11588208
Bus58	Bus57	49	0	0	0	0
Bus59	Bus58	50	-7,66079087	-0,74681648	0,03557356	0,43117721
Bus60	Bus57	51	-0,75584764	0,28949465	0,00056533	-0,13841955
Bus59	Bus60	52	5,29573114	-0,10217932	0,01124318	0,05157999
Bus61	Bus60	53	-3,89740841	1,36376949	0,03797075	0,20676593
Bus63	Bus58	54	2,15037887	0,1647446	0,00317623	-0,10559866
Bus63	Bus62	55	-2,29370072	-0,61438117	0,00216936	-0,05212063
Bus22	Bus23	56	0,60508975	-0,00630676	0,00020403	-0,20021621
Bus62	Bus65	57	4,30560288	0,42010128	0,0072225	0,00220611
Bus66	Bus56	58	3,32669915	0,22960232	0,00871424	-0,0002593
Bus65	Bus66	59	4,3503946	-0,03692958	0,01651935	0,00829994
Bus67	Bus66	60	-1,00538001	-0,07851493	0,00179608	-0,35334676
Bus67	Bus68	61	-2,1817692	-1,44534079	0,00579871	-0,11726244
Bus27	Bus53	62	1,33245545	-1,33542254	0,08671694	-0,36590813
Bus18	Bus69	63	7,04707236	-3,90982456	0,03623308	-0,22562761
Bus50	Bus69	64	-6,97915986	2,61229742	0,03167942	-1,07189954
Bus24	Bus23	65	-3,7724463	-0,1835589	0,02929671	0,07445199
Bus68	Bus24	66	-0,69764402	-1,16128331	0,00049859	-0,06239774
Bus54	Bus25	67	-2,40938213	0,66007022	0,04036611	-0,11285037
Bus58	Bus2	68	-5,54916179	-0,90765043	8,8818E-16	0,88303184
Bus32	Bus11	69	-10,1393766	1,19627292	0	1,3376677
Bus36	Bus12	70	-13,6353246	-1,17902182	7,1054E-15	1,39936295
Bus17	Bus13	71	-36,5674274	-4,16903958	7,1054E-15	4,56288417
Bus41	Bus14	72	-18,8900963	0,37880982	3,5527E-15	0,53579358
Bus42	Bus15	73	-11,0401143	-0,93312269	0	0,18476341

Bus18	Bus16	74	-29,489472	3,58025224	3,5527E-15	2,61469601
Bus20	Bus19	75	-1,72259278	-2,6982755	0,00745182	0,14690736
Bus35	Bus34	76	-3,07231231	2,2375845	0,00123685	0,09152689
Bus64	Bus63	77	-0,14297635	-0,44024354	0,00034549	0,00939303
Bus64	Bus65	78	0,05233937	-0,44598476	0,00032515	0,00883999
Bus54	Bus1	79	-2,53955932	-1,10314085	-4,4409E-16	0,13231818
Bus23	Bus7	80	-5,66555919	-0,91022911	0,01571006	0,85462736
Bus62	Bus3	81	-6,60147295	-0,98236183	1,7764E-15	0,98234853
Bus19	Bus4	82	-6,38680411	-2,16924961	0,03500693	0,71014065
Bus20	Bus5	83	-5,05558797	1,67158047	0,02401813	0,48036256
Bus22	Bus6	84	-7,10145226	-1,33107584	-8,8818E-16	0,71069719
Bus25	Bus8	85	-5,47479853	0,70496691	0,01709675	0,66107431
Bus29	Bus9	86	-8,09281823	1,06377181	0,05069889	0,98862844
Bus31	Bus10	87	-5,25179304	0,1680316	0	0,71059068

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.] 177,988381
 REACTIVE POWER [p.u.] 20,5730845

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.] 176,207
 REACTIVE POWER [p.u.] 21,7176

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.] 1,78138103
 REACTIVE POWER [p.u.] -1,14451545

Résumé :

Malgré le développement technologique rapide, les réseaux électriques sont soumis à des perturbations capables de couper les appareils et les systèmes électriques. Ces perturbations peuvent entraîner une perte de stabilité transitoire du réseau électrique. La stabilité transitoire du système peut être obtenue par des moyens classiques de régulation de tension et de la vitesse rotation des générateurs mais aussi par des moyens modernes appelés FACTS (Flexible AC Transmission Système), ces dispositifs sont de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques. Dans cette mémoire, nous avons analysé un modèle (réseau de 69 nœuds), en essayant d'évaluer l'état de la stabilité transitoire des SEE et de déterminer les limites de stabilité transitoire du réseau de transport électrique à l'aide de variation de la résistance statorique des générateurs et dispositifs FACTS "SVC et STATCOM" pour le cas de défaut, court circuit triphasé. Les simulations numériques, les résultats de simulation ainsi que les courbes graphiques ont été faites sous MATLAB en utilisant la boîte à outils PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Mots Clés : Stabilité transitoire, réseaux électriques, dispositifs FACTS, réseau de 69 nœuds.

ملخص :

بالرغم من التطور التكنولوجي السريع ، إلا أن الشبكات الكهربائية تتعرض إلى اضطرابات قادرة على إيقاف الأجهزة و الأنظمة الكهربائية. وقد تؤدي هذه الاضطرابات إلى فقدان الإستقرار العابر للشبكة الكهربائية. يمكن الحصول على الإستقرار العابر للنظام بالوسائل التقليدية لتنظيم الجهد ومولدات سرعة الدوران ولكن أيضا بالوسائل الحديثة المسماة FACTS (نظام نقل التيار المتردد المرن)، تستخدم هذه الأجهزة بشكل متزايد في الشبكات الكهربائية. في هذه المذكرة ، قمنا بتحليل نموذج (شبكة من 69 عقدة)، و نحاول تقييم حالة الإستقرار العابر لـ"SEE" و تحديد حدود الإستقرار في شبكة نقل الطاقة الكهربائية عن طريق تغيير المقاومة الساكنة للمولدات وكذلك أجهزة النقل المرنة "SVC et STATCOM" في حالة التقصير، الدارة القصيرة ثلاثية الطور. كما تم إجراء عمليات محاكاة عددية ، نتائج المحاكاة ومنحنيات رسومية تحت MATLAB، باستخدام صندوق أدوات تحليل نظام الطاقة (PSAT).

كلمات مفتاحية : الإستقرار العابر ، الشبكات الكهربائية ، أجهزة FACTS ، شبكة من 69 عقدة.

Abstract :

Despite the rapid technological development, power grids are subject to disturbances capable of cutting off electrical appliances and systems. These disturbances can cause a loss of transient stability of the electrical network. The transient stability of the system can be obtained by conventional means of voltage regulation and rotation speed generators but also by modern means called FACTS (Flexible AC Transmission System), these devices are increasingly used in electrical networks. In this memory, we analyzed a model (network of 69 nodes), trying to evaluate the state of the transient stability of the SEE and to determine the transient stability limits of the electric transport network using variation of the stator resistance of the generators and FACTS devices "SVC and STATCOM". For the case of fault, three-phase short circuit numerical simulations, simulation results as well as graphical curves were made under MATLAB using the Power System Analysis Toolbox (PSAT).

Keywords: Transient stability, electrical networks, FACTS devices, network of 69 nodes.