

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 :

BOURENANE Med Adnane

LAYACHI djelloul

Thème:

Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique New England par systems FACTS et Application sur le réseau Hassi Berkine

Soutenu publiquement

Le : 04/06/2017

Devant le jury :

M ^f SADAoui Fares	MC (B)	Président	UKM Ouargla
M ^f BOUHADOUZA Boubakeur	MA (A)	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
M ^f BOUDJALLA Houari	MA (A)	Examineur	UKM Ouargla

Année universitaire 2016/2017

RESUME

Résumé :

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entraîner son instabilité en cas de perturbation. La stabilité 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 appelé FACTS (Flexible AC Transmission Système), ces dispositifs sont de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques. Un modèle complexe de réseau a été analysé comme un travail préliminaire les conclusions obtenues a été confirmé par application sur le réseau Hassi-Berkine.

Mots Clés : Stabilité transitoire, NEW ENGLAND, HASSI-BERKINE, SVC, STATCOM.

Abstract:

The use of an electrical network as close as possible to its limits can cause its instability in case of disturbance. The stability of the system can be obtained by the conventional means of voltage regulation and speed but also by modern means called FACTS (Flexible AC Transmission System), devices are increasingly used in the electrical networks called. A complex network model has been analyzed as a preliminary of our work the conclusions obtained have been confirmed by application on the Hassi-Berkine network.

Key Word: Transient stability, NEW ENGLAND, HASSI-BERKINE, SVC, STATCOM.



Remerciements

Nous remercions, en premier lieu, الله 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 Boubakeur pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations. Nous tenons à remercier Mr. Sadaoui Fares d'avoir accepté de présider le jury de ce mémoire.

Nous présentons également notre profonde reconnaissance à Mr. Boudjala Houari Qui a accepté d'examiner notre 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.

Med Adnane et djelloul





Dédicace

Pour leur soutien moral et sacrifice

*Pour les êtres les plus chers qui me reste au
monde*

Ma femme et mes enfants,

*Je dédie ce travail à tous mes chers amis
A tous les enseignants et toutes les enseignantes de
Génie des électrique, KASDI MERBAH*

*A Mons Ancien PDG du GRTE Mr Benkirat M qui
m'a encouragé à reprendre mes études*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères
et sœurs à tous les membres de ma famille.*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui
n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec
leur aide et leurs suggestions*

BOURENANE MOHAMMED ADNANE





Dédicace

À ma Mère,

À mon père,

À mes grands-parents,

*À ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je
réussisse dans mes études*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers
frères.*

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne
qui porte le nom
LAYACHI.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis
À tous les enseignants et toutes les enseignantes de
Génie électrique*

*À tous mes amis qui ont toujours été présents et qui
n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec
leur aide et leurs suggestions*

LAYACHI DJALLOUL



SOMMAIRE

Liste de figure.....	I
Liste de tableau.....	III
Liste des abréviations et symboles.....	VI

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre1 : Les techniques d'amélioration le la stabilité d'un réseau électrique

1.1 Introduction.....	03
1.2 Notion de la stabilité.....	03
1.3 Stabilité de l'angle de transport.....	04
1.3.1 Stabilité statique.....	04
1.3.2 Stabilité dynamique.....	04
1.3.3 Stabilité transitoire.....	05
1.4Contexte d'analyse de la stabilité transitoire.....	06
1.5 Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.....	06
1.5.1 Amélioration par les moyens classique.....	07
1.5.1.1. Amélioration de la stabilité par les PSS.....	08
1.5.2 Compensation moderne (systèmes FACTS).....	08
1.5.2.1 Classification des dispositifs FACTS.....	08
1.6. Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques.....	18
1.7. Conclusion.....	20

Chapitre 2 : Simulation et analyse des résultats de réseau New England

2.1. Introduction	20
2.2.1. Outils de simulation	20
2.2.2. Utilisation de PSAT.....	21
2.2.3 Modèle de la régulation de tension	21

SOMMAIRE

2.2.4. Critère de stabilité.....	23
2.2.5. Calcul du temps critique d'élimination du défaut :.....	23
2.2.6. Réseau test	23
2.2.7. Représentation du réseau avec le logiciel PSAT.....	24
2.3.1. Influence de l'AVR sur la stabilité transitoire du réseau	24
2.3.1. 1- Simulation d'un court-circuit au nœud 40	26
2.3.1. 2- Simulation d'un court-circuit au nœud de JB 26	29
2.3.2. Influence de l' SVC et le STATCOM sur la stabilité	33
2.3.2. 1-Simulation d'un court-circuit au nœud de JB 40	34
2.3.2. 2-Simulation d'un court-circuit au nœud de JB 26	37
2.4. Conclusion	40

Chapitre 3 : Simulation et analyse des résultats de réseau Hassi Barkine

3.1 Introduction	41
3.2 Objectif de l'étude	41
3.3 Dispositions de construction relatives au réglage de fréquence.....	41
3.3.1 Schéma du réseau électrique du bassin Hassi Berkine.....	42
3.4 Réseau test.....	42
3.5 Représentation du réseau avec le logiciel PSAT.....	43
3.6.1. Influence de l'AVR sur la stabilité du réseau.....	43
1. Simulation d'un court-circuit au nœud (HMO).....	43
3.6.2. influence de l' SVC et le STATCOM sur la stabilité	47
3.7 Conclusion	50
CONCLUSIONS GENERALES.....	51
Bibliographie.....	V
Annexe.....	IV

Liste des Figures

Liste des Figures

Figure 1.1: Classification de la stabilité des réseaux de puissances.....	02
Figure 1.2: structure du TSR.....	09
Figure 1.3 : structure du TSC.....	09
Figure 1.4: caractéristique d'un SVC.....	10
Figure 1.5: structure du SVC schéma équivalent.....	10
Figure 1.6 : Schéma unifilaire du STATCOM.....	11
Figure 1.7: Structure du TCSC.....	12
Figure 1.8: Structure du TCSR.....	13
Figure 1.9: schéma de basse de SSSC	14
Figure 1.10: schéma de principe de l'UPFC.....	14
Figure 1.11: Schéma de base d'un TCPAR.....	16
Figure 1.12 : Schéma de base d'un IPFC.....	16
Figure 1.13 : Schéma de deux réseaux connectés.....	17
Figure 1.14 : Diagramme schématique pour l'application des FACTS.....	17
Figure 2.1. Editeur de PSAT.....	20
Figure 2.2. Bibliothèque de simulink.....	20
Figure 2.3: Modèle générique des systèmes de régulation de tension.....	21
Figure 2.4. Structure de réseau test.....	23
Figure 2.5. Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	25
Figure 2.6. Amplitude de tension.....	25
Figure 2.7. Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	26
Figure 2.8. Amplitude de tension.....	27
Figure 2.9. Vitesse rotorique de générateur.....	28
Figure 2.10. Amplitude de tension.....	28
Figure 2.11. Amplitude de tension.....	28
Figure 2.12. Vitesse rotorique de générateur.....	29
Figure 2.13. Amplitude de tension.....	29
Figure 2.14. Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	30
Figure 2.15. Amplitude de tension.....	30
Figure 2.16. Amplitude de tension.....	31
Figure 2.17 Vitesse rotorique de générateur.....	31

Liste des Figures

Figure 2.18 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	33
Figure 2.19 Amplitude de tension.....	33
Figure 2.20 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	34
Figure 2.21 Amplitude de tension.....	34
Figure 2.22 Vitesse rotorique.....	35
Figure 2.23 Amplitude de tension.....	35
Figure 2.24 Amplitude de tension.....	35
Figure 2.25 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	36
Figure 2.26 Amplitude de tension.....	36
Figure 2.27 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	37
Figure 2.28 Amplitude de tension.....	38
Figure 2.29 Amplitude de tension.....	38
Figure 2.30 Vitesse rotorique de générateur.....	39
Figure 3.1. Structure de réseau Hasi-Barkine.....	41
Figure 3.2. Structure de réseau Hasi-Barkine en PSAT.....	42
Figure 3.3 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	43
Figure 3.4 Amplitude de tension.....	43
Figure 3.5 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	44
Figure 3.6 Amplitude de tension.....	44
Figure 3.7 Vitesse des générateurs.....	45
Figure 3.8 Amplitude de tension.....	45
Figure 3.9 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	46
Figure 3.10 Amplitude de tension.....	46
Figure 3.11 Vitesse et angle rotorique des générateurs.....	47
Figure 3.12 Amplitude de tension.....	48
Figure 3.13 Vitesse des générateurs.....	49
Figure 3.14 Amplitude de tension.....	49

LISTE DES TABLEAUX

Liste des Tableaux

Tableau 1.1. Problèmes rencontrés dans les réseaux et les FACTS aptes pour les résoudre....	18
Tableau 2.1. Temps critiques pour des défauts triphasés aux différents nœuds de système.....	24
Tableau 2.2. Temps critiques pour des défauts triphasés aux différents nœuds de système.....	32

LISTE DES ABREVIATIONS

Liste des abréviations et symboles

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	ThyristorSwiched Capacitor
SVC	Static Var Compensator
VSC	voltage-sourced converters
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
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
HMO	Hassi Messaoud Ouest
CHB	Centrale Hassi Berkine
EMRK	El Merk
MLN	Menzel Lemjel Nord
GTL	Gassi Touil
BRN	BirRebaa Nord
HBNS	Hassi Berkine Sud
ORD	Ourhood
RDN	Roud Nous

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normal.

L'étude du comportement de la tension dans les réseaux électriques est devenue une préoccupation majeure des exploitants et planificateurs de ces systèmes. En fait, plusieurs incidents généralisés survenus dans le monde ont été associés à des instabilités de tension. Ce mode d'instabilité n'est pas encore bien maîtrisé, comparé au mode d'instabilité angulaire (dynamique et transitoire). En effet, le mécanisme causant l'instabilité de tension semble l'un des plus importants problèmes à clarifier[1]. Aujourd'hui encore, il n'y a pas une théorie disponible et largement acceptée pour l'analyse de la stabilité de tension. Les problèmes liés à ce type d'instabilité constituent alors, dans plusieurs pays, un axe de recherche très important [2].

Par définition, on dit qu'un système est stable s'il demeure dans un état d'équilibre dans les conditions normales de fonctionnement, ou s'il retrouve un nouvel état d'équilibre acceptable après une perturbation quelconque. L'analyse de la stabilité d'un système électro-énergétique consiste alors à étudier le caractère des oscillations électromécaniques des alternateurs et à maintenir le fonctionnement synchrone après l'apparition d'un défaut. L'étude de la stabilité revêt une importance particulière dans le fonctionnement et les planifications des SEE. En effet, elle permet la détermination des protections et la détermination des temps critiques d'élimination des défauts, plus connus sous le terme de CCT (en anglais, Critical Clearing Time), du plan de tension et de la capacité d'échange des puissances entre systèmes.

La stabilité transitoire traite des effets des perturbations brutales de forte amplitude et de courte durée, tel que, les défauts, les déconnexions de lignes et des groupes de production, les variations brusque de la charge... etc. L'intervention des dispositifs de

INTRODUCTION GENERALE

protection et de régulation est indispensable pour rétablir la stabilité pendant la période transitoire. La détermination du CCT constitue une caractéristique importante du fonctionnement des disjoncteurs. Elle est d'une importance majeure à la fois dans l'analyse. La valeur du CCT dépend non seulement de la position et de l'ampleur du défaut, mais aussi des paramètres intrinsèques du Système électro énergétique [3].

Dans cette thèse au chapitre 1, nous allons présenter une vue globale sur la stabilité et les systèmes FACTS. Au deuxième chapitre nous allons présenter l'outil de simulation PSAT et simulation du réseau IEEE New England et mettre en évidence l'utilité du régulateur de tension Automatique (AVR) des générateurs. Pour optimiser le degré de stabilité du réseau nous allons utiliser le SVC et le STATCOM améliore la stabilité du réseau. Dans le troisième chapitre nous avons confirmé nos résultats par la simulation sur un cas réel du réseau électrique de Hassi Berkine.



Chapitre I
Les techniques
D'Amélioration
de la stabilité d'un réseau
électrique

Chapitre II
simulation et analyse des
résultats de réseau New
England

Chapitre III
simulation et analyse des
résultats de réseau Hassi
Berkin

1.1 INTRODUCTION

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable [4].

1.2 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: 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 [3].

On distingue trois types de stabilité (figure 1.1) [5]:

La stabilité de l'angle de rotor.

La stabilité de tension.

La stabilité de fréquence.

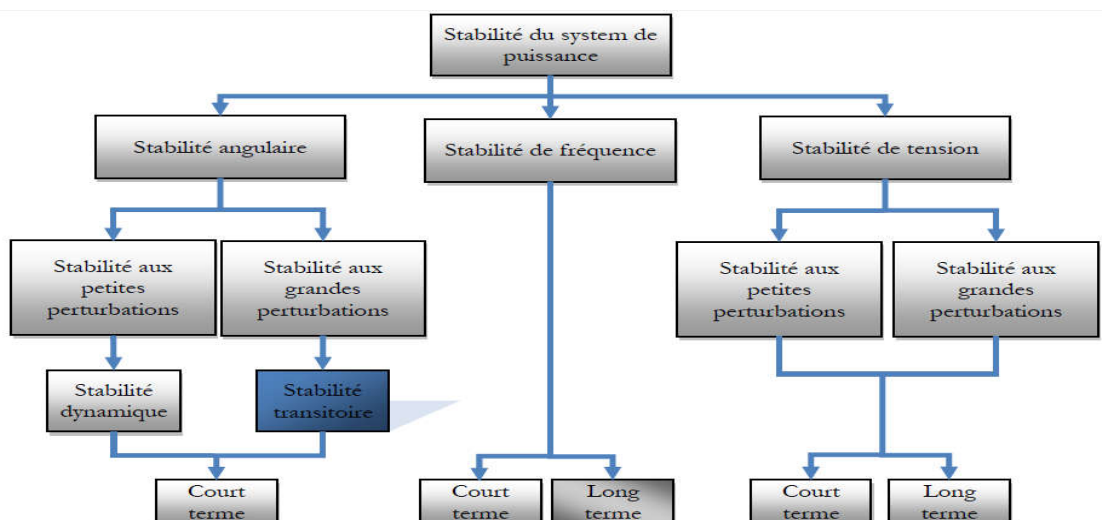


Figure 1.1. Classification des différents types de stabilités de système de puissance [6].

1.3 Stabilité angulaire

1.3.1 Stabilité statique

Après le régime transitoire du à la perturbation, le système entre dans le régime permanent. Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau. Le système n'est pas stable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé: l'état *instable* ou l'état *d'urgence*. Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement. Dans cette situation, on peut ramener tout le réseau à l'état normal grâce à des opérations de restauration [7].

1.3.2 Stabilité dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause de changements dans la structure du réseau, les conditions d'exploitation, les systèmes d'excitation, les charges. Ces oscillations peuvent augmenter et finalement venir déstabiliser une machine, une partie du réseau ou tout le réseau. Les principaux éléments dont les dynamiques ne sont pas négligeables sont la machine synchrone, le système d'excitation, le système de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (power system stabilizer). Il faut noter que selon la précision de l'étude recherchée, on utilisera des modèles d'ordre plus ou moins élevé. Pour simplifier un modèle, il faut faire attention à ne pas supprimer les modes critiques. Parmi les exemples d'études de la stabilité dynamique, on peut citer le LFO (low frequency oscillation) et le SSR (sub synchronous resonance) [7].

1.3.3 Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importante des angles rotoriques de certains générateurs voir, si les actions correctives échouent, à la rupture de synchronisme qui, généralement, se développe en très peu de secondes si non en des fractions de seconde [8- 12].

Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. On peut citer les courts-circuits affectant un élément du réseau, la perte d'ouvrage s'important de production ou de transport...etc. Les conséquences des ces défauts peuvent être très graves, pouvant

même conduire à l'effondrement complet du réseau (black-out) [11- 13].

La stabilité transitoire dépend :

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

1.4 Contexte d'analyse de la stabilité transitoire

La dynamique de réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles de la forme générale suivante [8, 10]:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (I.1)$$

Avec x : Vecteur des variables d'état du système.

u : Vecteur des paramètres de contrôle du système.

La stabilité transitoire concerne l'étude de la dynamique du réseau décrit par l'ensemble des équations différentielles (I.1). Cette étude fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles internes, vitesses rotoriques, tensions, courants et puissances des unités de production, ainsi que les variations des tensions, courants et puissances transités dans les branches de transport, avant, pendant et après la perturbation [11].

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 essentielles seulement 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.

1.5 Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter toutes événements qui peut conduire vers un black out.

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif.

Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts [2]:

- ✓ La correction du facteur de puissance.
- ✓ Amélioration de la régulation de la tension.
- ✓ Equilibre des charges.
- ✓ L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

1.5.1 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 :

- Les transformateurs ont 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 [2].

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 [8] :

- 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 [8] :

- Au problème de flux de puissance ;

- Au problème de l'énergie réactive ;
- Au problème de la stabilité ;

b.1. 1. Amélioration de la stabilité par les PSS

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces stabilisateurs de puissance sont des moyens efficaces et économiques d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. 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 [10].

b.2 Compensation moderne (systèmes FACTS)

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [13,14].

b.2.1 Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi- conducteurs et des éléments de puissance utilisés :

- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.

- La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandable à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

- Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FACTS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes :

- Selon le type de raccordement sur le réseau (connexion) ;
- Selon le mode de commutation
- Selon les fréquences de commutation ;
- Selon le mode de stockage d'énergie ;
- Selon le mode de connexion au port DC.

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence :

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau ;
- Les dispositifs insérés en série avec les lignes de transport ;
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages. [12]

b.2.1.1 Dispositifs FACTS shunt

Selon la demande des consommateurs, les lignes électriques doivent transporter des puissances actives et aussi des puissances réactives. Afin d'éviter des pertes supplémentaires à cause de la transmission du courant réactif et pour augmenter la stabilité des réseaux interconnectés, il est nécessaire de compenser la puissance réactive au niveau des sous stations d'interconnexion. L'apparition d'équipements utilisant l'électronique de puissance revient vers la fin des années 1960. L'avantage de ces dispositifs permet d'éliminer les parties mécaniques de rendement mauvais et de réaction assez lente, et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif. [15]

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers les points de raccordement. La connexion d'une impédance variable en parallèle sur le réseau électrique résulte en une consommation ou une injection d'un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne. [16]

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

b.2.1.1.1 Compensateur shunt à base de thyristors

- **TCR (Thyristor Controlled Reactor) ou TSR (Thyristor Switched Reactor)**

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (1-2), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors.



Figure 1.2: structure du TSR

- **TSC (Thyristor Switched Capacitor)**

Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (1-3), pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction.

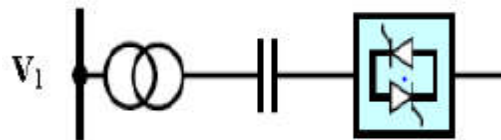


figure 1.3 : structure du TSC

- **SVC (Static Var Compensator)**

Le SVC est une association des dispositifs TCR, TSC, batterie de condensateurs fixes et des filtres d'harmoniques. Ces dispositifs constituent le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du sud. Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contre balancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut [17].

La caractéristique statique est donnée sur la figure (1-4).

Trois zones de fonctionnement sont distinctes :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.

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

Tout sont utilisés principalement pour le contrôle rapide de tension dans un réseau électrique de transport (la puissance réactive).

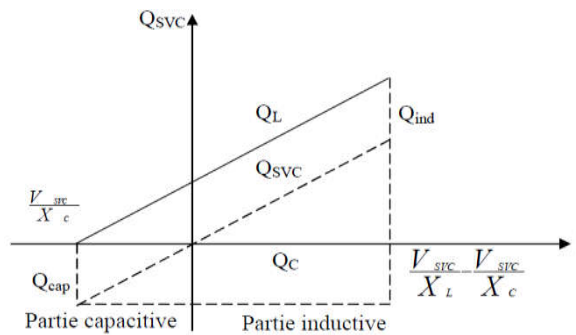


Figure 1.4: caractéristique d'un SVC [17].

La puissance réactive Q_{SVC} varie entre une certaine valeur inductive Q_{ind} et une certaine valeur capacitive Q_{cap} .

$$\text{Avec:} \quad Q_{cap} = \frac{V_{SVC}^2}{X_c} \quad (1.2)$$

On obtient la réactance X_c nécessaire pour le condensateur de la relation :

$$Q_{ind} = \frac{V_{SVC}^2}{X_L} - \frac{V_{SVC}^2}{X_c} \quad (1.3)$$

Les relations (1.2), (1.3) se rapportent à une phase du compensateur triphasé.

Le SVC utilise le thyristor comme composant électronique de puissance, alors que les systèmes FACTS les plus récents mettent en oeuvre des convertisseurs de type source de tension avec les nouveaux composants (GTO, IGBT) commandable tant à l'allumage qu'à la coupure. Ces convertisseurs sont connus sous le nom de VSC (voltage-sourced converters)

Les principales applications du compensateur statique de puissance réactive sont [19]:

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

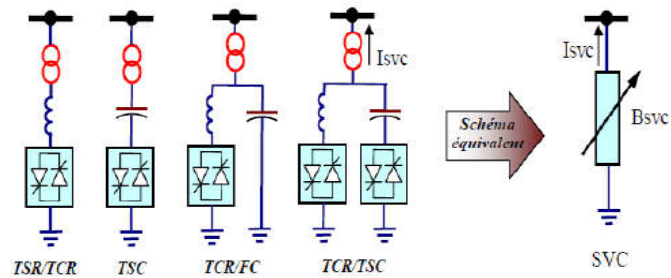


Figure 1.5: structure du SVC schéma équivalent

b.2.1.1.2. Compensateur shunt à base de GTO thyristors

- STATCOM (Static Compensator)

STATCOM est un compensateur fonctionnant en parallèle avec la ligne de transmission, lequel son courant de sortie inductif ou capacitif peut être contrôlé indépendamment du réseau. Le STATCOM est constitué d'un transformateur de couplage, un convertisseur de tension, et une source de stockage pour le côté DC. Comme montre la figure (1-4)

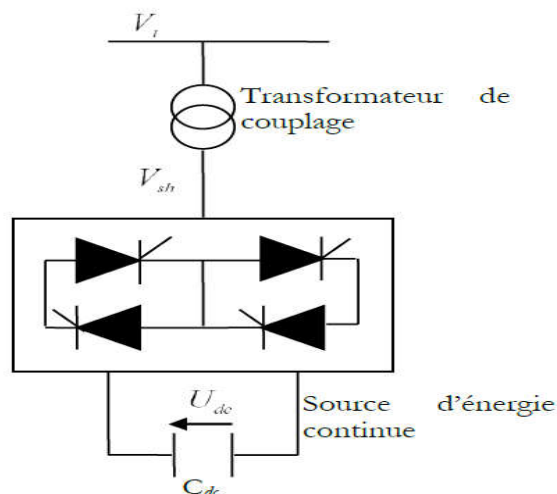


Figure 1.6 : Schéma unifilaire du STATCOM.

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

- Si $V_{sh} < V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\pi / 2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif.

- Si $V_{sh} > V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi / 2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif

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

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

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

- Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Ce pendant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème des filtres.

Le STATCOM est fréquemment utilisé pour accomplir les fonctions suivantes :

- Amélioration de la stabilité transitoire ;

- Support de la tension en régime permanent;

- Equilibrage de la tension[20].

b.2.1.2 Dispositifs FACTS 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.

b.2.1.2.1. Compensateurs séries à base de thyristors

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

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

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur, généralement ce dispositif possède un élément de protection contre les surtensions placé en parallèle avec ce dernier, appelé MOV (*Métal Oxide Varistor*) [21].comme montre la figure (1.7).

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.

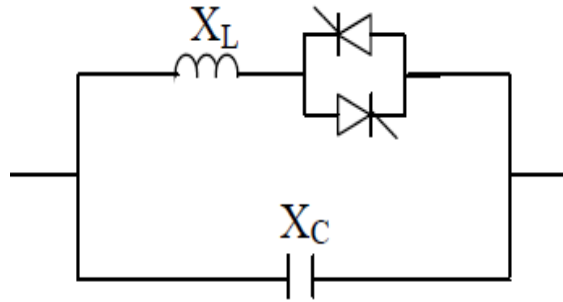


Figure 1.7: Structure du TCSC

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

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlée X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle [22].

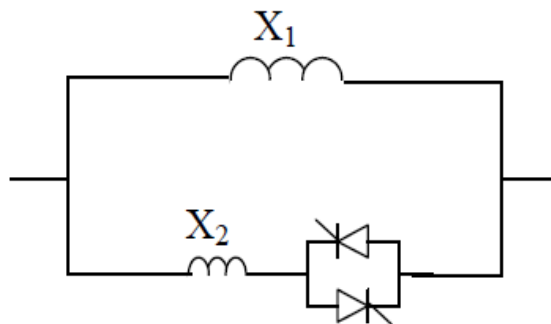


Figure 1.8: Structure du TCSR

b.2.1.2.2 Compensateurs séries à base de GTO

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

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur comme montre la figure (1-9). Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Si l'injection de la tension s'effectue

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

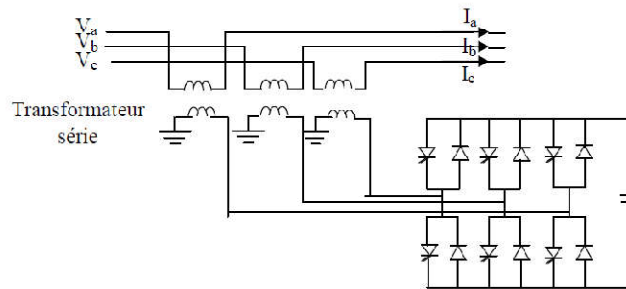


Figure 1.9: schéma de base de SSSC

c.2.1.3 Dispositifs FACTS combinés série-parallel

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

a. UPFC (Unified Power Flow Controller)

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC est constitué de deux transformateurs, l'un est connecté en série et l'autre en shunt avec la ligne de transmission. Chaque transformateur est connecté à un onduleur à base des thyristors GTO. Ces derniers sont couplés à travers une liaison continue DC. Autrement dit, l'UPFC est la combinaison d'un STATCOM et un SSSC couplés à travers une liaison DC commune, pour permettre l'écoulement bidirectionnelle de la puissance active en effet, l'énergie active peut circuler librement dans les deux directions entre les extrémités AC des deux convertisseurs et chaque convertisseur peut générer ou absorber l'énergie réactive indépendamment. [22]. La figure (1-8) montre le schéma de base de l'UPFC :

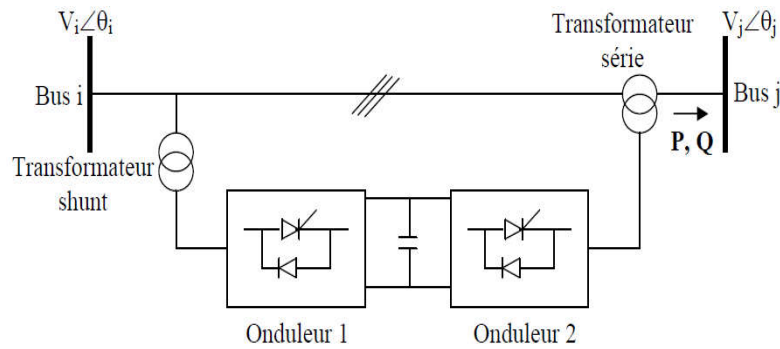


Figure 1.10: schéma de principe de l'UPFC [23]

Dans la figure 1-10, l'onduleur-2- injecte la tension sV , qui est contrôlable en amplitude et en phase, donc il peut réaliser la fonction de compensation série de la puissance active et réactive. D'autre part, l'onduleur-1- est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur-2-. Il sert aussi à compenser l'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne.

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé, en particulier, pour [23]:

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

b. TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs ou régleurs en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement [24]. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle appelé transformateur d'excitation. Ces deux transformateurs sont connectés à travers un convertisseur à thyristors. Ce convertisseur permet de fournir une tension au secondaire de transformateur série, cette dernière ΔV est contrôlée en module et d'un angle de ± 90 par rapport à la tension V de la ligne. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans

l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario. la figure (1-11) montre le TCPAR.

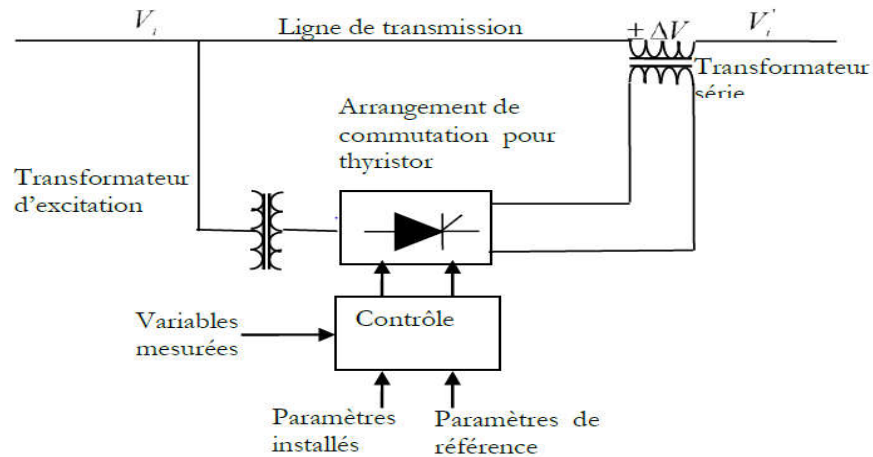


Figure 1.11: Schéma de base d'un TCPAR

Le TCPAR possède la capacité de maintenir l'angle effectif maximale de la ligne de transmission durant la première oscillation. En plus, le TCPAR peut être utilisé aussi pour augmenter la limite de la stabilité transitoire. [25]

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

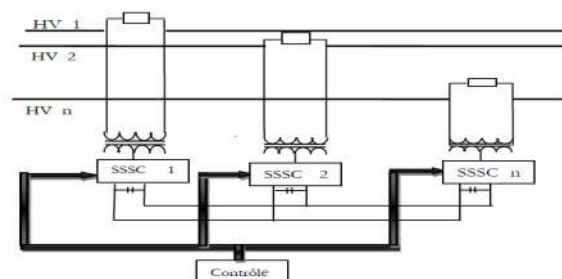


Figure 1.12 : Schéma de base d'un IPFC.

L'IPFC aborde le problème de compenser un certain nombre de lignes de transmission à une sous-station donnée. Les compensateurs Série capacitifs sont utilisés pour augmenter la

puissance transmissible active sur une ligne donnée, mais ils sont incapables de contrôler le flux puissance réactive. Avec L'IPFC, la puissance active peut être transférée entre les différentes lignes. Par conséquent, il est possible de:

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

1.6. Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques

Les FACTS permettent de contrôler dynamiquement l'écoulement de puissances moyennant L'utilisation des divers composants de l'électronique de puissance [25]. L'idée principale des FACTS peut être expliquée par l'équation de base (1.4) de la puissance transitée à travers une ligne de transport à courant alternatif.

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (1.4)$$

V_1 et V_2 sont les tensions aux extrémités de la ligne, X représente l'impédance série de la ligne, $(\delta_1 - \delta_2)$ est l'angle de phase entre les deux systèmes la figure (1-11). Il est clair que les trois paramètres tension, impédance, et angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes.

Les possibilités du contrôle grâce à l'application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure (1-14). La figure (1-13) montre un diagramme schématique de deux réseaux électriques connectés par une ligne de transmission en courant alternatif. [25]

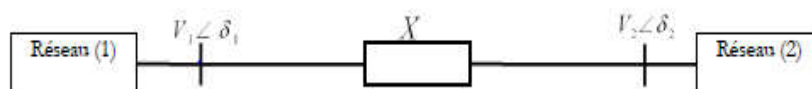


Figure 1.13 : Schéma de deux réseaux connectés

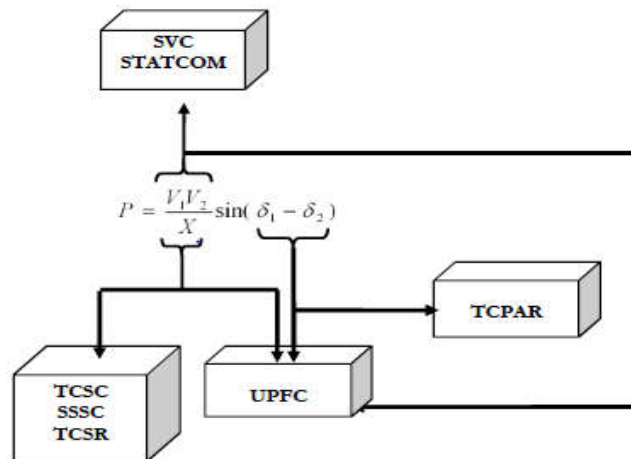


Figure 1.14 : Diagramme schématisé pour l'application des FACTS.

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

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

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

1.7. Conclusion :

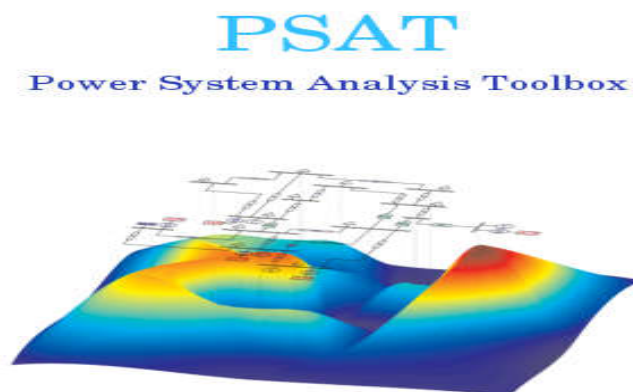
L'expansion continue des réseaux de transport d'énergie électrique montre les limites des capacités de transit des systèmes existants. Les gestionnaires de réseau sont en train d'exploiter le système de transport aux près de ses limites thermiques et dynamiques, alors que les consommateurs sont de plus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

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

2.1. INTRODUCTION

Les SEE sont souvent sujettes 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 des réseaux électriques face au défaut symétrique (court-circuit triphasé), avec et sans intégrations 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).



2.2.1. 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.

Développée, en 2001, par FEDERICO MILANO, PSAT est une boîte à outils qui s'exécute sous environnement Matlab. Elle est dédiée pour l'analyse statique et 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 L'écoulement de puissance base sur la méthode de NEWTON-RAPHSON, L'écoulement de puissance, la stabilité de tension [2].

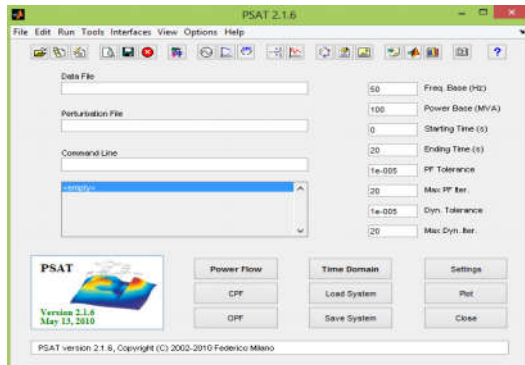


Figure 2.1.L'éditeur de PSAT



Figure 2.2. bibliothèque de simulink

Toutes les opérations de PSAT sont reparties 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 2.1.
- La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de simulink qui contient de nombreux modèles unifilaires (Figure 2.2).

2.2.2. 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.

2.2.3. Modèle de la régulation de tension (AVR: Automatic Voltage Regulator)

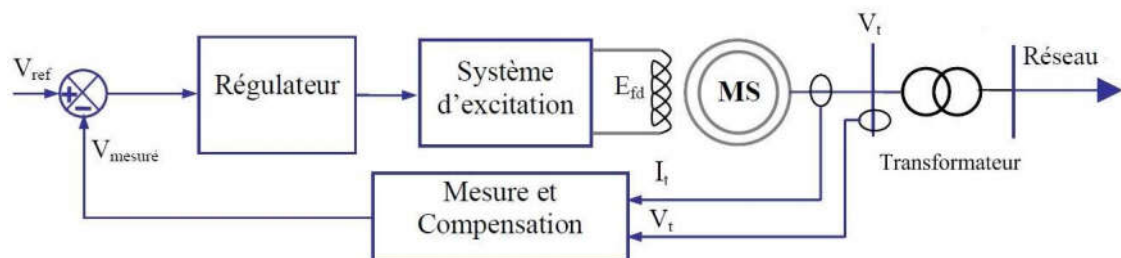
Pour les machines synchrones connectées au réseau de transport, il existe deux types de régulation de tension: soit la régulation automatique de tension (AVR), soit le régulateur de facteur de puissance Var/PF (PF – Power Factor, en anglais). Le choix du type de

régulation dépend de la puissance des machines ou du niveau de tension au point de raccordement du générateur [10].

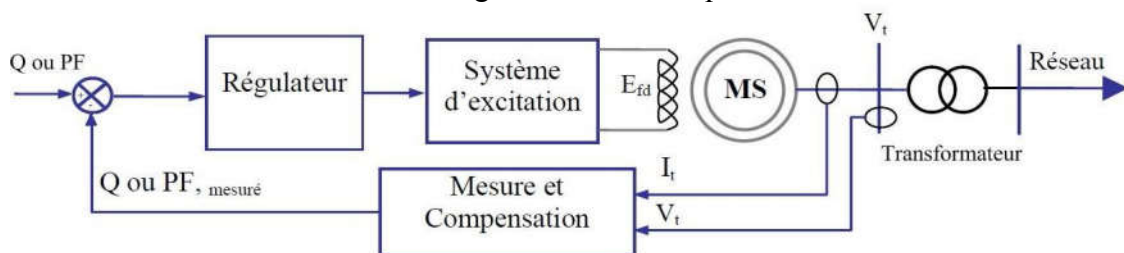
L'AVR vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de la machine constante. Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance 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 » [10], [11].

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 [11].

Les modèles génériques des systèmes de régulation de tension sont présentés sur la Figure 2.3.



a- Régulateur automatique de tension



b- Régleur de facteur de puissance

Figure 2.3. 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 [11]. 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 [11]. 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.

2.2.4. Critère de stabilité

La stabilité transitoire du système est appréciée par l'évaluation des angles rotoriques relatifs au générateur de référence, durant et après le défaut et vérifie si le système évolue vers la région de la stabilité ou l'instabilité.

$$\delta_{i1} = \delta_i - \delta_1; i = 1, m \quad (2.1)$$

Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Dans le cas contraire, le système est instable. Le temps limite à partir duquel le système devient instable est appelé : temps d'élimination de défaut (en anglais, Critical Clearing Time, CCT). Pour analyser la stabilité transitoire, nous avons considéré un défaut de court-circuit triphasé symétrique à proximité d'un jeu de barres du SEE étudié. Le défaut est éliminé par l'ouverture du disjoncteur le plus près et la mise hors service de la ligne endommagée.[3]

2.2.5. 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 0.01 pu, se produisant, à l'instant $t = 1s$, sur les différents jeux de barres. Le défaut persiste durant un intervalle de temps T_d dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après T_d le défaut est éliminé, l'évaluation de la stabilité des trois périodes avant, durant et après défaut.

2.2.6. Réseau test

Le réseau test, montré dans la Figure 1.1, comporte dix alternateurs connectés aux jeux de barres 1, 2 et.....10a travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de des charges reliées.

Ce réseau contient:

- 10 machines (Alternateurs).
- 40 jeux de barres.
- 19 charges statiques.

2.2.7. Représentation du réseau avec le logiciel PSAT

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

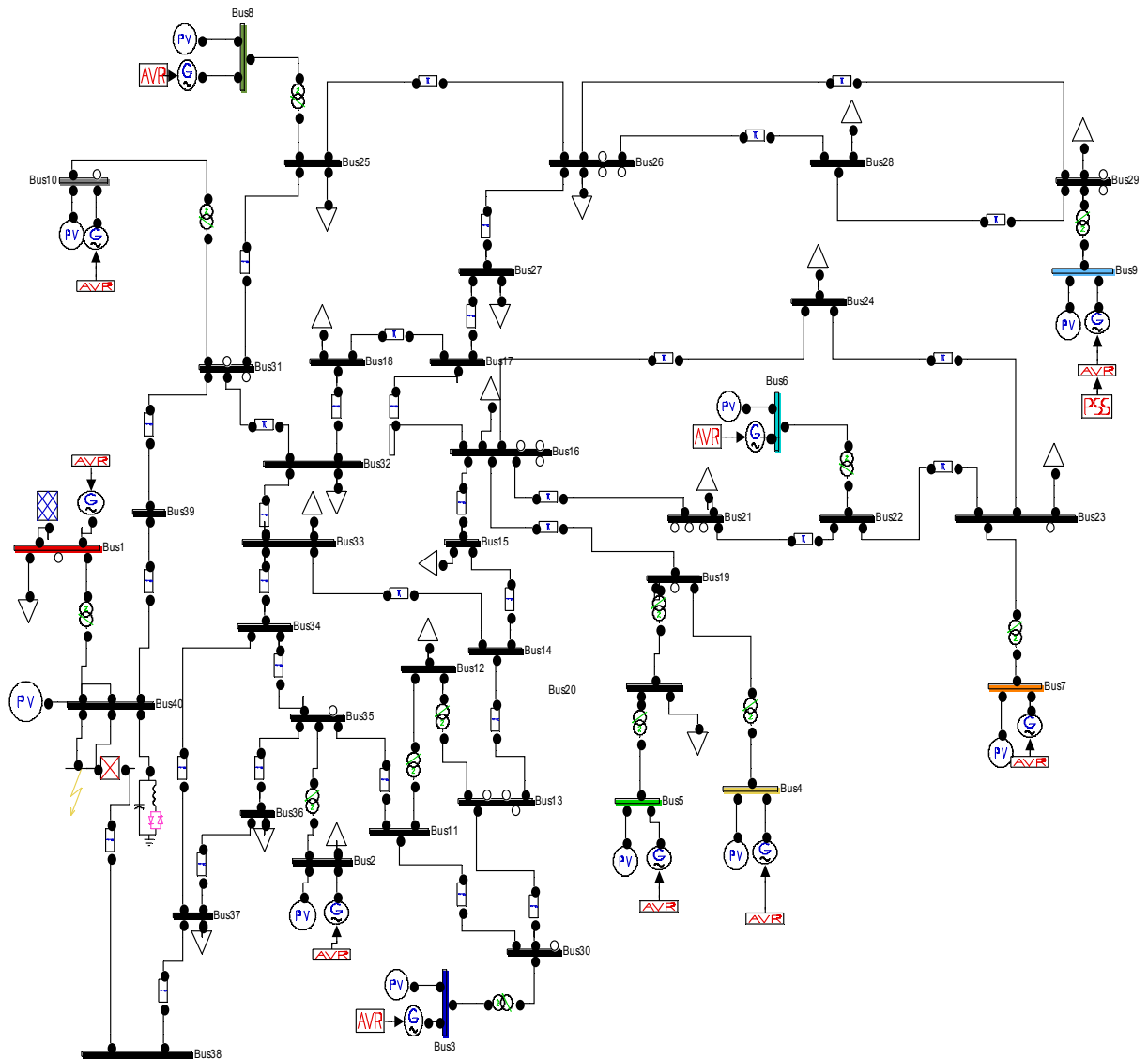


Figure 2.4. Structure de réseau test.

2.3.1. Influence de l'AVR sur la stabilité du réseau

Le régulateur de tension (nommé l'AVR : Automatic Voltage Regulator) a une influence directe sur la puissance électrique développée par la machine. Au niveau des groupes de production, un régulateur primaire de tension agit sur la tension d'excitation commandant le

courant du rotor de la machine de façon à asservir la tension du stator à une valeur de consigne fixée a priori. Dans le cas de forte perturbation, l'AVR peut améliorer la stabilité du réseau électrique juste après l'apparition d'un défaut et avant son élimination, l'AVR peut empêcher la perte de synchronisme. Ceci peut être expliqué comme suit:

Lors d'un défaut, la tension à la sortie du générateur diminue. Une erreur de la régulation V force le régulateur de tension à augmenter le courant d'excitation du générateur. Cependant le courant d'excitation ne peut pas changer immédiatement à cause des constantes de temps du générateur, de l'excitation et du gain du régulateur.

Le tableau ci-dessous donne les temps critiques pour des défauts triphasés au niveau des lignes les plus chargée et des générateurs :

Tableau 2.1. Temps critiques pour des défauts triphasés aux différents nœuds de système.

Jeu de barres en défaut	Ligne en défaut	CCT sans AVR (S)	CCT avec AVR (S)
40	40-39	0.410	0.422
40	40 - 38	0.426	0.438
21	21-22	0.698	0.697
21	21-16	0.706	0.706
13	13-14	0.790	0.788
13	13-30	0.793	0.792
26	26-29	0.758	0.756
26	26-28	0.758	0.756

D'après le tableau représenté ci-dessus, on conclure que le CCT a augmenté lors de présence des AVR côté sources en présence d'un défaut triphasé sur un des jeux de barres avec une déconnection d'une ligne adjacente à ce défaut. Le tableau aussi représente l'influence de l'emplacement de défaut sur le réseau c'est-à-dire lors d'un défaut proche d'une des centrales, le CCT a une influence comme signalé dans la ligne en défaut (40-38) l'AVR augmente la stabilité de la centrale en comparant avec lors d'un défaut loin des centrales, que le CCT est presque identique dans les deux cas ; ou le changement est faible ligne en défaut (13-30).

2.3.1. a- Simulation d'un court-circuit au nœud40

1^{er} Cas : sans AVR

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 40 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.426 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (40-38).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.5. et 2.6 représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs sans AVR, leurs angles interne ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut.

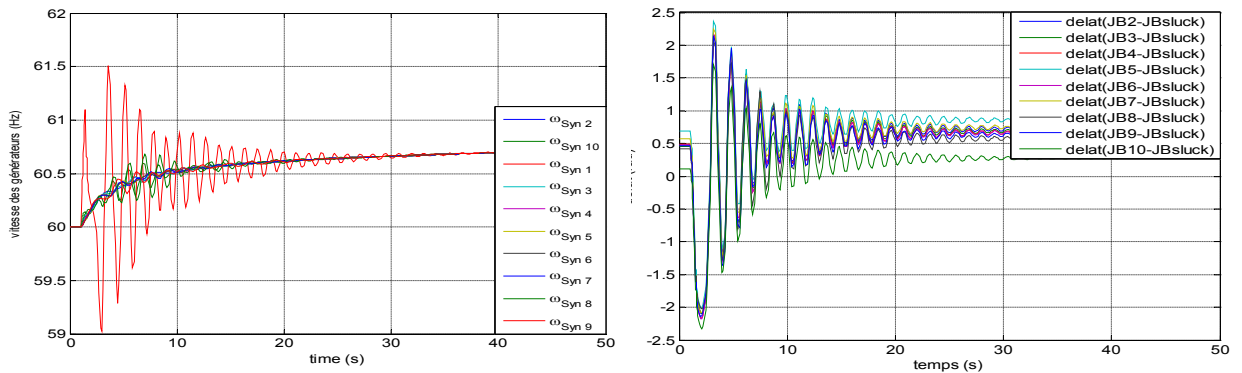


Figure 2.5 vitesse et angle rotorique des générateurs

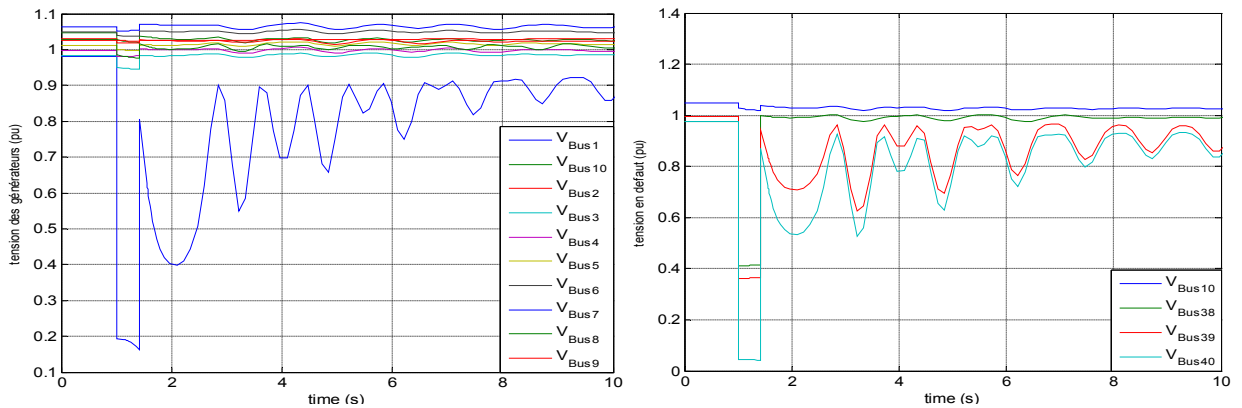


Figure 2.6.amplitude de tension

On observe dans la figure 2.5.a.1 la vitesse de rotation du générateur n1 qui augmente au moment du défaut elle atteint 61 Hz après élimination du défaut et la déconnexion de la ligne (40-38), la vitesse du générateur 1 prend une allure oscillatoire entre 59Hz et 61,5 Hz qui s'amortit rapidement au bout de 20 s et se stabilise à 60,7Hz. L'ensemble des autres générateurs accélèrent au moment et après élimination du défaut pour atteindre une vitesse de stabilité de 60,6 Hz au bout de 20s.

De même pour les angles rotoriques on observe que le défaut engendre un mouvement oscillatoire régulier des angles interne des générateurs qui s'amortit rapidement au bout de 20 s, le système reste stable.

On observe sur la figure 2.5.a.2 seul la tension du générateur 1 qui est perturbé suite à la localisation du défaut proche du générateur 1, au moment défaut la tension s'écrase à 0,18pu on remarque après élimination du défaut et la déconnexion de la ligne (40-38) la tension au borne du générateur 1 ne retourne pas à sa valeur initial avant le défaut (0.98pu) elle se stabilise à 0,9 pu après 10 s.

Pour les autres générateurs on remarque une légère fluctuation de leurs tensions qui reste stable durant et après le défaut.

On remarque l'effet du défaut aux jeux de barre 40 et sa répercussion sur la tension aux jeux de barres adjacents 39,38 et 10. Au moment du défaut on observe un écrasement au niveau du jeux de barre 40 à 0,05pu et 0,4pu au jeux de barre 39 et 38, après déconnexion de la ligne (40-38) et élimination du défaut, on remarque que la tension au jeux de barre 40 et 39 ont la même allure et ne retourne pas à leur valeur initial avant le défaut, contrairement la tension des jeux de barres 38 et 10 reste stable et retourne à la valeur avant défaut.

2^{ème} Cas : avec AVR

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 40 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.438 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (40-38).

Les résultats de simulation effectués sont présentés dans les figures 2.7 et 2.8 représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs avec AVR, leurs angles interne ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut.

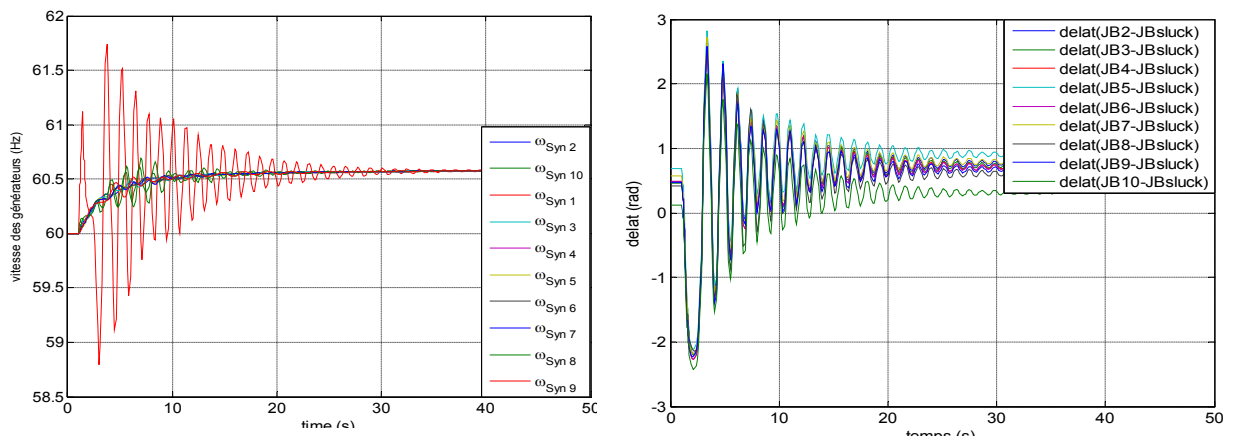


Figure 2.7. vitesse et angle rotorique des générateurs

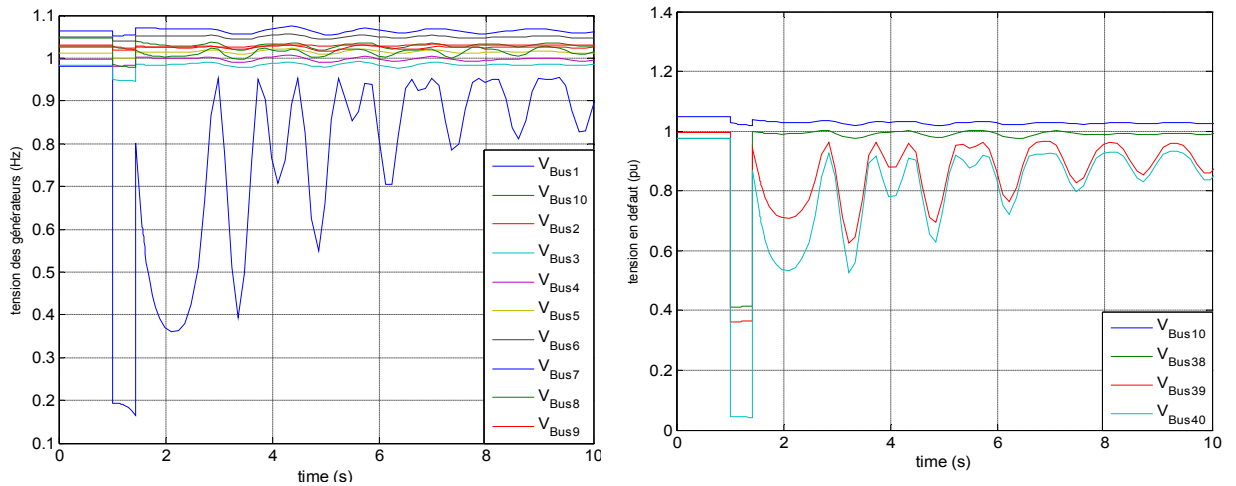


Figure 2.8.amplitude de tension

la figures 2.7 montrent une oscillation de la vitesse de rotation du générateur 1 généré au moment du défaut et qui s'amortie pendant 30 s elle se stabilise a 60,5 Hz,les autres générateurs accélère jusqu'à 60,5Hz et se stabilise après 9s du défaut .Les angles du rotor des générateurs présentes des oscillations uniformes elle sont amortie au bout de 30 s et retourne au point initiale avant défaut.

La figure2.8 montre une perturbation de la tension aux bornes du générateur 1 qui atteint une valeur de 0,2pu au moment du défaut, après élimination du défaut et la déconnexion de la ligne (40-38) la tension aux bornes du générateur 1 revient progressivement à sa valeur initiale avant défaut par effet de l'AVR. La tension aux bornes des autres générateurs reste stable.

Au niveau des jeux de barres adjacent à la barre de défaut et après élimination du défaut et la déconnexion de la ligne (40-38) on remarque que les tensions aux jeux de barre 40 et 39 ont la même allure, elles retournent progressivement à la valeur initial avant le défaut, les tensions aux jeux de barres 38 et 10 reste stable.

3^{eme} Cas : comparaison entre les deux cas avec et sans AVR

Les figures ci-après 2.9 et 2.10 représentent respectivement la différence entre la vitesse de rotation du générateur n1, la différence entre les amplitudes de tension au jeu de barre de génération 1 et la différence des tension au jeu de barre de défaut 40 avec et sans AVR.

La figure 2.10 montre que la vitesse du générateur retourne progressivement dans le temps a la vitesse de synchronisme, elle est plus stable avec l'AVR.

La figure 2.11 montre la tension au niveau du jeu de barre 40, on observe nettement l'effet de l'AVR, la tension après élimination du défaut retourne progressivement a la valeur initial avant défaut.

En observe a la figure 2.5.a.7, la tension au borne du générateur1 après l'élimination du défaut retourne à la valeur de consigne avant le défaut par effet de l'AVR.

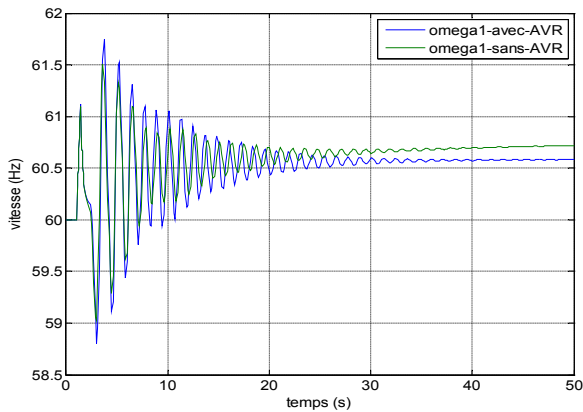


Figure 2.9 vitesse rotorique de générateur

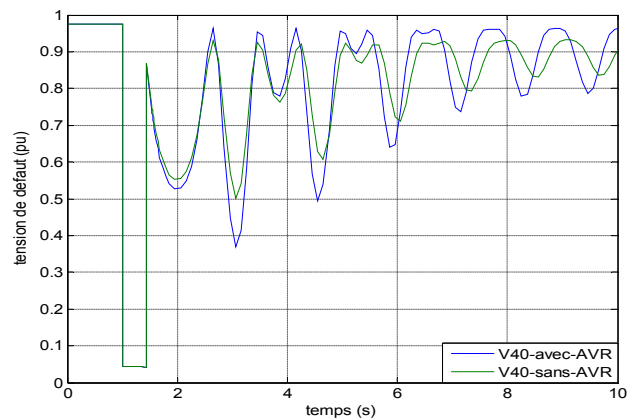


Figure 2.10 amplitude de tension

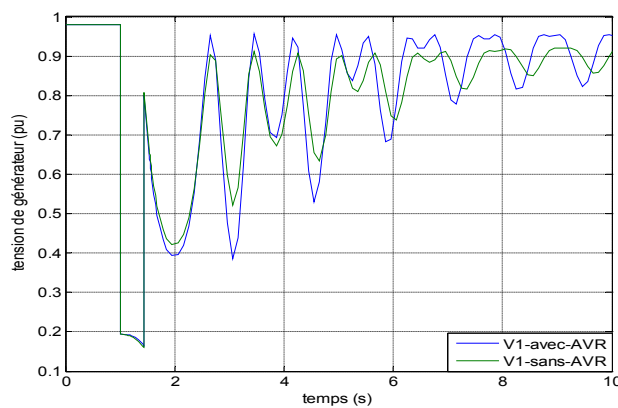


Figure 2.11.amplitude de tension

2.3.1. b- Simulation d'un court-circuit au nœud de JB 26

1^{er} Cas : sans AVR

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 26 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.758 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (26-29).

Les résultats de simulation effectués sont présentés dans les figures 2.12 et 2.13. Elles représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs sans AVR, leurs angles internes ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut.

D'après la figure 2.12 on observe au moment du défaut une accélération avec des oscillations amorties de tous les générateurs qui se stabilisent à 60,5 Hz au bout de 30 s. On remarque que la vitesse du générateur 9 est plus perturbée que les autres puisqu'il est le plus proche au point de défaut. Même résultat observé au niveau des angles rotoriques.

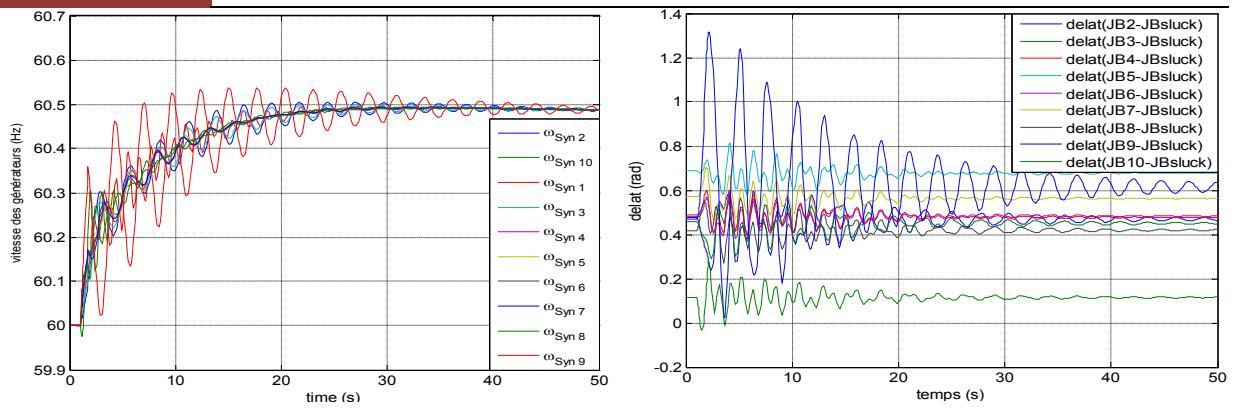


Figure 2.12. vitesse et angle rotorique des générateurs

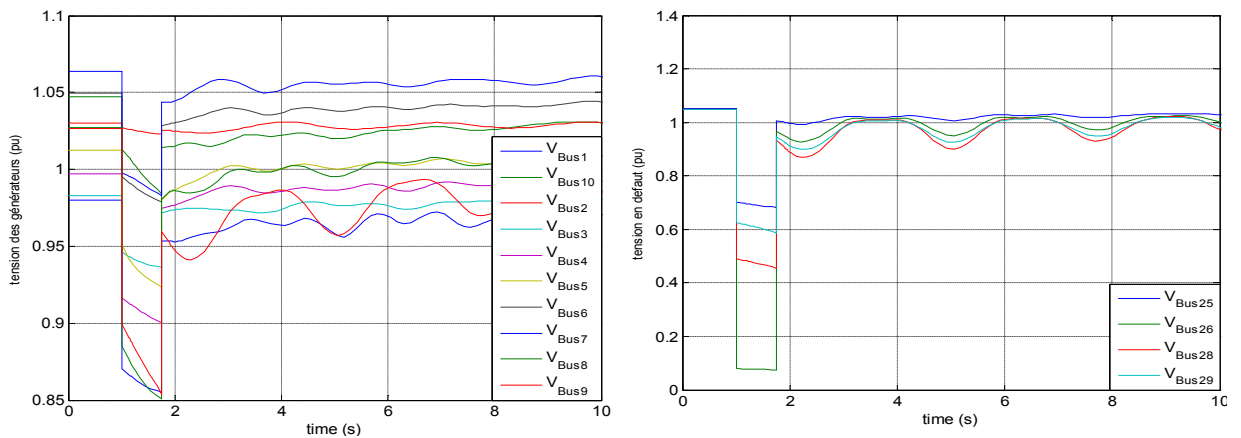


Figure 2.13. amplitude de tension

On observe a la figure 2.12 l'allure des amplitudes de tensions générateurs on remarque un creux de tension admissible sur l'ensemble des générateurs au moment du défaut les plus proche sont les plus affecte, la tension minimal au moment du défaut atteint 0,85pu pour les générateurs 7,8 et 9.

Après élimination du défaut et déconnexion de la ligne (26-29) on observe une fluctuation des tensions plus au moins importante des générateurs, ceux qui sont plus proche au défaut sont les plus affecte et ne retourne pas à la valeur initial avant défaut.

Au moment du défaut les amplitudes de tension au jeu de barre de défaut (26)est presque nul 0,08pu et aux jeux de barre adjacent (25,28 et 29) on observe un creux de tension plus important qui varie entre 0,5 et 0,7 pu, après élimination du défaut et déconnexion de la ligne (26-29) on remarque que la tension ne revient pas aux valeurs initial avant le défaut.

2^{eme} Cas : avec AVR

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 26 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.756 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (26-29).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.14 et 2.15 représentant respectivement les vitesses de rotation des générateurs avec AVR, les angles internes ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut.

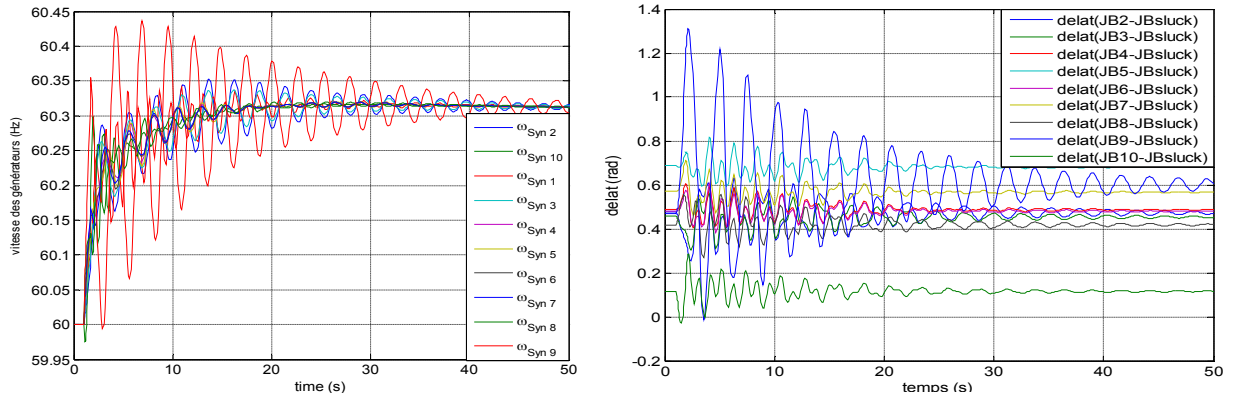


Figure 2.14. vitesse et angle rotorique des générateurs

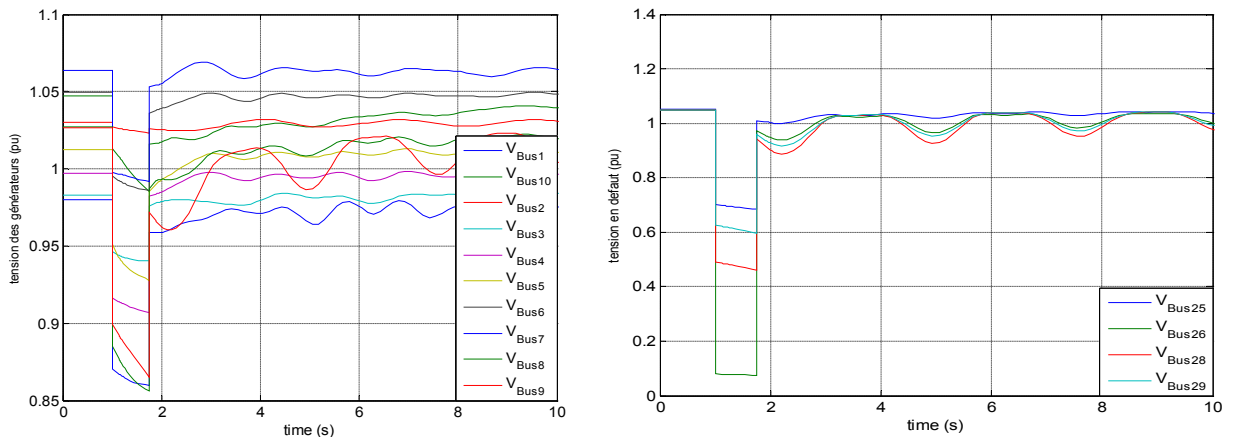


Figure 2.15. amplitude de tension

D'après la figure 2.14 on observe au moment du défaut une accélération de tous les générateurs pour atteindre 60,3 Hz. On remarque que la vitesse du générateur 9 est plus perturbée que les autres la vitesse atteint un pic de 60,45 Hz avec une oscillation amortie après 30 s et se stabilise à 60,3 Hz, cela s'explique par la localisation proche au point de défaut. Même résultat observé au niveau des angles rotoriques.

On observe à la figure 2.15 l'allure des amplitudes de tensions des générateurs on remarque un creux de tension admissible sur l'ensemble des générateurs au moment du défaut les plus proches sont les plus affectés, la tension minimale au moment du défaut atteint 0,85 pu pour les générateurs 7, 8 et 9.

Après élimination du défaut et déconnexion de la ligne (26-29) on observe une surtension

transitoire admissible à la borne du générateur 1 suite à la réaction de l'AVR par surexcitation. Les tensions des générateurs retournent aux valeurs de consigne avant le défaut par action des AVR sur le système d'excitation en fournissons plus d'énergie réactive.

Au moment du défaut la tension aux jeux de barre de défaut (26), est presque nul 0,08pu et aux jeux de barre adjacent (25,28 et 29), on observe un creux de tension plus important qui varie entre 0,5 et 0,7 pu, après élimination du défaut et déconnexion de la ligne (26-29) on remarque que la tension revient à la valeurs initial avant le défaut progressivement par action des AVR.

3^{ème} Cas : comparaison entre les deux cas avec AVR et sans AVR

Les figures ci-après 2.16 et 2.17 représentent respectivement la différence entre les amplitudes de tension au jeu de barre de générateur 9 et au jeu de barre de défaut 26,,la vitesse de rotation du générateur 9 le plus proche du défaut avec et sans AVR.

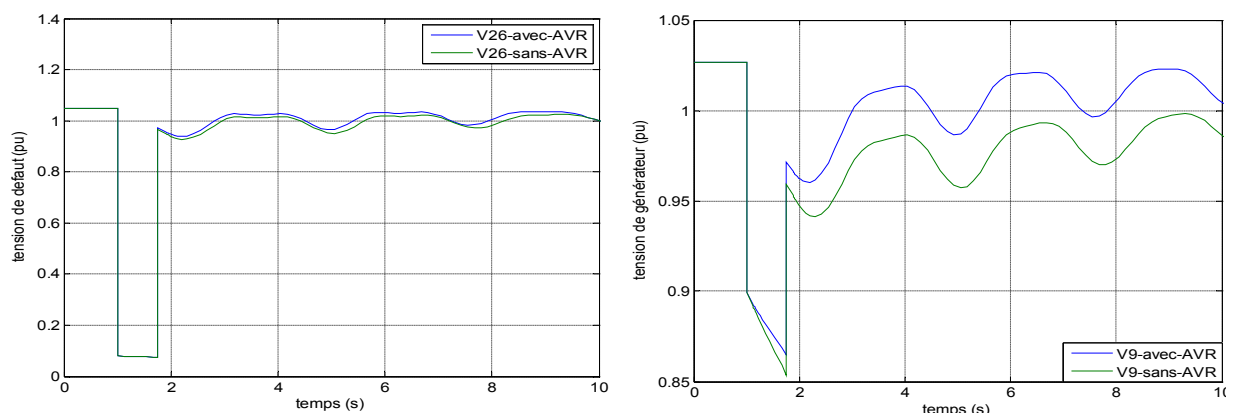


Figure 2.16.amplitude de tension

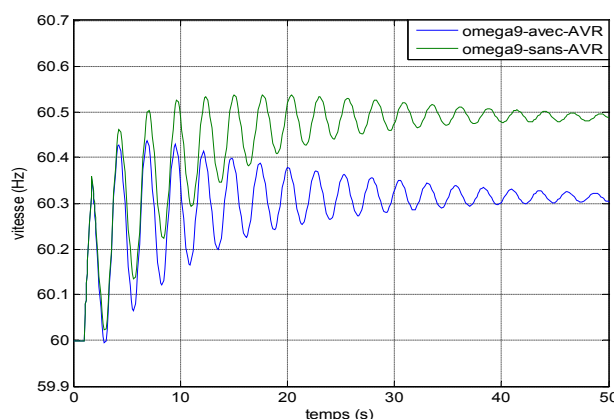


Figure 2.17.la vitesse rotative de générateur

La figure 2.16 montre la tension aux bornes du générateur 9 le plus proche du défaut qui s'écroule a une valeur de 0,85 pu sans AVR et a 0.1pu au bus 26 l'ors du défaut, puis elle

revient à sa valeur initial plus rapidement avec l'AVR observer au niveau du générateur 9 ,la tension et plus stable avec l'AVR.

La figure 2.17 montre la vitesse rotoriques du générateur 9 qui oscille suite au défaut, on peut observer ces oscillation nettement amortis avec l'AVR et la fréquence et plus stable après la disparition du défaut.

2.3.2. Influence de l' SVC et le STATCOM sur la stabilité

Le tableau ci-dessous donne les temps critiques pour des défauts triphasés au milieu des lignes les plus chargées et des générateurs :

Tableau 4.2. Temps critiques pour des défauts triphasés au milieu des lignes.

Jeu de Barres en Défaut	Ligne en défaut	CCT Sans (SVC /STATCOM) (S)	CCT Avec SVC (S)	CCT Avec STATCOM (S)
40	40 – 39	0.422	0.435	0.453
40	40 – 38	0.438	0.458	0.472
21	21 – 22	0.691	0.731	0.970
21	21 – 16	0.706	0.760	0.979
13	13 – 14	0.788	0.788	0.892
13	13 – 30	0.792	0.793	0.897
26	26 – 29	0.756	0.787	0.839
26	26 – 28	0.756	0.787	0.840

D'après les résultats obtenus nous remarquons que le temps critique d'élimination de défaut(CCT) a augmenté considérablement avec l'insertion de l'SVC, il est optimal en utilisant le STATCOM.

A titre d'exemple l'insertion de l'SVC au niveau de jeux de barre 21 et en effectuant un défaut triphasé apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant $t = \text{CCT}$ (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (21-16) on remarque que le CCT a augmenté de 54 ms. En remplaçons le SVC par le STATCOM le CCT a augmenté de 273ms soit 5 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.

2.3.2. a- Simulation d'un court-circuit au nœud de JB40

1^{er} Cas : présence d'un compensateur SVC au nœud de JB40

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 40 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.458 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (40-38).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.19 et 2.20 représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, les angles de rotor ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut en présence d'un SVC au jeu de barre 40.

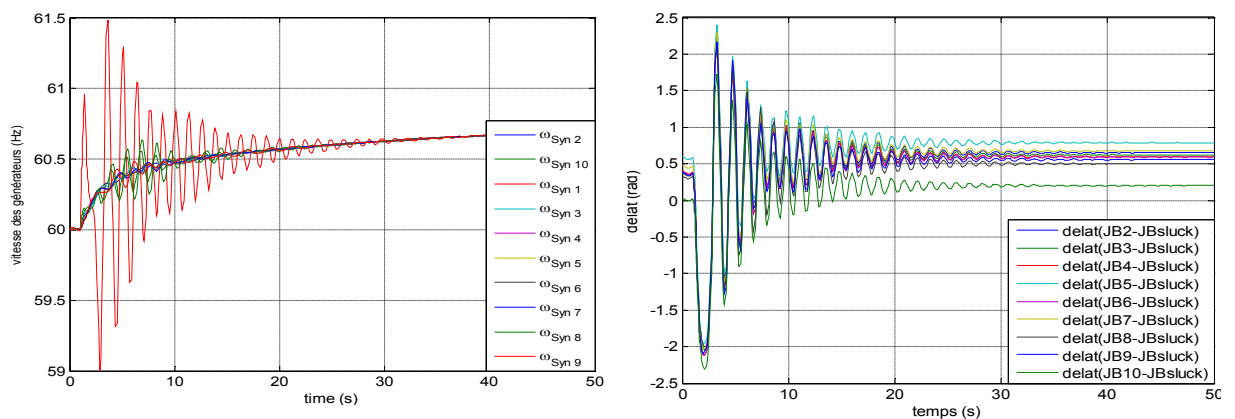


Figure 2.19. la vitesse et angle rotorique des générateurs

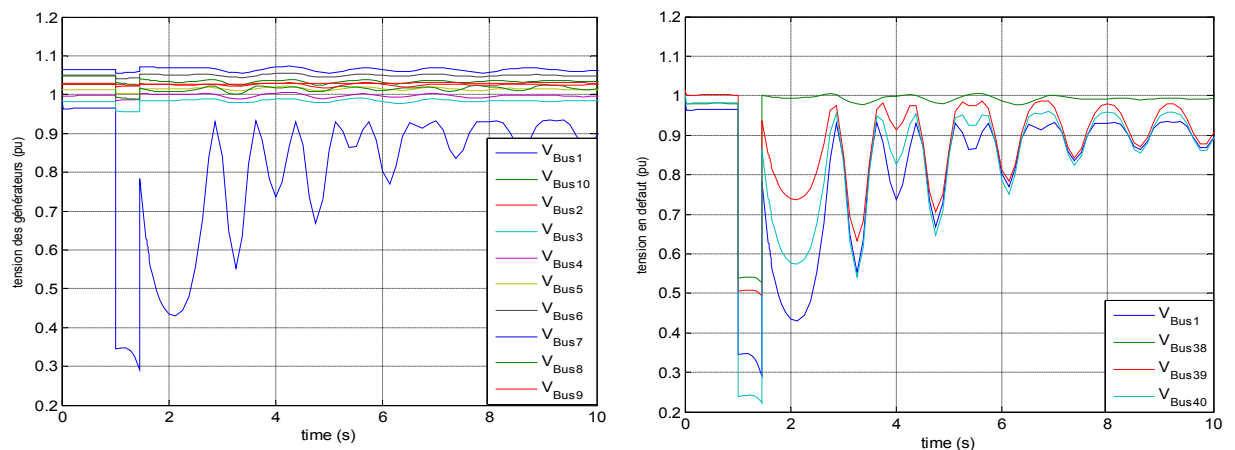


Figure 2.20. amplitude de tension

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.19 et 2.20 représentent respectivement l'amplitude de la tension des générateurs et leurs vitesses de rotation. Qui montrent une amélioration de stabilité de vitesse de rotation des rotors des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres, néanmoins, la tension de jeu de barre subit le défaut.

2^{ème} Cas : présence d'uncompensateur STATCOM au nœud de JB40

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 40 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.472 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (40-38).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.21 et 2.22 respectivement les vitesses de rotation des générateurs avec, les angles interne ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut avec insertion d'un STATCOM au jeu de barre 40 .

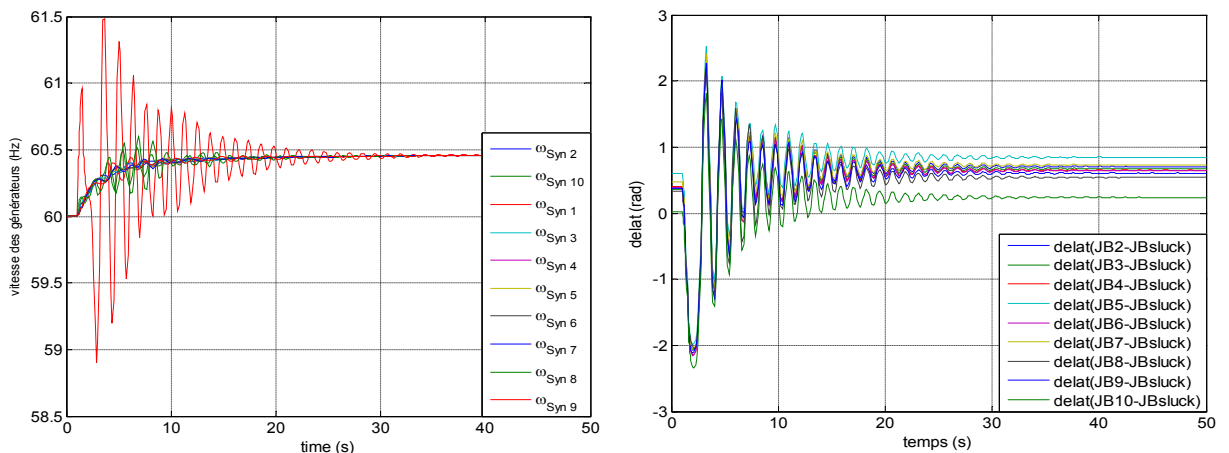


Figure 2.21. la vitesse et angle rotorique des générateurs

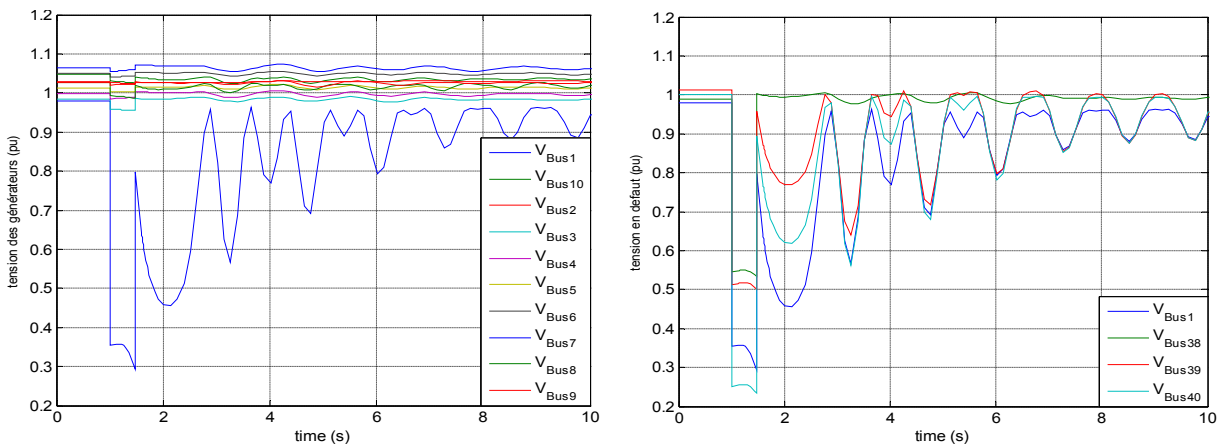


Figure 2.22. amplitude de tension

Dans ce cas, on va remplacer SVC par STATCOM et on fait les mêmes procédures précédentes.

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.21 et 2.22 respectivement l'amplitude de la tension des générateurs et leurs vitesses de rotation. Qui montrent une amélioration rapide de stabilité de vitesse de rotation des rotors des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres par rapport au compensateur SVC, néanmoins, la tension de jeu de barre subit le défaut.

3^{ème} Cas : comparaison des resultat obtenus entre le SVC et le STATCOM

Afin d'observer la différence entre l'apport de l'SVC et le STATCOM en simule un défaut triphasé au jeu de barre 40 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.458 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (40-38) avec insérons aux jeux de barre 40 un SVC puis on le remplace par le STATCOM en obtient les résultats suivants.

Les figures ci-après 2.23 et 2.24 représentent respectivement l'évolution de la vitesse de rotation du générateur 1 la différence entre les amplitudes de tension aux bornes du générateur 1 en insérons un SVC ou le STATCOM aux jeux de barre 40.

La figure 2.25 représente la différence entre les amplitudes de tension aux jeux de barre 40 siège de défaut à proximité du générateur 1 avec insérons de l' SVC ou le STATCOM.

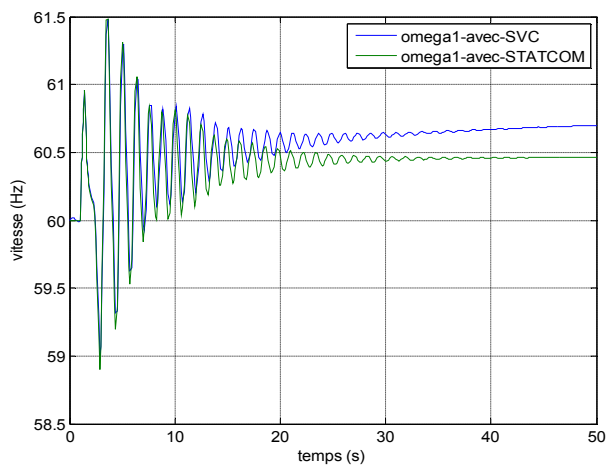


Figure 2.23 vitesse rotorique

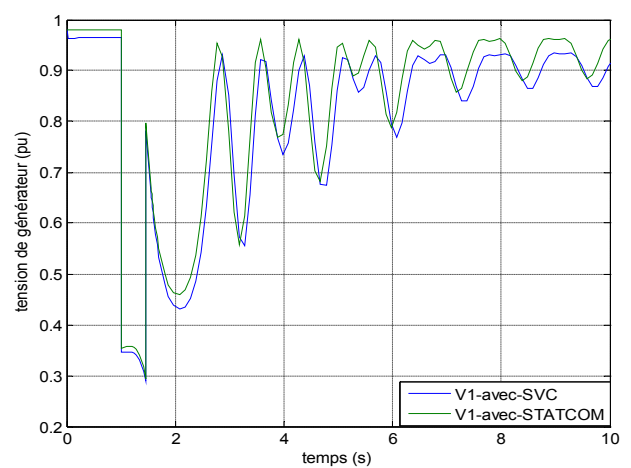


Figure 2.24. amplitude de tension

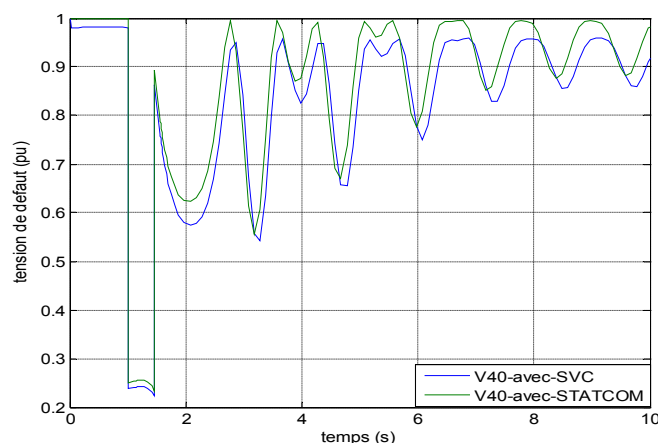


Figure 2.25. amplitude de tension

La figure 2.23 montre que l'évolution de la vitesse de rotation du générateur 1 après le défaut on peut observer ces oscillation nettement amortis retourne à la fréquence de consigne plus rapidement avec le STATCOM que le SVC.

La figure 2.24 et 2.25 représente respectivement la différence entre les amplitudes de tension au borne du générateur 1 et au jeu de barre 40 avant et après le défaut, on peut observer nettement que la tension retourne à sa valeur de consigne plus rapidement avec le STATCOM que le SVC.

Comparativement et d'après les résultats obtenus, on conclure que le SVC et STATCOM permettent d'améliorer efficacement la stabilité du réseau électrique, le STATCOM est plus efficace que le SVC.

2.3.2. b-Simulation d'un court-circuit au nœud de JB 26

1^{er} Cas : présence d'un compensateur SVC au nœud de JB26

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 26 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.787 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (26-29).

Les résultats de simulation effectués sont présentés dans les figures 2.26 et 2.27 représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, les angles internes ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut avec SVC au jeu de barre 26.

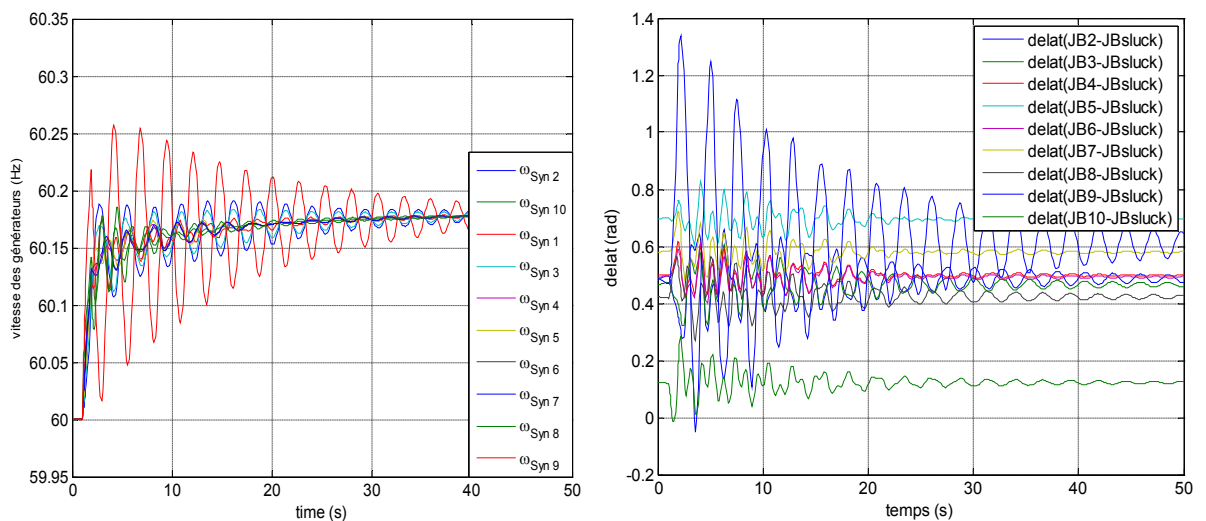


Figure 2.26. la vitesse et angle rotorique des générateurs

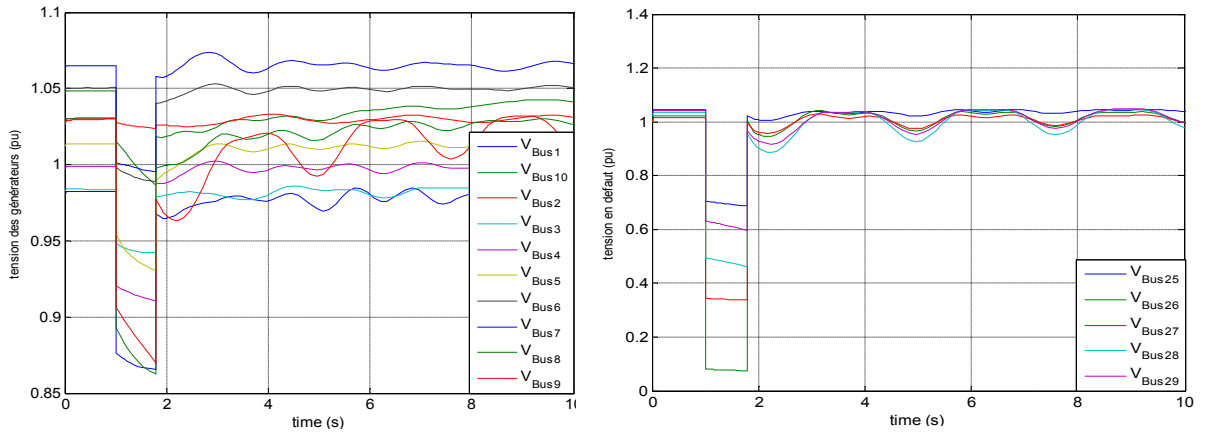


Figure 2.27.amplitude de tension

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.26 et 2.27 représentent respectivement l'amplitude de la tension des générateurs et leurs vitesses de rotation. Qui montrent une amélioration de stabilité de vitesse de rotation des rotors des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres, néanmoins, la tension de jeu de barre subit le défaut.

2^{ème} Cas : présence d'un compensateur STATCOM au nœud 26

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre 26 apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.839 (s) qui engendre une déconnexion de la ligne (26-29).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.28 et 2.29 représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, les angles interne ainsi que les amplitudes des tensions des générateurs et des jeux de barres adjacentes au point de défaut avec STATCOM au jeu de barre 26.

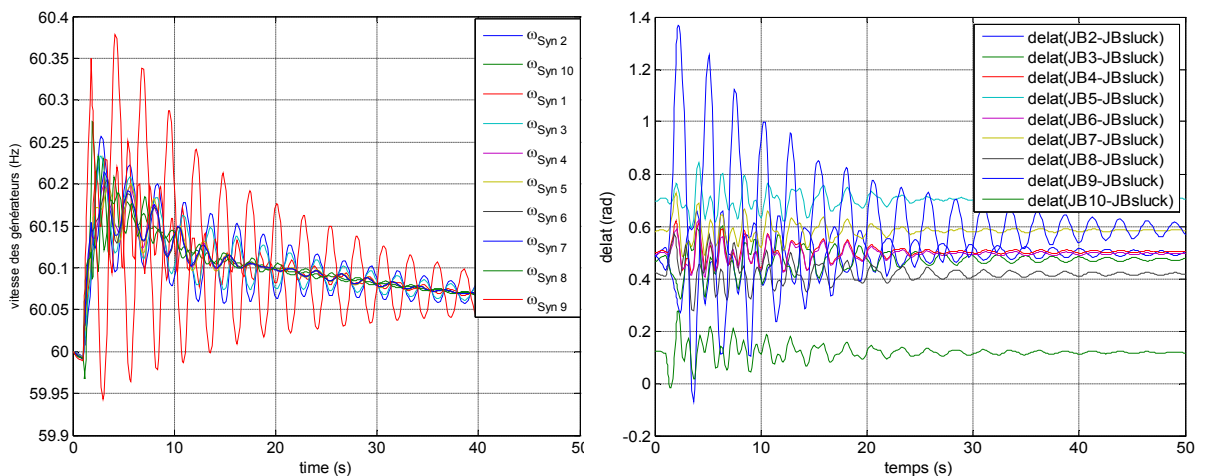


Figure 2.28.la vitesse et angle rotorique des générateurs

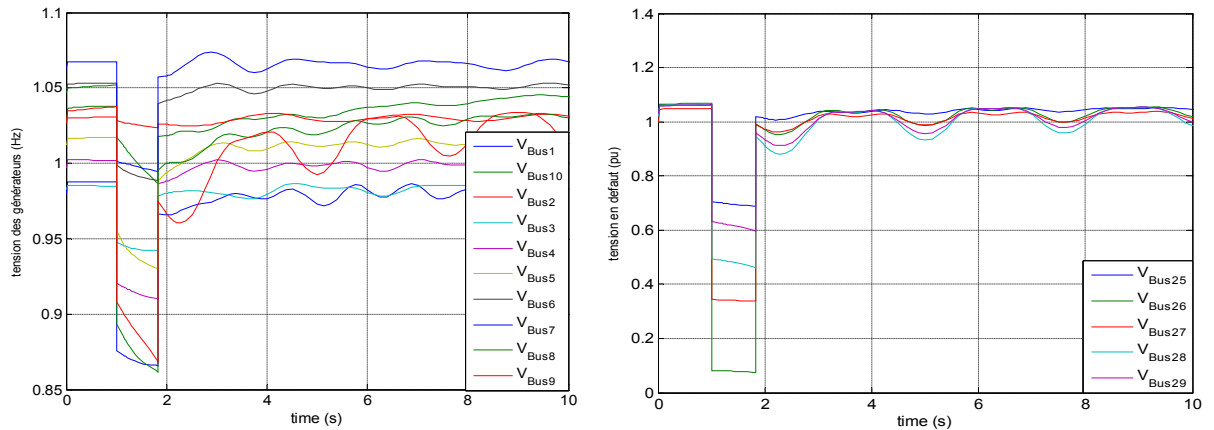


Figure 2.29.amplitude de tension

Dans ce cas, on va remplacer SVC par STATCOM et on fait les mêmes procédures précédentes.

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 2.28 et 2.29 représentent respectivement l'amplitude de la tension des générateurs et leurs vitesses de rotation. Qui montrent une amélioration rapide de stabilité de vitesse de rotation des rotors des générateurs et une stabilité de tensions des jeux de barres par rapport au compensateur SVC, néanmoins, la tension de jeu de barre subit le défaut.

3^{ème} Cas:comparaison des resultats entre le SVC et le STATCOM au JB 26

D’après les différentes simulations qu’on a faites et les résultats obtenus, on remarque bien l’impact de l’utilisation du STATCOM sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. L’installation de STATCOM au niveau des différentes lignes des réseaux avec des degrés de compensation pour plusieurs cas a permis d’améliorer la marge de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

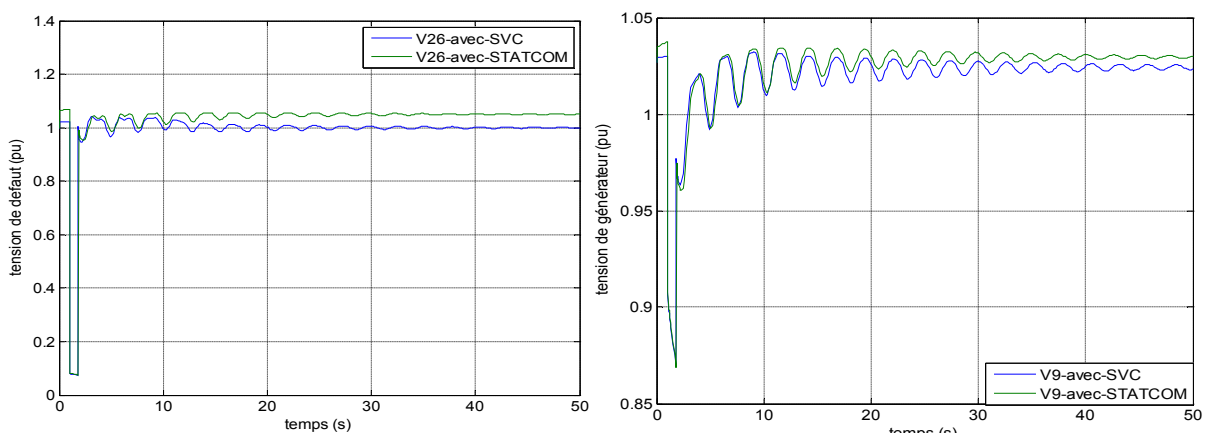


Figure 2.31.amplitude de tension

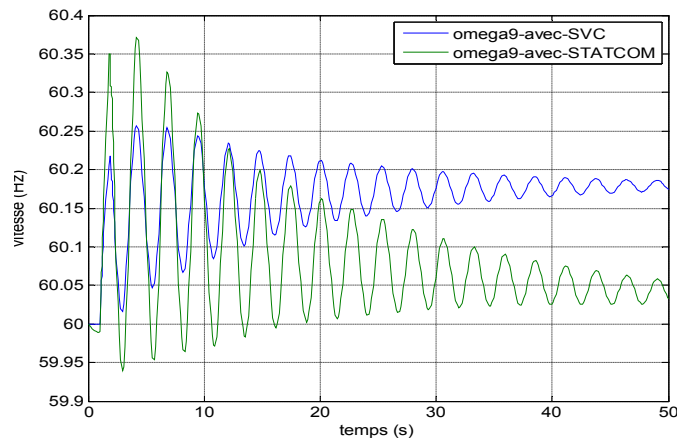


Figure 2.31. la vitesse rotorique de générateur

Remarque :

Afin de s'assurer de la crédibilité des résultats de notre simulation on a comparé nos résultats à ceux publiés dans les articles Elsevier, thèse de doctorat [26, 27,28], les résultats sont identiques.

2.4. CONCLUSION

Dans ce chapitre, comparativement et d'après les résultats obtenus, on conclure que l'AVR permis d'améliorer efficacement la marge de la stabilité transitoire du réseau électrique.

Nous avons montré l'efficacité des dispositifs FACTS tel que STATCOM, SVC pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le choix des compensateurs particuliers dépend des conditions d'application et de l'exécution désirées.

L'efficacité des dispositifs étudiés dans ce chapitre est mesurée pour l'amélioration de la vitesse rotorique des générateurs et les tensions des jeux de barres, néanmoins l'emplacement doit être bien optimisé en tenant compte des contraintes et des critères liés à chaque dispositif.

Alors, après la comparaison entre SVC et STATCOM, on peut conclure que l'insertion de STATCOM donne des solutions meilleures par rapport à l'SVC comme montré aux résultats cités auparavant dans l'étude de la stabilité transitoire.

3.1 INTRODUCTION

Le réseau électrique très haute tension du bassin Hassi Berkine est constitué de 851 km de lignes 220 kV et huit (8) postes blindés (220kV) dont un poste CHB (Centrale Hassi Berkine 3x 110MW) qui assure l'alimentation des sept (7) postes [30].

La charge industriels est estimée à 300 MW pour exploitation du deuxième grand gisement de pétrole en Algérie après celui de Hassi Messaoud, elle est constitué de :

- 76 Puits producteurs d'huile.
- 12 Puits injections de Gaz.
- 28 Puits injectionsd'Eau.
- 7 Puits source d'Eau.
- 28 Puits WAG.

La Production journalière du bassin HB est de l'ordre de 125 000 bbl/j [31].

Le réseau Hassi Berkine est interconnecté au réseau de transport de GRTE à travers une ligne raccordée au poste Hassi Messaoud Ouest (HMO) pour assurer le secours de l'alimentation électrique du bassin voir figure (3.1).

3.2 Objectif de l'étude

- Trois (03) blackouts ont été enregistrés cette année 2017 au niveau de réseau de Hassi Berkine [32]. et par conséquence perte financière énorme et un désagrément des associes Anadarco, AGIP...ect ; ceci est un très bon témoin de la fragilité du système électrique actuel et le besoin urgent d'évaluer et d'optimiser la sécurité transitoire de ce dernier.

- Notre travail consiste à l'application des méthodes utilise dans le 2eme chapitre afin d'évaluer la stabilité transitoire du system électrique du réseau Hassi Berkine a l'aide du logiciel PSAT et de proposer des solutions pour optimiser la stabilité de ce réseau.

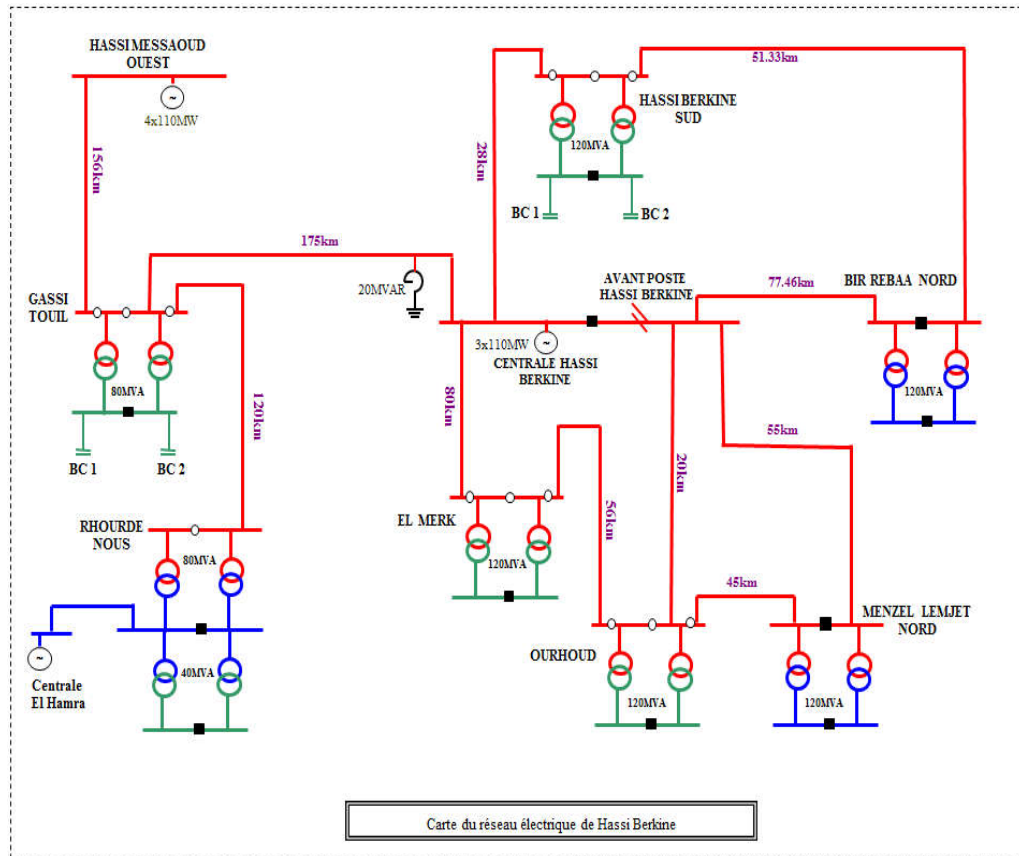
3.3 Dispositions de construction relatives au réglage de fréquence [29]

Les installations de production doivent être conçues pour le maintien en permanence de la fréquence du Réseau à une consigne de $50 \pm 0,2\text{Hz}$.

Les installations de production doivent avoir la capacité constructive pour fonctionner normalement dans la plage de fréquence entre 48Hz et 52Hz.

Les installations de production doivent permettre un fonctionnement exceptionnel pour des durées limitées dans les plages de fréquence [46Hz - 48Hz] et [52Hz - 53Hz].

3.3.1 Schéma du réseau électrique du bassin Hassi Berkine



— 220kV — 60kV — 30kV

Figure 3.1. Structure de réseau Hasi-Barkine.

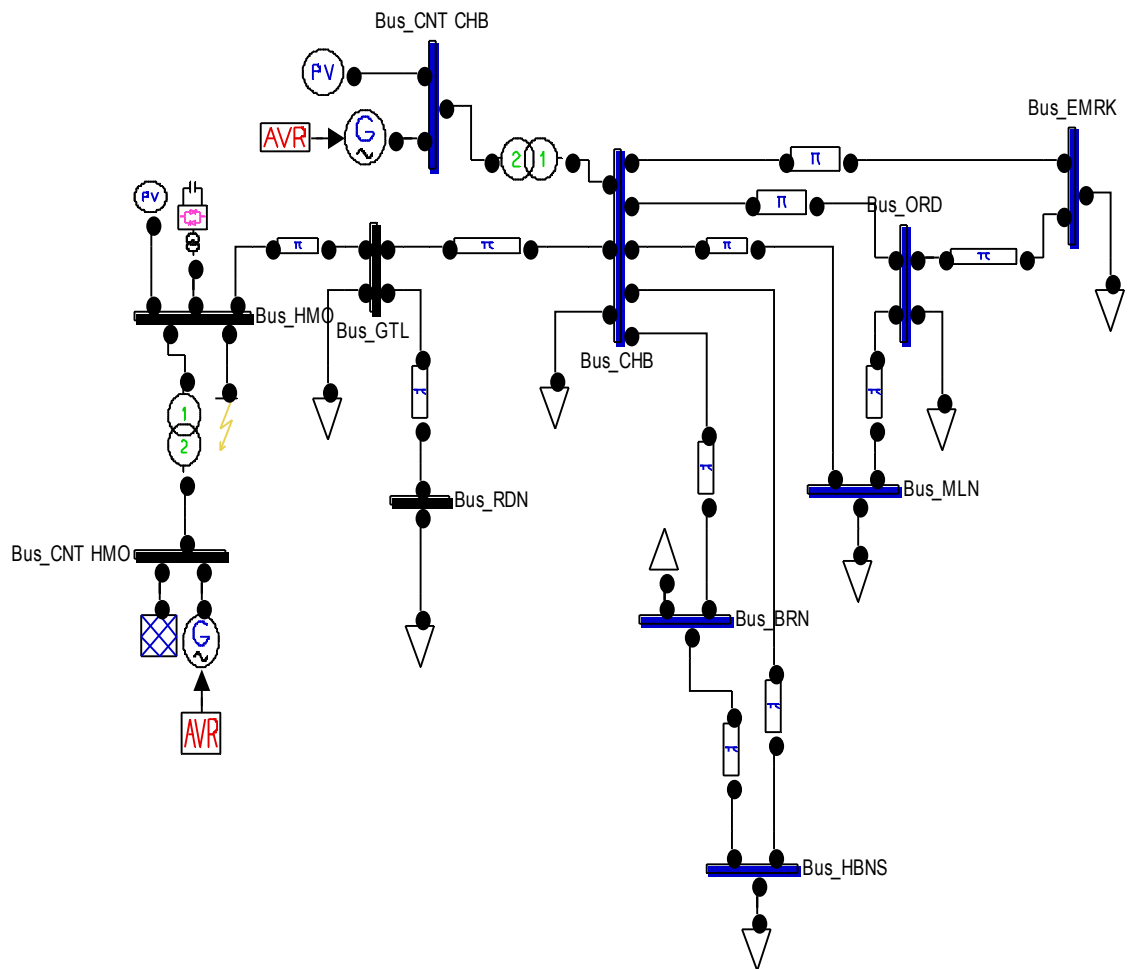
3.4 Réseau test

Le réseau teste, montré dans la Figure 1.1, comporte deux alternateurs connectés aux jeux de barres HMO et CHB à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de des charges reliées. Les jeux de barres 60 et 30 kV sont considéré comme des charges statique, par ailleurs la centrale El Hamra est négliger du fait de sa vétusté et la faible puissance 18 MVA, donc le réseau simuler est constitué de :

- 02Générateurs.
- 11Jeux de Barres.
- 07 charges statiques.

3.5 Représentation du réseau avec le logiciel PSAT

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



RESAU HASSI BERKINNE _ HASSI MESSOUD ALGERIA

Figure 3.2. Structure de réseau Hasi-Barkine en PSAT.

3.6.1. Influence de l'AVR sur la stabilité du réseau :

➤ Simulation d'un court-circuit au nœud (HMO) :

1^{er} Cas : sans AVR

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre de HMO apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.276 (s).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures 3.a.1 et 3.a.2 représentent respectivement les vitesses de rotation sans AVR, angles rotoriques, amplitude des tensions aux bornes des générateurs et au niveau des jeux de barre HMO et GTL à proximité du défaut.

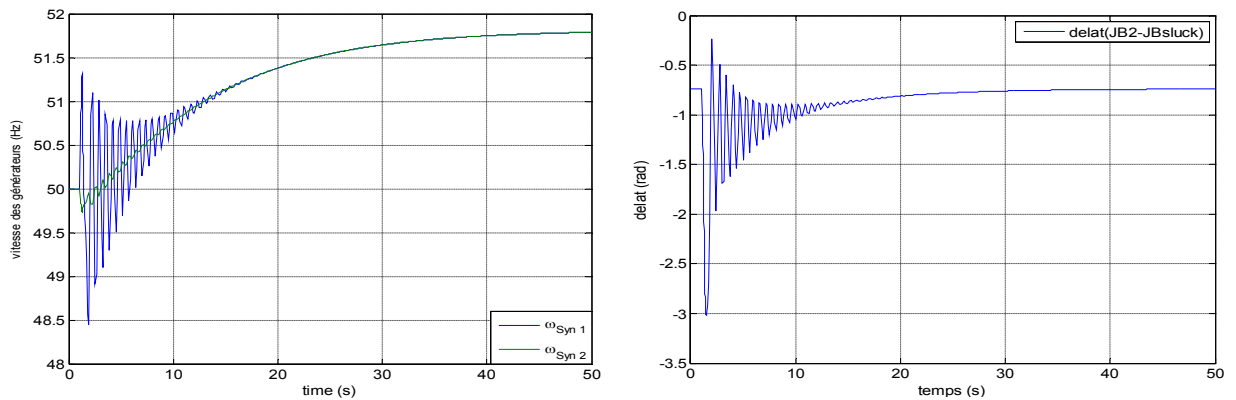


Figure 3.3 Vitesse et angle rotorique des générateurs

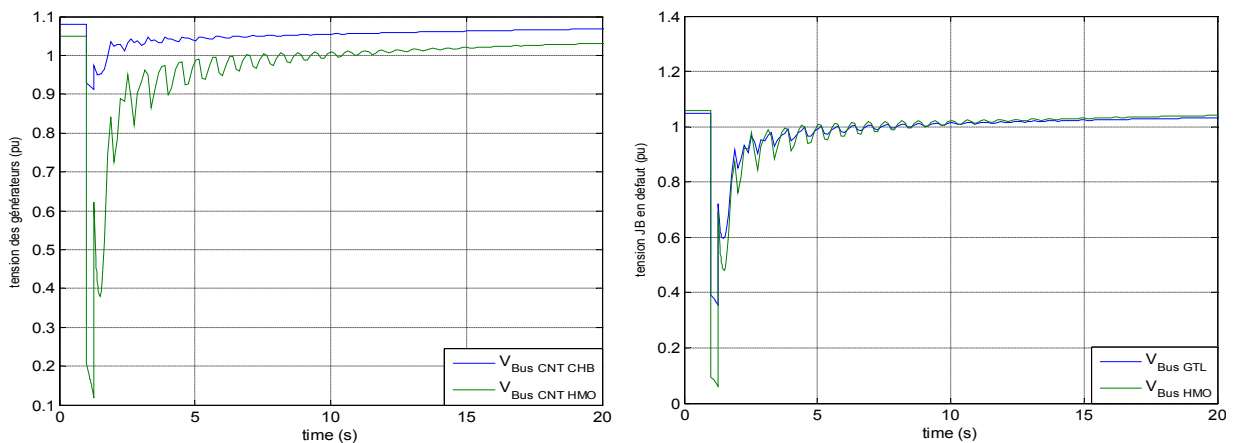


Figure 3.4 Amplitude de tension

La figure 3.a.1 montre que le vitesse de rotation du générateur HMO est plus perturbée que celle du Générateur CHB du fait que la localisation du défaut est à proximité du générateur HMO, au moment du défaut la fréquence du générateur à HMO atteint 51,3 Hz celle de CHB se dégrade à 49,8 Hz suite au report de charge entre les générateurs, après élimination du défaut on observe une survitesse des deux générateurs qui se stabilise à une valeur de 51,8 Hz après 40 s.

Les angles internes des générateurs oscillent suite au défaut autour du point d'équilibre, elle se stabilise après 30 s du défaut.

La figure 3.4 montre un effondrement de tension à 0,1 pu au niveau du générateur HMO tandis que au générateur CHB on observe une légère chute de tension qui ne dépasse pas 0,9 pu au moment du défaut ceci s'explique par le fait de la localisation du défaut côté HMO, après élimination du défaut la tension se stabilise à une valeur inférieure à la valeur de consigne après une période transitoire de 10 s.

Au niveau des jeux de barre adjacents au défaut, HMO et GTL on observe un écrasement de la tension à 0,1pu au nœud HMO et 0,4 pu au nœud GTL au moment du défaut, après élimination du défaut la tension se stabilise après une période transitoire de 10 s à 1pu.

2^{ème} Cas : avec AVR

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre HMO apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant 1.280 (s).

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans la figures 3.5 et 3.6 représentent respectivement les vitesses de rotation avec AVR, angles rotoriques, amplitude des tensions aux bornes des générateurs et au niveau des jeux de barre HMO et GTL à proximité du défaut.

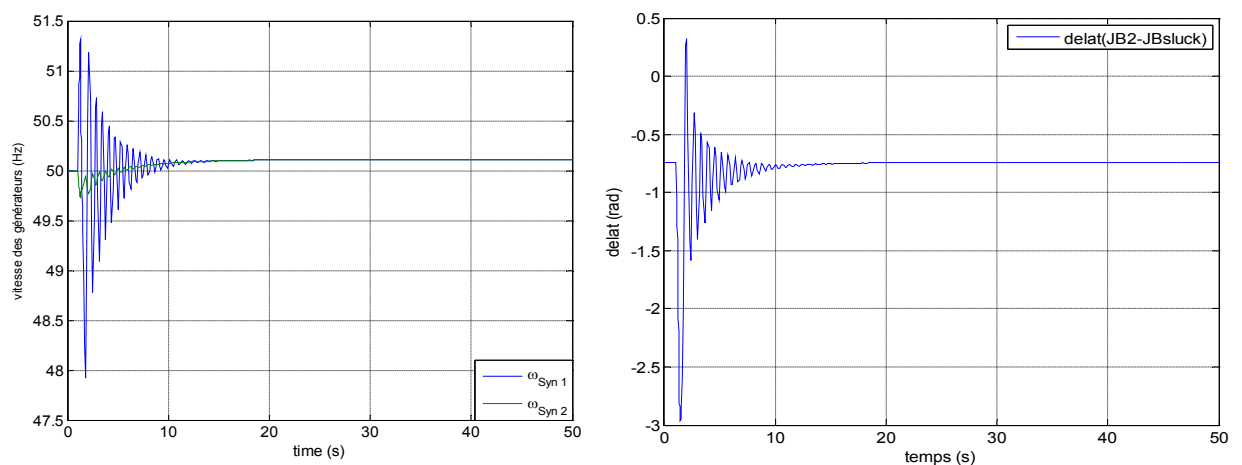


Figure 3.5 vitesse et angle rotorique des générateurs

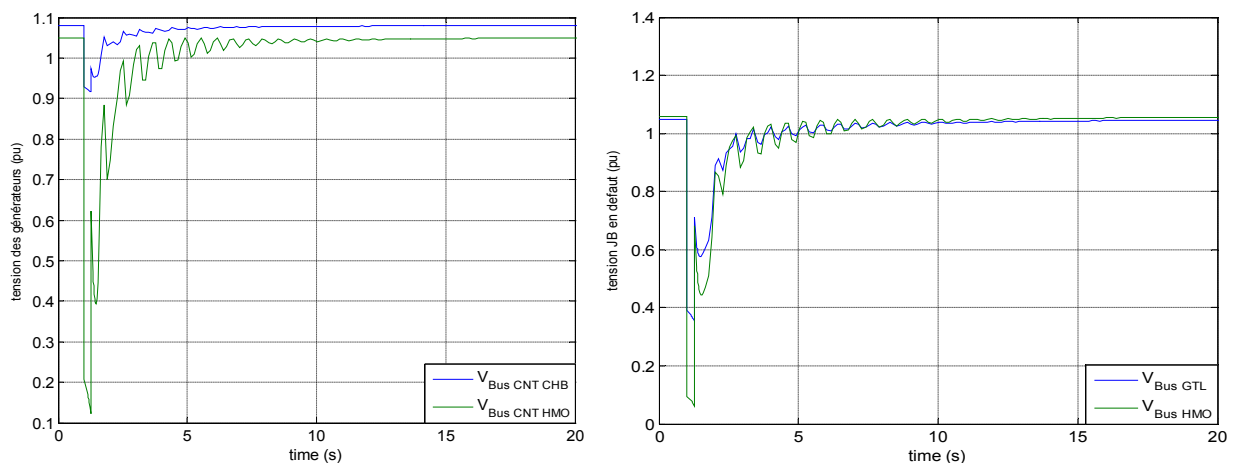


Figure 3.6 amplitude de tension

La figure 3.5 montre que le vitesse de rotation du générateur a HMO, au moment du défaut la fréquence oscille entre 51,3 et 48 Hz celui de CHB oscille entre 49,8 et 50,2 Hz suite au report de charge entre les générateurs, après élimination du défaut un amortissement rapide des oscillation de la fréquence elle se stabilise au bout de 10s par effet de l'AVR.

Les angles interne des générateurs oscille suite au défaut et retourne au point d'équilibre initial avant le défaut au bout de 10 s par effet de l'AVR.

La figure 3.a.4 montre un effondrement de tension a 0,1 pu au niveau du générateur HMO tandis que au générateur CHB on observe une légère chute de tension qui ne dépasse pas 0,9 pu au moment du défaut ceci s'explique par le fait de la localisation du défaut cote HMO, après élimination du défaut la tension se stabilise a la valeur initial avant l'apparition du défaut au bout de 10 s.

Au niveau des jeux de barre adjacent au défaut HMO et GTL on observe un écrasement de la tension à 0,1pu au nœud HMO et 0,4 pu au nœud GTL au moment du défaut, après élimination du défaut la tension se stabilise a la valeur initial avant l'apparition du défaut au bout de 10 s.

3^{ème} Cas : comparaison entre les deux cas avec AVR et sans AVR

La figure 3.a.5 montre la différence l'intérêt de l'utilisation de l'AVR.

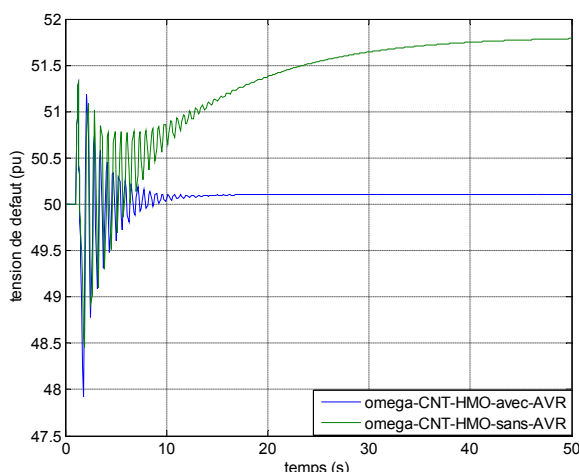


Figure 3.7 Vitesse des générateurs

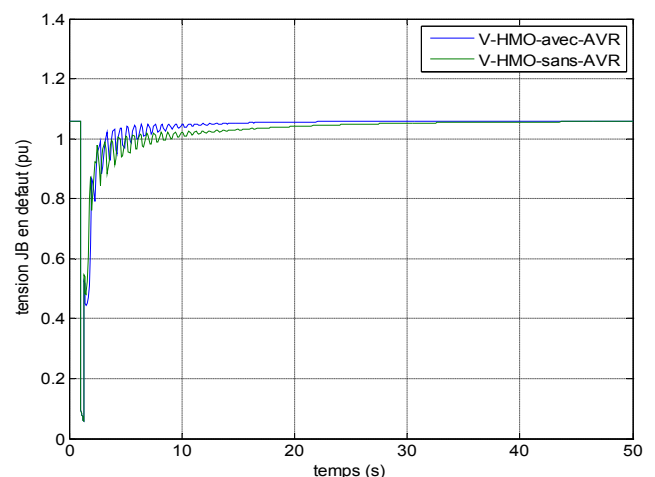


Figure 3.8 Amplitude de tension

Par comparaison des résultats obtenus, on remarque bien l'impact de l'utilisation de l'AVR sur la stabilité transitoire par l'augmentation du CCT de 276 à 280 ms.

On observe clairement l'effet de L'AVR sur la stabilité de la vitesse de rotation des générateurs qui retourne à la fréquence de synchronisme après élimination du défaut.

La tension au nœud de défaut retourne à sa valeur initial elle est plus stable avec l'AVR.

3.6.2. Influence de l' SVC et le STATCOM sur la stabilité :

➤ Simulation d'un court-circuit au nœud HMO:

1^{er} Cas : présence d'un compensateur SVC au nœud (HMO)

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre HMO apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant CCT= 1.330 (s).

Les résultats de simulation s'effectue on insère un SVC au nœud de défaut sont présentés dans la figures 3.10 et 3.9 représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, angles rotoriques, amplitude des tensions au borne des générateurs et au niveau des jeux de barre HMO et GTL.

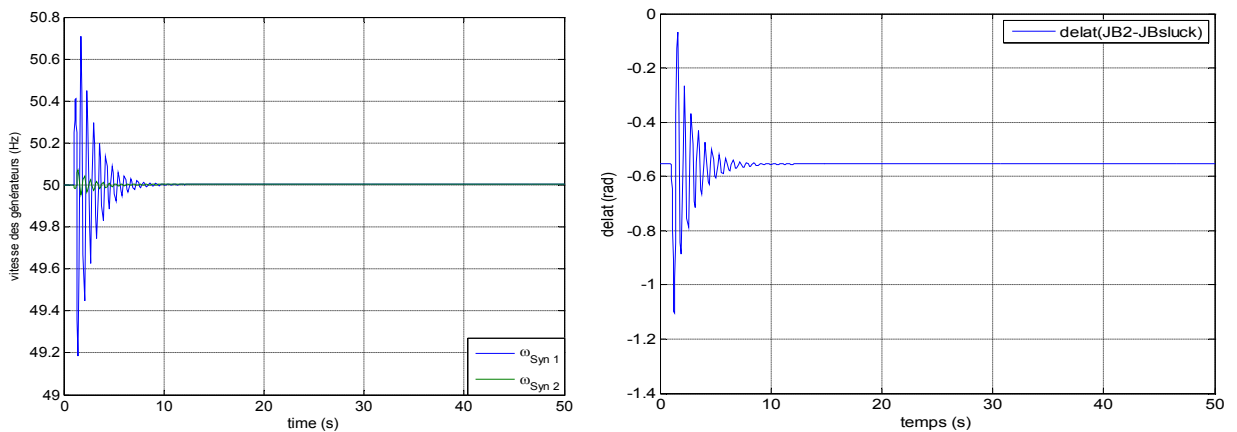


Figure 3.9 Vitesse et angle rotorique des générateurs

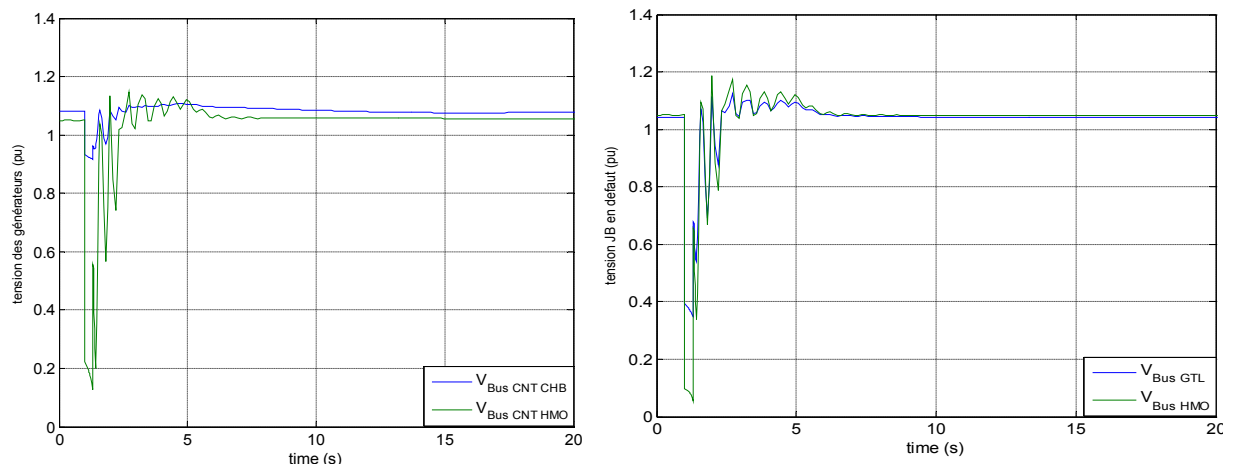


Figure 3.10 Amplitude de tension

On remarque le premier impact de l'utilisation de l'SVC sur la stabilité transitoire par l'amélioration du CCT à 330 ms au lieu de 280 ms avec l'AVR.

On observe clairement l'effet de l'SVC sur la stabilité de la fréquence des générateurs par rétrécissement de la plage d'oscillation (49,1-50,7)Hz au lieu de (48-51,4)Hz avec AVR qui retourne à la fréquence de synchronisme après 7s de l'élimination du défaut alors que avec l'AVR ce résultat est obtenu après 10s ,avec un amortissement entre les deux générateurs.

De même au niveau de l'angle rotoriques une nette amélioration dans la plage d'oscillation et du temps de retour au point d'équilibre est observée par rapport au résultat obtenu avec AVR.

Au niveau de tension aux bornes du générateur HMO on observe une surtension admissible juste après l'élimination du défaut qui est due à l'effet de l'apport de l'SVC, le system retourne à la tension de consigne progressivement, le même phénomène est observé au nœud GTL et HMO.

2^{ème} Cas : présence d'un compensateur STATCOM au nœud (HMO)

En effectuant un défaut triphasé au jeu de barre HMO apparu à l'instant 1 (s) et éliminer à l'instant CCT=1.438 (s).

Les résultats de simulation effectuée on présence d'un STATCOM au nœud de défaut sont présentés dans la figures 3.11 et 3.12 qui représentent respectivement les vitesses de rotation des générateurs, angles rotoriques et amplitude des tensions au borne des générateurs et jeux de barre HMO et GTL.

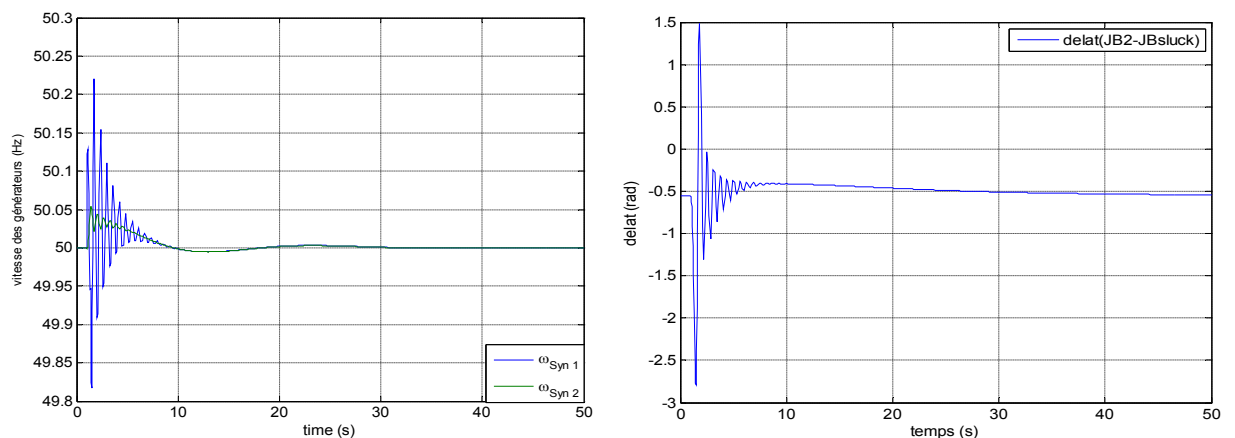


Figure 3.11 Vitesse et angle rotorique des générateurs

On utilise le STATCOM ; en remarque l'amélioration considérable de la stabilité transitoire CCT=438 ms au lieu de 330 ms avec l'SVC.

On observe l'effet du STATCOM sur la stabilité de la fréquence des générateurs par rétrécissement de la plage d'oscillation (49,8-50,2) Hz au lieu de (49,1-50,7)Hz avec SVC et (48-51,4)Hz avec AVR.

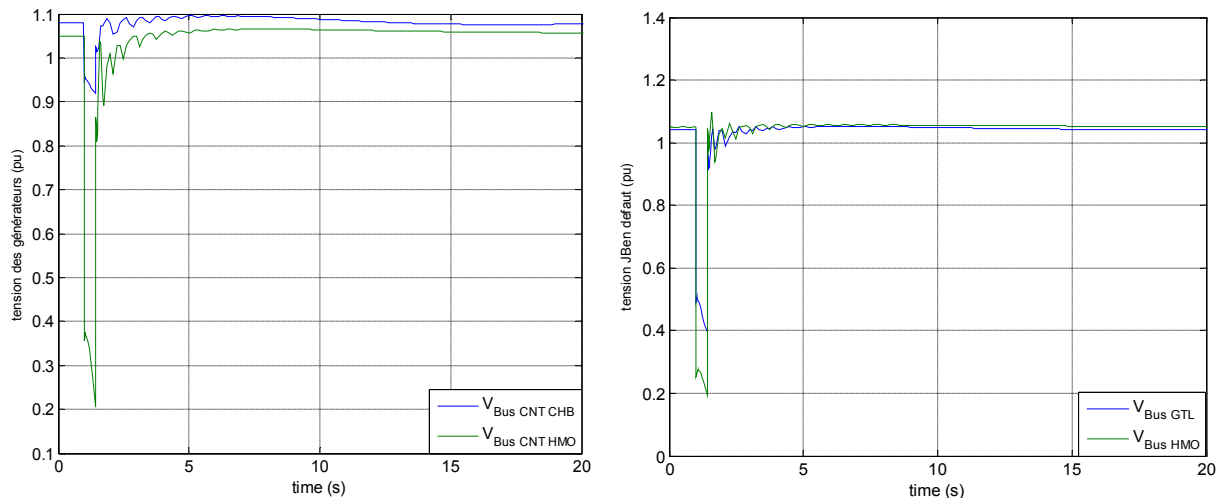


Figure 3.12 Amplitude de tension

On remarque une accélération admissible du générateur a CHB, le système est plus stable par l'effet du STATCOM.

De même au niveau de l'angle rotoriques une nette amélioration du temps de retour au point d'équilibre est observée.

Au niveau de tension aux bornes du générateur HMO on observe une légère surtension admissible juste après l'élimination du défaut qui est due à l'effet de l'apport du STATCOM, le système retourne à la tension de consigne plus rapidement, le même phénomène est observé au nœud GTL et HMO.

3^{ème} Cas : comparaison des résultats obtenus entre le SVC et le STATCOM au nœud (HMO)

Les figures 3.12-3.13 montre la différence des résultats entre le SVC et le STATCOM :

D'après les différentes simulations qu'on a faites et les résultats obtenus, on remarque bien l'impact de l'utilisation du STATCOM sur la stabilité transitoire du réseau électriques en améliorons considérablement le CCT.

On observe sur la figure 3.b.5 la différence entre l'utilisation du STATCOM et l'SVC, une amélioration remarquable de la tension et fréquence des générateurs après élimination du défaut.

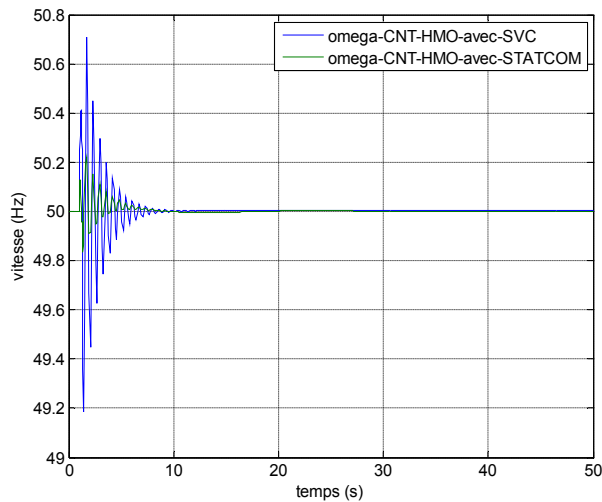


Figure 3.12 Vitesse des générateurs

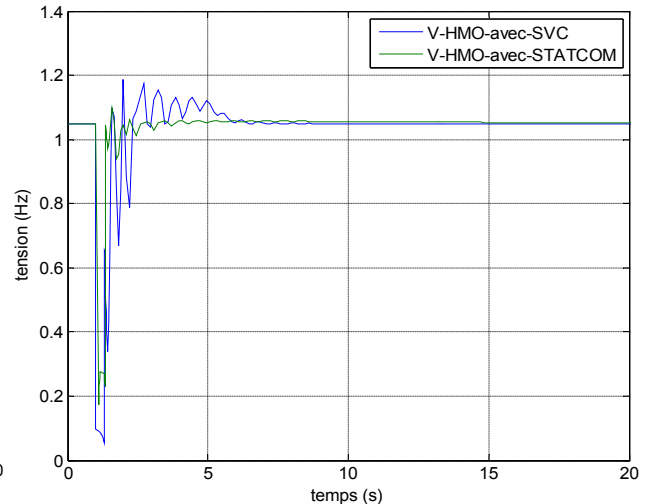


Figure 3.13 Amplitude de tension

3.7 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons montré comparativement et d'après les résultats obtenus, on conclure que l'AVR, des dispositifs SVC et STATCOM permis d'améliorer efficacement pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le STATCOM est plus efficace que l'SVC il permet d'améliorer considérablement la marge de la stabilité transitoire des réseaux électriques, les oscillations de la fréquence et tension sont amorties après élimination du défaut le système retrouve rapidement sa stabilité en fréquence et en tension.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

On a établi, dans le cadre de ce travail, dans un premier cas une vue générale sur les différents type de stabilité de système et méthodes d'analyse de la stabilité et leurs moyens d'amélioration pour un système de puissance, charges statiques, compensateurs modernes ...etc.

Au deuxième chapitre de ce mémoire, nous avons validée notre réseau New England 39 jeux e barre sous un outil de simulation PSAT exécuter sous environnement MATLAB, appliquons un défaut triphasé sur un jeu de barre qui va déconnectée une ligne liée à ce dernier. Après plusieurs simulations nous avons mis en évidence l'utilité du régulateur de tension Automatique (AVR) des générateurs pour la stabilité du system électriques, pour optimiser le degré de stabilité du réseau nous avons inséré un SVC au point de défaut nous avons constaté une amélioration des divers paramètres de stabilité, nous avons ensuite remplacé le SVC par le STATCOM qui a donne des résultats meilleurs pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

Dans le troisième chapitre nous avons confirmé nos résultats par la simulation sur un cas réel du réseau électrique THT SONATRACH de Hassi Berkine.

Face à ces observation et aux résultat obtenus. On peu dire que:

- ✚ Les regulateurs de tension automatique AVR joue un role important dans la stabilité .
- ✚ L'insertion des compensateurs statique de puissance reactive SVC va améliorer la stabilité du système de puissance.
- ✚ L'introduction des FACTS, spécialement le STATCOM qui a donné une amélioration de la stabilité transitoire par rapport au SVC.
- ✚ Des études plus avancées à envisager en introduisant des autres types de FACTS pour améliorer la stabilité avec des application sur des réseaux plus complexe.

References Bibliographies

References Bibliographies

- [1] P. KUNDUR, «Power System Stability and Control », McGraw-Hill Inc, 1993.
- [2] B. BOUSSAHOUA, « Evaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques par les algorithmes intelligents » Thèse de doctorat en Electrotechnique, Faculté d'Electronique et informatique, USTHB 2012.
- [3] F. ZITOUNI., « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS », mémoire de magistère, Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, décembre 2010.
- [4] B.DE METZ-NOBLAT, G.JEANJEAN « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels », Cahier Technique Schneider n° 185.
- [5] 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.
- [6] Laslo Z. Racz et Bela Bokay, « Power System Stability », Ed Elsevier, Amsterdam, 1988, (Vol.30).
- [7] Seyed Mohammad Sadeghzadeh, « Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique a l'aide de SMES et de SSSC », thèse de doctorat, university of Pittshurgh, School of Engineering, 06/2013.
- [8] M. Pavella et P.G.Murthy, « Transient Stability of Power Systems: theory and practice », Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [9] A. Abur et A. Exposito, « Power System State Estimation: Theory and Implementation », Marcel-Dekker Inc, 2004.
- [10] J. Task-Force, « Definition And Classification Of Power System », IEEE\CIGRE June 2003.
- [11] M. Crapp, « Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique », Bermes science publication, LAVOISIER, 2003.
- [12] J. P. Clerfeuille, S. Vitet et C. Lebrevelec, « Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 4807.

References Bibliographies

- [13] M. El Hawary et J. Momoh, « Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligence Applications », Marcel Dekker 2000.
- [14] A. J. Wood et B.F. Wollenberg , « Power generation, operation and control », Quinn-Woodbine, New York, 1983.
- [15] P. KUNDUR, « Power System Stability and Control », Electric Power Recherche Institute (EPRI), McGraw-Hill, USA 1994.
- [16] EDF, Tractebel. « Euro stag - Manuel Théorique », 2000.
- [17] T. L. LE, « Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Grenoble-INP, 2008
- [18] BENDECHECHE Nora, « Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques », Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, 06/2011
- [19] MOKHNACHE Mahdia, « Etude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs FACTS », Présenté au département d'Electrotechnique Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas Sétif, 01/2012
- [20] T. Gönen, « Electric Power System Engineering: Analysis and Design », John Wiley & Sons, 1988.
- [21] Giuseppe Fusco, Mario Russo, « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications », Université degli Studi di Cassino, Italie.
- [22] MEZAACHE Mohamed, « analyse et traitement de la d'énergie électrique en utilisant des dispositifs de contrôle des réseaux électriques a UPFC dans le cas de la stabilité de la tension », Présenté au département d'Electrotechnique Faculté des sciences de l'ingénieur, Université de Batna, 11/2011.
- [23] J. L. THOMAS, « Les systèmes flexibles de transport et de distribution électrique FACTS », 10eme entretien Physique – industrie, Paris, 19 Octobre 2006.
- [24]. S. DUPUIS, FPMS, « L'électronique de puissance dans les réseaux de transport, FACTS », Journée d'étude du groupe de contact FNRS-GREPES Electronique de puissance, 22 mars 2006.

References Bibliographies

- [25] Nabil Mancer, « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », Mémoire de magister Université Mohamed Khider – Biskra le 28 / 01 / 2012.
- [26] Pai MA, « Energy function analysis for power system stability », Kluwer Academic; 1989.
- [27] A. Karami, S.Z. Esmaili « Transient stability assessment of power systems described with detailed models using neural networks » Faculty of Engineering, University of Guilan, , Rasht, Iran , 2013.
- [28] Rabah BENABID, «Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques», Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Amar Telidji, Laghouat 04/09/2007.
- [29] Gride code, article 33 et 40 de la loi n 02-01 du dhou el kaada 1422 cours pendant 05/02/2002 relative a l'électricité et la distribution du gaz.
- [30] Contract SH/GRTE N°1/08/HMD/2015 consistance du réseau Hassi Berkine.
- [31] Publication May 2013eia U.S . Energie Information Administration .
- [32] Rapport des incidents Hassi Berkine établis par GRTE Février 2017.

ANNEXE A
Données du réseau New England
10 machines 39 nœuds

A.1 données d'écoulement de puissance

Tableau a.1 données des générateurs

Numéro du nœud	Tension (pu)	Puissance produite (MVA)
1	0.9820	Nœud de référence
2	1.0300	1000
3	0.9831	650
4	0.9972	632
5	1.0123	508
6	1.0493	650
7	1.0635	560
8	1.0278	540
9	1.0265	830
10	1.0475	250

Tableau a.2 données des charges

Numéro du nœud	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
1	110.4	250
2	920	460
11	0	0
12	0.075	880
13	0	0
14	0	0
15	300	153
16	329	323
17	0	0
18	158	300
19	0	0
20	680	103
21	274	115
22	0	0
23	247.5	84.6
24	308.6	-92
25	224	47.2

26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9
30	0	0
31	0	0
32	322	2.4
33	500	184
34	0	0
35	0	0
36	233.8	84
37	522	176
38	0	0
39	0	0

Tableau a.3 données des lignes

Du nœud	Au nœud	Resistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)	Rapport de transformation
39	31	0.0035	0.0411	0.3493	1
39	1	0.0010	0.0250	0.375	1
31	32	0.0013	0.0510	0.1286	1
31	25	0.0070	0.0086	0.073	1
32	33	0.0013	0.0213	0.1107	1
32	18	0.0011	0.0133	0.1069	1
33	34	0.0008	0.0128	0.0671	1
33	14	0.0008	0.0129	0.0691	1
34	35	0.0002	0.0026	0.0217	1
34	37	0.0008	0.0112	0.0738	1
35	36	0.0006	0.0092	0.0565	1
35	11	0.0007	0.0082	0.0694	1
36	37	0.0004	0.0046	0.039	1
37	38	0.0023	0.0363	0.1902	1
38	1	0.0010	0.0250	0.6	1
30	11	0.0004	0.0043	0.03645	1
30	13	0.0004	0.0043	0.03645	1

13	14	0.0009	0.0101	0.08615	1
14	15	0.0018	0.0217	0.183	1
15	16	0.0009	0.0094	0.0855	1
16	17	0.0007	0.0089	0.0671	1
16	19	0.0016	0.0195	0.152	1
16	21	0.0008	0.0135	0.1274	1
16	24	0.0003	0.0059	0.034	1
17	18	0.0007	0.0082	0.06595	1
17	27	0.0013	0.0173	0.1608	1
21	22	0.0008	0.0140	0.12825	1
22	23	0.0006	0.0096	0.0923	1
23	24	0.0022	0.0350	0.1805	1
25	26	0.0032	0.0323	0.2565	1
26	27	0.0014	0.0147	0.1198	1
26	28	0.0043	0.0474	0.3901	1
26	29	0.0057	0.0625	0.5145	1
28	29	0.0014	0.0151	0.1245	1
12	11	0.0016	0.0435	0	1.006
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006
35	2	0	0.0250	0	1.070
30	3	0	0.0200	0	1.070
19	4	0.0007	0.0142	0	1.070
20	5	0.0009	0.0180	0	1.009
22	6	0	0.0143	0	1.025
23	7	0.0005	0.0272	0	1
25	8	0.0006	0.0232	0	1.025
31	10	0	0.0181	0	1.025
29	9	0.0008	0.0156	0	1.025
19	20	0.0007	0.0138	0	1.060

A.3 données dynamiques

Tableau a.4 données dynamiques des générateurs

Générateur	H (s)	X_{ls} (pu)	R_s (pu)	T'_{d0} (s)	T'_{q0} (s)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X_q (pu)	X'_q (pu)
1	500	0.003	0	7	0.7	0.02	0.008	0.19	0.008

2	30.3	0.035	0	6.56	1.5	0.295	0.17	0.282	0.17
3	35.8	0.0304	0	5.7	0.5	0.2495	0.0876	0.237	0.0876
4	28.6	0.0295	0	5.69	1.5	0.262	0.166	0.258	0.166
5	26	0.054	0	5.4	0.44	0.67	0.166	0.62	0.166
6	34.8	0.0224	0	7.3	0.4	0.254	0.0814	0.241	0.0814
7	26.4	0.0322	0	5.66	1.5	0.295	0.186	0.292	0.186
8	24.3	0.028	0	6.7	0.41	0.290	0.0911	0.280	0.0911
9	34.5	0.0298	0	4.79	1.96	0.2106	0.0587	0.205	0.0587
10	42	0.0125	0	10.2	0.1	0.1	0.008	0.069	0.008

Tableau a.5 données des systèmes d'excitation

Générateur	K_F (s)	T_F (s)	K_A	T_A (s)	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_E	T_E (s)	A_{ex}	B_{ex}
1	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0
2	0.05	0.5	6.2	0.05	1	-1	-0.633	0.40	0.66	0.88
3	0.08	1	5	0.06	1	-1	-0.019	0.5	0.13	0.34
4	0.08	1	5	0.06	1	-1	-0.052	0.5	0.08	0.31
5	0.03	1	40	0.02	10	-10	1	0.78	0.07	0.91
6	0.07	1.24	5	0.02	1	-1	-0.041	0.47	0.06	0.25
7	0.03	1	40	0.02	6	-6	1	0.73	0.53	0.74
8	0.08	1.26	5	0.02	1	-1	-0.047	0.52	0.72	0.28
9	0.03	1	40	0.02	10	-10	1	1.4	0.62	0.85
10	0.04	1	5	0.06	1	-1	-0.048	0.25	0.08	0.26

Tableau a.6 données des PSS

Générateur	T_r (s)	K_a	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_{pss} (pu)	T_1 (s)	T_2 (s)	T_3 (s)	T_4 (s)
9	0.01	200	5	-5	12/377	0.1	0.2	0.1	0.2

NETWORK STATISTICS

Buses:	40
Lines:	34
Transformers:	13
Generators:	10
Loads:	19

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations: 4
Maximum P mismatch [p.u.] 1,3339E-09
Maximum Q mismatch [p.u.] 3,81114378
Power rate [MVA] 100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus1	0,98	0	3,24368548	3,49438572	11,04	2,5
Bus10	1,0475	0,50251071	2,5	2,75698841	0	0
Bus11	0,99989131	0,5306511	0	0	0	0
Bus12	0,98671846	0,53028035	0	0	0,075	0,88
Bus13	1,0009274	0,53179897	0	0	0	0
Bus14	0,99519629	0,50115817	0	0	0	0
Bus15	0,99602916	0,5110283	0	0	0,3	1,53
Bus16	1,02297461	0,52495845	0	0	3,29	0,323
Bus17	1,01426548	0,48952921	0	0	0	0
Bus18	1,01112274	0,46431149	0	0	1,58	0,3
Bus19	1,04659616	0,60618343	0	0	0	0
Bus2	1,03	0,7653089	10	5,53978707	0,092	0,046
Bus20	0,98909478	0,58134804	0	0	6,8	1,03
Bus21	1,02556522	0,56742341	0	0	2,74	1,15
Bus22	1,04647649	0,64562664	0	0	0	0
Bus23	1,04135272	0,64214742	0	0	2,475	0,846
Bus24	1,02928069	0,52704311	0	0	3,086	-0,92
Bus25	1,03760413	0,49312419	0	0	2,24	0,472
Bus26	1	0,50009275	0	-3,0111437	1,39	0,17
Bus27	1,00056678	0,47327113	0	0	2,81	0,755
Bus28	1,02315829	0,56421162	0	0	2,06	0,276
Bus29	1,03144343	0,61383357	0	0	2,835	0,269
Bus3	0,9831	0,68602382	6,5	2,60712841	0	0
Bus30	1,00517353	0,54479182	0	0	0	0
Bus31	1,02581393	0,45933348	0	0	0	0
Bus32	1,01021435	0,44368569	0	0	3,22	0,024
Bus33	0,9858785	0,45567371	0	0	5,2	1,84
Bus34	0,9884685	0,48462913	0	0	0	0
Bus35	0,99332925	0,50327303	0	0	0	0
Bus36	0,97543059	0,44621356	0	0	2,338	0,84
Bus37	0,97131362	0,42822735	0	0	5,22	1,76
Bus38	0,97030706	0,29571842	0	0	0	0
Bus39	0,99059382	0,27895854	0	0	0	0
Bus4	0,9972	0,69737577	6,32	1,31325499	0	0
Bus40	0,9728062	0,1642943	0	0	0	0
Bus5	1,0123	0,67201039	5,08	1,77361596	0	0

Bus6	1,0493	0,73250078	6,5	2,36257779	0	0
Bus7	1,0635	0,77959962	5,6	1,14702302	0	0
Bus8	1,0272	0,6134081	5,4	0,84404508	0	0
Bus9	1,0265	0,73840703	8,3	1,41756348	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.]
Bus31	Bus39	1	4,5117825	0,52838959	0,07037596	0,11608871
Bus34	Bus37	2	4,9251968	1,22643076	0,02124209	0,15565494
Bus35	Bus36	3	6,11731102	1,64922349	0,02452314	0,26651498
Bus35	Bus11	4	-3,3552749	-0,5315723	0,00813885	-0,0425212
Bus36	Bus37	5	3,75478788	0,54270851	0,00606838	-0,0041153
Bus37	Bus38	6	3,43267421	-0,1424003	0,02872927	0,09490615
Bus40	Bus38	7	-3,3756309	0,325107	0,02831402	0,08780053
Bus11	Bus30	8	-3,3878521	-0,9262153	0,00490876	-0,0205010
Bus13	Bus30	9	-3,10320961	-0,71648544	0,00402943	-0,0300294
Bus14	Bus13	10	-3,0435254	-0,33253598	0,00847295	-0,07654882
Bus15	Bus14	11	0,45110709	-0,17851485	0,00036924	-0,35834425
Bus39	Bus40	12	4,44140654	0,41230089	0,02072294	-0,20478697
Bus16	Bus15	13	0,75461412	1,02070956	0,00350704	-0,33077559
Bus17	Bus16	14	-4,17597551	-0,65993457	0,01210376	0,01464403
Bus16	Bus19	15	-4,51118326	-0,8470909	0,03183887	0,06247647
Bus16	Bus21	16	-3,2950036	-0,06430914	0,00830353	-0,12719647
Bus24	Bus16	17	0,4268877	1,04278395	0,00038117	-0,06410417
Bus17	Bus18	18	3,16706161	0,090289	0,0068421	-0,05512002
Bus27	Bus17	19	-1,00694478	-0,869844	0,00196912	-0,30019843
Bus22	Bus21	20	6,07177554	1,30997047	0,02846842	0,2228578
Bus22	Bus23	21	0,42822446	0,43137623	0,0002558	-0,19707767
Bus24	Bus23	22	-3,5128877	-0,12278395	0,02563589	0,02088161
Bus31	Bus32	23	1,15722547	0,83320058	0,00281326	-0,2338885
Bus26	Bus25	24	0,10753771	-1,43058842	0,00444815	-0,48775508
Bus26	Bus27	25	1,80767856	-0,30603478	0,00462334	-0,19119078
Bus28	Bus26	26	1,42077703	0,00697606	0,00900016	-0,69926627
Bus29	Bus26	27	1,91415998	-0,09638638	0,02072058	-0,83466463
Bus29	Bus28	28	3,49701116	0,19528712	0,01623414	-0,08768894
Bus25	Bus31	29	3,24610276	-1,22761112	0,07709479	-0,06069445
Bus32	Bus33	30	-0,48805719	1,07437296	0,00209928	-0,18617264
Bus18	Bus32	31	1,58021951	-0,15459098	0,00268891	-0,18587486
Bus33	Bus34	32	-2,20602812	-0,09491442	0,0040063	-0,0666788
Bus33	Bus14	33	-3,48412835	-0,48453998	0,0101349	0,0278254
Bus34	Bus35	34	-7,13523123	-1,25466638	0,01073269	0,09691113
Bus12	Bus13	35	-0,0508684	-0,45117694	0,00034285	0,00932134

Bus31	Bus10	36	-2,5	-2,52850684	0	0,22848157
Bus29	Bus9	37	-8,24617114	-0,36790075	0,05382886	1,04966273
Bus19	Bus20	38	1,74764692	-0,19131166	0,00221938	0,04375355
Bus40	Bus1	39	7,79631452	0,29198086	0	1,28636658
Bus35	Bus2	40	-9,908	-2,46922867	0	3,0245584
Bus12	Bus11	41	-0,0241316	-0,42882306	0,0003068	0,00834119
Bus30	Bus3	42	-6,5	-1,59217034	0	1,01495807
Bus19	Bus4	43	-6,29066905	-0,71825571	0,02933095	0,59499928
Bus20	Bus5	44	-5,05457246	-1,2650652	0,02542754	0,50855076
Bus22	Bus6	45	-6,5	-1,74134671	0	0,62123108
Bus23	Bus7	46	-5,58555494	-0,36121165	0,01444506	0,78581137
Bus25	Bus8	47	-5,3830132	-0,18722222	0,0169868	0,65682285

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.] 59,4436855

REACTIVE POWER [p.u.] 20,2452262

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.] 58,791

REACTIVE POWER [p.u.] 14,091

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.] 0,65268548

REACTIVE POWER [p.u.] 6,15422615

ANNEXE B

**Données du réseau Hassi Berkine
02machines 11 nœuds**

NETWORK STATISTICS

Buses:	11
Lines:	11
Transformers:	2
Generators:	2
Loads:	8

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	4
Maximum P mismatch [p.u.]	2,34998693
Maximum Q mismatch [p.u.]	1,11023753

Power rate [MVA] 100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus_BRN	1,04277547	73,552374	0	0	0,725	0,08
Bus_CHB	1,05096334	73,5595061	0	0	0	0,2
Bus_CNT CHB	1,07999834	73,6215602	2,35	1,113	0	0
Bus_CNT HMO	1,04999324	73,6456632	0,6680	0	0	0
Bus_EMRK	1,04449424	73,553971	0	0	0,52	0,07
Bus_GTL	1,04755451	73,5917646	0	0	0,24	0,05
Bus_HBNS	1,0466325	73,555865	0	0	0,37	0,06
Bus_HMO	1,0581849	73,6275983	0	0	0	0
Bus_MLN	1,04591231	73,5551238	0	0	0,4	0,05
Bus_ORD	1,04656162	73,5556505	0	0	0,68	0,07
Bus_RDN	1,04618429	73,5908415	0	0	0,04	0,01

STATE VARIABLES

delta_Syn_1		74,4900102
omega_Syn_1		1,00602582
e1q_Syn_1		0,75121325
e1d_Syn_1		0,62890142
delta_Syn_2		73,751277
omega_Syn_2		1,00602585
e1q_Syn_2		1,11125037
e1d_Syn_2		0,0830109
vm_Exc_1		1,04999323
vr1_Exc_1		27,3758582
vr2_Exc_1		-0,61588316
vf_Exc_1		1,0868523
vm_Exc_2		1,07999834
vr1_Exc_2		30,2759931

vr2_Exc_2			-0,68057155
vf_Exc_2			1,20100854
OTHER ALGEBRAIC VARIABLES			
vf_Syn_1			1,0868523
pm_Syn_1			0,66808011
p_Syn_1			0,66807914
q_Syn_1			-0,28289944
vf_Syn_2			1,20100854
pm_Syn_2			2,35
p_Syn_2			2,34998693
q_Syn_2			1,11023753
vref_Exc_1			1,73438946
vref_Exc_2			1,83689811

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow[p.u.]	Q Flow[p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss[p.u.]
Bus_HMO	Bus_GTL	1	0,6680314	0	0,01767682	0,02051737
Bus_BRN	Bus_HBNS	2	0	0	0,00101721	0,00118057
Bus_GTL	Bus_CHB	3	0,37031378	0	0,01121266	0,01301427
Bus_CHB	Bus_EMRK	4	0,38107444	0,05042115	0,0020741	0,00240728
Bus_CHB	Bus_ORD	5	0,87971153	0,1047718	0,00328871	0,00381725
Bus_CHB	Bus_MLN	6	0,34632025	0,04306327	0,00147994	0,00171768
Bus_ORD	Bus_EMRK	7	0,14123891	0,02226641	0,00024188	0,00028063
Bus_CHB	Bus_BRN	8	0,42333289	0,05270326	0,00293584	0,00340749
Bus_CHB	Bus_HBNS	9	0,6780698	0,0947338	0,00245517	0,0028497
Bus_ORD	Bus_MLN	10	0,05518734	0,00868849	0	0
Bus_GTL	Bus_RDN	11	0,0400428	0,01004971	0	0
Bus_HMO	Bus_CNT HMO	12	-0,6680314	0,2972224	0	0,01432296
Bus_CHB	Bus_CNT CHB	13	-2,34940779	-0,93649559	0,00057914	0,17374194

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.] 3,01808011
 REACTIVE POWER [p.u.] 0,82733753

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.] 2,975
 REACTIVE POWER [p.u.] 0,59

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.] 0,04308011
 REACTIVE POWER [p.u.] 0,23733753

ملخص:

إن استغلال المنظومات الكهربائية على مقربة من حدود الأمن والسلامة يؤدي إلى فقدان استقرارها في حالة حدوث اضطراب ما . طرق الوقاية تتمثل في استخدام الأنظمة التقليدية لمراقبة الجهد والسرعة، وكذا استعمال أجهزة FACTS حيث أن استخدام هاته الأجهزة يعرف رواجاً كبيراً في مجال نظم الطاقة. لقد قمنا بتحليل نموذج لشبكة معقدة كعمل أولي ثم تأكيد النتائج التي تم الحصول عليها عن طريق تطبيق على شبكة حاسي بركين .

كلمات مفتاحية : الاستقرار العابر، SVC, STATCOM, HASSI-BERKINE, NEW EGLAND.

Résumé :

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entraîner son instabilité en cas de perturbation. La stabilité 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 appelé FACTS (Flexible AC Transmission Système), ces dispositifs sont de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques. Un modèle complexe de réseau a été analysé comme un travail préliminaire les conclusions obtenues a été confirmé par application sur le réseau Hassi-Berkine.

Mots Clés : Stabilité transitoire, NEW EGLAND, HASSI-BERKINE, SVC, STATCOM.

Abstract:

The use of an electrical network as close as possible to its limits can cause its instability in case of disturbance. The stability of the system can be obtained by the conventional means of voltage regulation and speed but also by modern means called FACTS (Flexible AC Transmission System), devices are increasingly used in the electrical networks called. A complex network model has been analyzed as a preliminary of our work the conclusions obtained have been confirmed by application on the Hassi-Berkine network.

Key Word: Transient stability, NEW EGLAND, HASSI-BERKINE, SVC, STATCOM..