

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة سطيف 1

UNIVERSITE de SETIF 1

كلية التكنولوجيا

Faculté de Technologie

## Mémoire de Magistère

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

### De Magistère En Electrotechnique

Option :

**Réseaux électriques**

Par :

**M. HAMADOU Zakaria**

Thème

**Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique**

*Soutenu le 20 Juin 2012 devant la commission d'examen composée de :*

M. BAYADI Abdelhafid	Professeur à l'Université de Sétif-1	Président
M. GHERBI Ahmed	Professeur à l'Université de Sétif-1	Directeur de mémoire
M. BOUKTIR Tarek	Professeur à l'Université de Sétif-1	Examinateur
M. RADJELI Hamoud	Maître de Conférences à l'Université de Sétif-1	Examinateur

## *Dédicaces*

---

JE DÉDIE CE MODESTE TRAVAIL :

À MA MÈRE, À MA MÈRE, À MA MÈRE,

À MON PÈRE,

À MES GRANDES MÈRES,

A MES TRÈS CHERS FRÈRES,

À MA SŒUR

ET A MES CHERS AMIS

---

## *Remerciements*

---

Je tiens à remercier en tout premier lieu Pr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire, qui m'a constamment guidé avec ses multiples directives et ses conseils précieux pour contribuer à la réussite de ce travail, je tiens à lui remercier pour sa disponibilité tout au long de ce travail.

Je remercie également tous les membres du jury :

- Pr. BAYADI Abdelhafid
- Pr. BOUKTIR Tarek
- Dr. RADJEAI Hamoud

Qui ont accepté de juger ce travail.

Mon remerciement aussi au département de l'électrotechnique de l'université de Sétif et à tous les enseignants qui ont contribué à ma formation.

Je suis redevable à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour mener à bien ce travail.

Sétif, le / /2012

HAMADOU Zakaria

# Sommaire

INTRODUCTION GENERALE .....	I
<i>Chapitre 01</i> .....	<i>1</i>
STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	1
1.1. Introduction .....	1
1.2. Classification de la stabilité.....	1
1.3. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	9
1.4. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire .....	11
1.5. Conclusion .....	18
<i>Chapitre 02</i> .....	<i>20</i>
ETUDE DES DISPOSITIFS FACTS .....	20
2.1. Introduction .....	20
2.2. Concepts de base et définitions .....	20
2.3. Nécessité des dispositifs FACTS.....	20
2.4. Classification des systèmes FACTS.....	21
2.5. Apports et avantages des dispositifs FACTS.....	29
2.6. Coût des dispositifs FACTS.....	30
2.7. Dispositifs FACTS en exploitation .....	30
2.8. Applications pratiques des dispositifs FACTS. ....	32
2.9. Réglage des paramètres des contrôleurs FACTS (état de l'art) .....	33
2.10. Conclusion.....	36
<i>Chapitre 03</i> .....	<i>37</i>
ETUDE ET MODELISATION DU SVC .....	37
3.1. Introduction .....	37
3.2. Principe général de fonctionnement du SVC.....	37
3.3. Constitution du SVC .....	38
3.4. Modélisation du SVC.....	41
3.5. Applications du SVC .....	45

---

3.6. Conclusion .....	51
<i>Chapitre 04</i> .....	<i>52</i>
<b>APPLICATIONS ET RESULTATS DE SIMULATIONS</b> .....	<b>52</b>
4.1. Introduction .....	52
4.2. Formulation du problème d'optimisation.....	52
4.3. Optimisation par Simulink Design Optimization.....	53
4.4. Application sur un système de transport mono-machine.....	55
4.5. Applications sur un système de transport multi machines.....	62
4.6. Conclusion .....	70
<b>CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES</b> .....	<b>1</b>

## Liste des figures

Figure 1.1. Classification de la stabilité des réseaux de puissances .....	2
Figure 1.2. Tracé de l'angle rotorique en fonction du temps .....	5
Figure 1.3. Générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini .....	6
Figure 1.4. Courbe $P = f(\delta)$ .....	8
Figure 1.5. Variation temporelle d'angle rotorique.....	8
Figure 1.6. Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité .....	12
Figure 1.7. Description schématique des couples et puissances dans la machine synchrone .....	14
Figure 1.8. Description schématiques d'une chaîne de production .....	14
Figure 1.9. Modèle de la turbine et du gouverneur.....	15
Figure 1.10. Structure générale d'un système d'excitation statique avec AVR.....	15
Figure 1.11. Modèle simplifié du système d'excitation.....	16
Figure 1.12. Modèle simplifié de la liaison entre PSS et le système .....	17
Figure 1.13. Modèle d'un PSS type avance de phase.....	17
Figure 2.1. Structure du TCSC.....	21
Figure 2.2. Structure du TCSR.....	23
Figure 2.3. Compensateur synchrone statique série .....	23
Figure 2.4. Structure du SVC.....	25
Figure 2.5. La caractéristique V-I du SVC .....	26
Figure 2.6. Structure du STATCOM .....	26
Figure 2.7. Structure du TCPAR .....	28
Figure 2.8. Structure de l'UPFC.....	29
Figure 3.1. Réactance commandée par thyristors .....	38
Figure 3.2. Forme du courant et de tension pour un TCR.....	39
Figure 3.3. Condensateur commuté par thyristors.....	40
Figure 3.4. Modélisation du SVC.....	41
Figure 3.5. SVC placé dans un nœud.....	42
Figure 3.6. SVC placé au milieu d'une ligne.....	42
Figure 3.7. Transformation à une ligne équivalente avec SVC .....	43
Figure 3.8. Représentation schématique du système de contrôle d'un SVC.....	44
Figure 3.9. Structure du contrôleur auxiliaire du SVC .....	45
Figure 3.10. Schéma synoptiques du réseau étudié.....	45
Figure 3.11. Courbes $PV$ pour différentes valeurs de $\cos\varphi$ .....	46
Figure 3.12. Schéma unifilaire du SMIB avec SVC au milieu de la ligne .....	47
Figure 3.13. Variation de la puissance active de la ligne compensée et non compensée.....	48
Figure 3.14. Courbes $P \delta$ pour Systems avec et sans SVC .....	51

Figure 4.1. Procédure d'optimisation .....	53
Figure 4.2. Représentation du réseau SMIB.....	55
Figure 4.3. Représentation du réseau test sur MATLAB/Simulink.....	55
Figure 4.4. Procédure de la méthode proposée.....	56
<b>Figure 4.5.</b> Evolution de l'angle rotorique pour un défaut triphasé.....	57
Figure 4.6. Variation de la déviation de la vitesse du rotor pour un défaut triphasé.....	58
<b>Figure 4.7.</b> Variation de la puissance active de la ligne.....	58
Figure 4.8. Variation de puissance active du générateur .....	58
Figure 4.9. Evolution de l'angle rotorique pour un défaut monophasé .....	59
Figure 4.10. Évolution de la déviation de la vitesse du rotor pour un défaut monophasé .....	59
Figure 4.11. Variation de la puissance active de la ligne pour un défaut monophasé.....	60
Figure 4.12. Variation de la puissance active délivrée pour un défaut monophasé.....	60
Figure 4.13. Evolution de l'angle rotorique pour un défaut de perte d'une ligne.....	61
Figure 4.14. Évolution de la déviation de la vitesse du rotor pour un défaut de perte d'une ligne .....	61
Figure 4.15. Variation de la puissance active de la ligne pour un défaut de perte d'une ligne.....	61
Figure 4.16. Variation de la puissance active délivrée pour un défaut de perte de ligne .....	62
Figure 4.17. Représentation du réseau à trois machines .....	63
Figure 4.18. Représentation du réseau à trois machines sur Simulink.....	63
Figure 4.19. Différence d'angle de charge entre G1 et G3 (mode interrégional) .....	65
Figure 4.20. Différence d'angle de transport entre G2 et G3 (mode interrégional).....	65
Figure 4.21. Différence de vitesses de rotation des machines G2 et G3 (mode interrégional) .....	66
Figure 4.22. Différence de vitesses de rotation des machines G1 et G2 (mode local) .....	66
Figure 4.23. Différence de vitesses de rotation des machines G1 et G3 (mode interrégional) .....	66
Figure 4.24. $\delta_2 - \delta_3$ pour un défaut monophasé (mode interrégional) .....	67
Figure 4.25. $\delta_1 - \delta_3$ pour un défaut monophasé (mode interrégional).....	67
Figure 4.26. $\omega_1 - \omega_2$ pour un défaut monophasé (mode local).....	68
Figure 4.27. $\omega_1 - \omega_3$ pour un défaut monophasé (mode interrégional).....	68
Figure 4.28. $\omega_2 - \omega_3$ pour un défaut monophasé (mode interrégional).....	68
Figure 4.29. $\delta_2 - \delta_3$ pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional) .....	69
Figure 4.30. $\delta_1 - \delta_3$ pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional) .....	69
Figure 4.31. $\omega_1 - \omega_3$ pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional) .....	70
Figure 4.32. $\omega_2 - \omega_3$ pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional) .....	70

---

## *Liste des tableaux*

---

<b>Tableau 2.1.</b> Statistiques des dispositifs FACTS autour du monde. ....	32
Tableau 4.1. Résultats d'optimisation (système mono machine).....	57
Tableau 4.2. État du réseau pour différentes durée de défaut.....	64
Tableau 4.3. Résultats d'optimisation (système multi machine) .....	65

---

## *Listes des Acronymes et Symboles*

---

### **Acronymes**

FACTS	Flexible AC Transmission System
PSS	Power System Stabilizer
CCT	Critical Clearing Time
EAC	Equal Area Criterion
PSS	Power System Stabilizer
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering
EPRI	Electric Power Research Institute
GTO	Gate Turn Off
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LTC	Load Tap Changer
DC	Direct Current
AC	Alternative Current
SVC	Static Var Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
STATCOM	Static Compensator
MOV	Metal Oxide Varistor
ASC	Advanced Series Capacitor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
UPFC	Unified Power Flow Controller
WAPA	Western Area Power Administration
TVA	Tennessee Valley Authority
AEP	American Electric Power
PSO	Particles Swarm Optimization
SDO	Simulink Design Optimization

## Symboles

$V_2$	Tension au jeu de barres infini
$P_a$	Puissance d'accélération
$P_m$	Puissance mécanique
$P_e$	Puissance électrique
$\omega_0$	Pulsation de référence
$X_s$	Réactance totale du réseau
$X_{TCSC}$	Réactance du TCSC
$P_{SVC}$	Puissance active du SVC
$B_{SVC}$	Susceptance du SVC
$Q_{SVC}$	Puissance réactive du SVC

# INTRODUCTION GENERALE

---

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Ces nouvelles exigences imposent aux compagnies d'électricité et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité, et ce dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité. Ceci impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation, et en conséquence la génération de multiples modes d'oscillation interzone pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau (en effet, ce phénomène est accompagné d'un fort transit de puissance oscillante), pouvant entraîner des Blackouts, comme c'était le cas en Algérie le 03 février 2003.

Pour faire face à ce phénomène néfaste, les stabilisateurs de puissance PSS (Power System Stabilizers) implantés depuis les années 60, ne peuvent assurer seuls l'amortissement de ces oscillations. Des nouveaux dispositifs appelés FACTS (Flexible AC Transmission Systems), sont placés dans le réseau, qui ont bénéficié de l'évolution de la technologie de l'électronique de puissance. Ces dispositifs sont insérés dans un réseau électrique pour satisfaire plusieurs besoins, tels que la répartition des puissances, la compensation de la puissance réactive, et le renforcement de la stabilité des réseaux électriques. La nouvelle architecture des réseaux électriques ouvre des nouveaux axes de recherche. Le dimensionnement des systèmes FACTS fait l'objet de plusieurs travaux de recherche.

Le but de ce travail est d'améliorer la stabilité transitoire des systèmes de puissance en assurant un amortissement des oscillations des modes interrégionaux aussi bien que des modes locaux. Pour atteindre cet objectif, nous proposons une coordination de réglage optimal d'un dispositif FACTS shunt (SVC) avec un PSS. Ceci permet d'assurer un amortissement satisfaisant des oscillations rotoriques et de garantir la stabilité transitoire du système. Nous avons donc proposé une fonction

objective basée sur la minimisation des déviations des vitesses des générateurs, la méthode du Gradient est proposée pour optimiser notre fonction objective.

Les résultats de simulations obtenus pour un réseau mono machine ont été comparés avec ceux obtenus par un dispositif série. Afin de vérifier la performance de la méthode proposée, un réseau multi machine a été considéré, comprenant trois générateurs situés dans deux zones différentes. La stabilité transitoire a été améliorée par amortissement des oscillations locales et interrégionales.

La rédaction de ce mémoire est structurée comme suit :

Un rappel sur la stabilité des réseaux électriques est abordé au premier chapitre. Les différentes méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire ont été citées. Un aperçu sur les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire a été présenté en fin de chapitre.

Dans le deuxième chapitre, on présente des concepts de base sur les dispositifs FACTS, leurs nécessités d'application dans les réseaux électriques et leurs différentes structures de base, puis on présente quelques ouvrages comprenant des dispositifs FACTS autour du monde, et on discute l'avantage apporté par ces dispositifs au réseau électrique.

Une étude détaillée du SVC a été abordée au troisième chapitre, nous avons présenté son principe de fonctionnement, ses différentes constitutions, son modèle et ses multiples applications à savoir la stabilité de tension, la stabilité dynamique et transitoire.

Le quatrième chapitre est consacré aux simulations. Deux réseaux tests ont été étudiés afin de montrer l'apport de l'optimisation simultanée des SVC et PSS sur la stabilité transitoire.

Finalement, nous terminons cette rédaction par une conclusion générale et des perspectives.

# Chapitre 01

## STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

---

### 1.1. Introduction

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [1].

### 1.2. Classification de la stabilité

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

La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. On peut donc classer les types de la stabilité comme suit [2]:

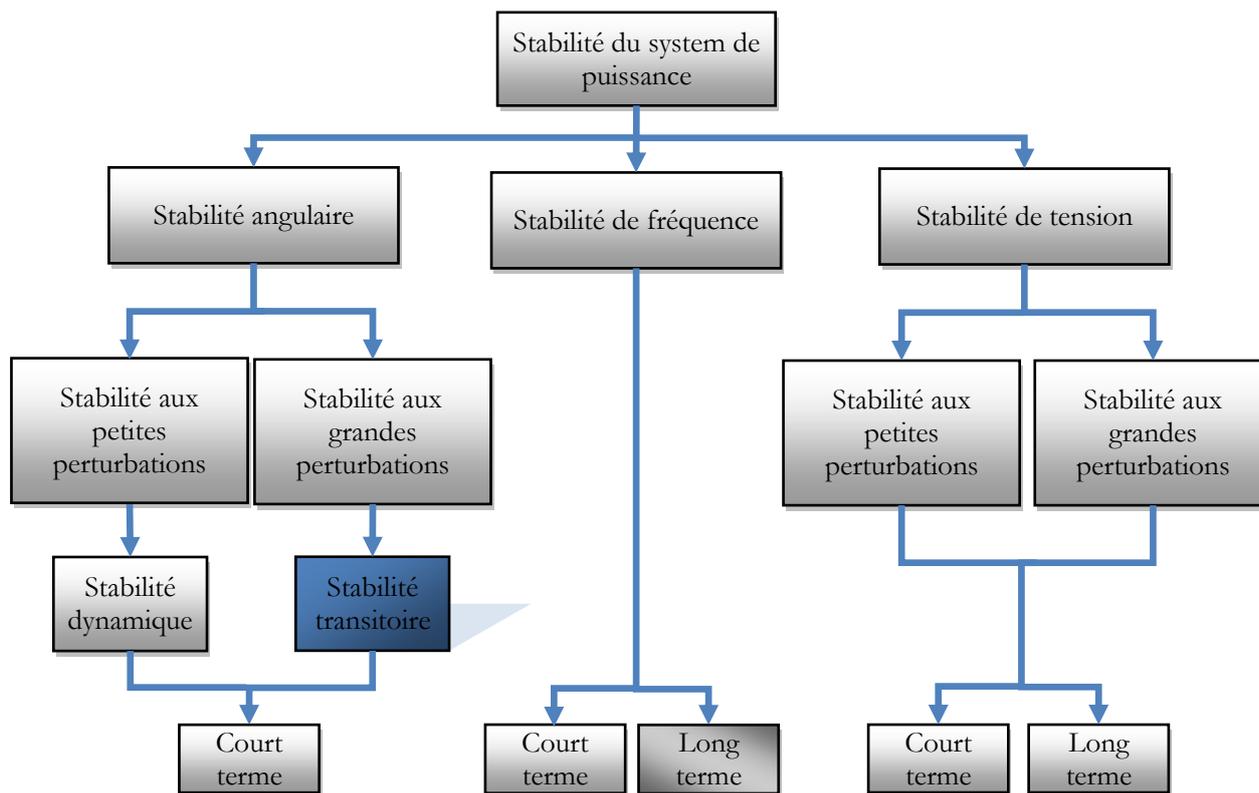


Figure 1.1. Classification de la stabilité des réseaux de puissances

### 1.2.1. Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée [3]. Le facteur principal qui cause l'instabilité est l'incapacité du système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive [4]. L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres [5]. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades. Il est démontré que la majorité des blackouts sont causés par l'instabilité de tension [5]. Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple [6]:

- une augmentation de charge :
- des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive :
- une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne :
- une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension. Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels que:

- un contrôle automatique des condensateurs shunts ;
- un blocage des régleurs en charge automatique ;
- une nouvelle répartition de la génération ;
- une replanification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande ;
- une régulation de tension secondaire ;
- un plan de délestage.

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

#### ***1.2.1.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations***

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,...etc.

#### ***1.2.1.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations***

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,...etc.

### **1.2.2. Stabilité de fréquence**

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge [3]. L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [7].

### 1.2.3. Stabilité angulaire

Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor. Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, en entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger [6]. Suite à une perturbation, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. Nous pouvons dire que les angles de rotor d'un système de puissance peuvent évaluer selon deux scénarios :

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

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle rotorique, se rapporte aux capacités des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester dans le synchronisme après avoir été soumis à une perturbation [5]. Elle dépend de la capacité de maintenir ou restaurer l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone [7]. L'instabilité, qui peut résulter, se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire.

#### 1.2.3.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [5].

Pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle  $\delta$ . Des exemples typiques des petites perturbations peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du

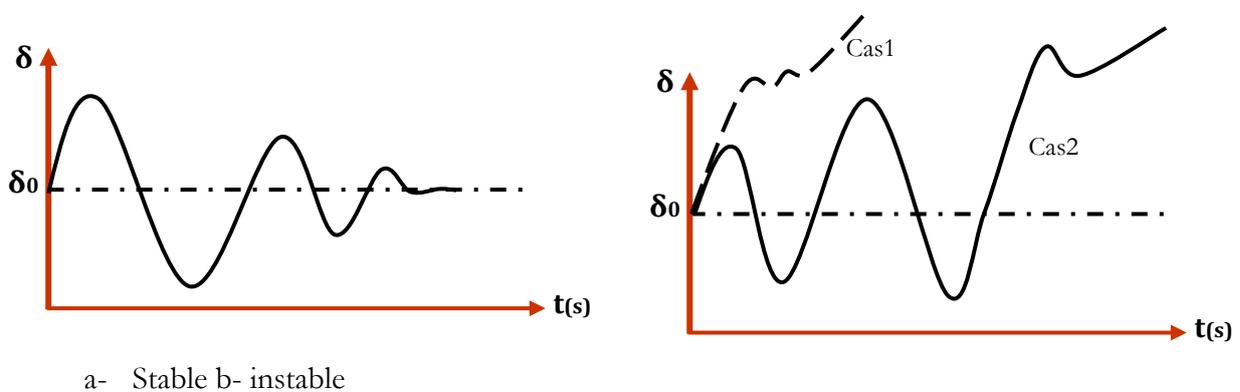
système ou sur sa charge,... [6]. L'analyse d'un tel système peut être accomplie par la linéarisation du système d'équations différentielles non linéaires. La stabilité du système peut être évaluée par l'analyse des valeurs propres de la matrice d'état du système [4, 5, 8].

### 1.2.3.2. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire reste toujours une considération de base et d'une grande importance dans le design et le fonctionnement du réseau électrique. Elle se rapporte à l'aptitude du système électrique de retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. La réponse du système implique de grandes variations des angles rotoriques. La stabilité transitoire dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telles que [1, 9, 10];

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines ;
- La perte d'un ouvrage (e.g. une ligne de transmission...);
- La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement total du réseau. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (en anglais First Swing Instability), (cas 1, figure 1.2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2, figure 1.2). La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes [6].



Cas1 instabilité de première oscillation

Cas2 instabilité de plusieurs oscillations

**Figure 1.2.** Tracé de l'angle rotorique en fonction du temps

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe  $(P - \delta)$  traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor. Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, (figure 1.3). Le générateur est modélisé par une source de tension idéale  $V_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance  $X_E$  [6, 11].

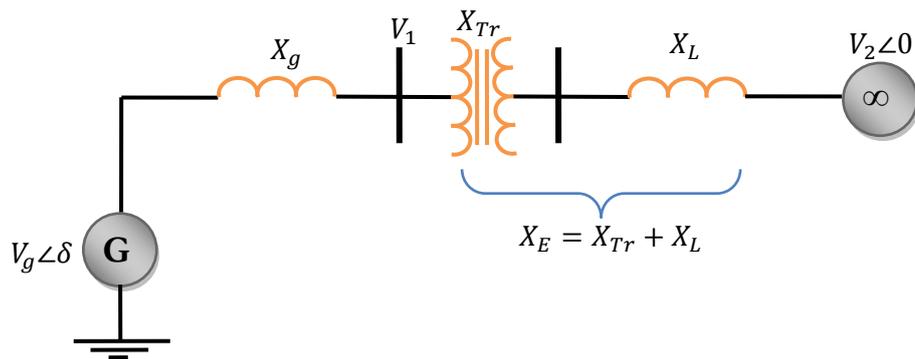


Figure 1.3. Générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini

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

$$P_e = \frac{V_g V_2}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (1.1)$$

Le mouvement du rotor, qui obéit à la deuxième loi de Newton, est décrit par l'équation différentielle suivante :

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (1.2)$$

$J$  : Moment d'inertie totale de la machine synchrone [kg.m<sup>2</sup>] ;

$\theta_m$  : Angle mécanique du rotor en [rad] ;

$C_m$  : Couple mécanique de la turbine ou la charge [N.m] ;

$C_e$  : Couple électrique du rotor [N.m].

Si l'équation (1.2) est multipliée par le terme de la pulsation angulaire mécanique, on obtient :

$$\omega_m \cdot J \cdot \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.3)$$

Tel que :

$P_m = C_m \cdot \omega_m$  : La puissance mécanique exercée sur le rotor [W] ;

$P_e = C_e \cdot \omega_m$  : La puissance électrique exercée sur le rotor [W].

Si l'accélération angulaire est exprimée en angle électrique, au lieu de l'équation (1.3) on aura :

$$\frac{2}{p} \cdot \omega_m \cdot J \cdot \frac{d^2\theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.4)$$

Où  $p$  est le nombre de pôles. Avec un réarrangement de la partie gauche de l'équation (1.4) on aura :

$$2 \frac{2}{p} \left( \frac{1}{2} \omega_m^2 \cdot J \right) \frac{d^2\theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.5)$$

L'utilisation de la relation  $\omega_m = \frac{\omega_e}{p/2}$  nous donne:

$$\frac{2}{\omega_e} \left( \frac{1}{2} \omega_m^2 \cdot J \right) \frac{d^2\theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.6)$$

Comme :

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_m^2 \quad (1.7)$$

On obtient alors :

$$2 \frac{H}{\omega_{e0}} \frac{d^2\theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.8)$$

Donc l'équation du mouvement est décrite comme suit :

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (1.9)$$

Avec ;

$P_a$  : Puissance d'accélération [Pu];

$P_e$  : Puissance électrique [Pu];

$P_m$  : Puissance mécanique [Pu];

$\delta$  : Angle interne de la machine [rad];

$H$  : Constante d'inertie [Pu];

$\omega_0$  : Pulsation de référence.

L'équation (1.1) peut être écrite comme suit :

$$P_e = P_{max} \cdot \sin\delta \quad (1.10)$$

L'équation (1.10) est représentée graphiquement par la figure 1.4.

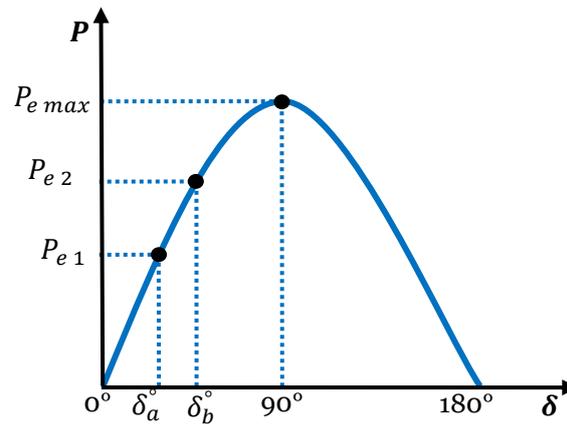


Figure 1.4. Courbe  $P = f(\delta)$

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent, de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$ , figure 1.4. Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure 1.5), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure 1,5).

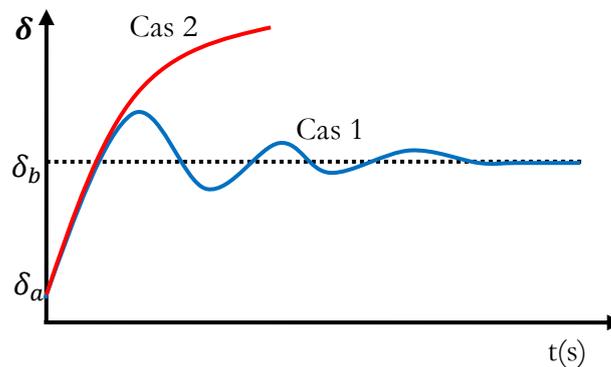


Figure 1.5. Variation temporelle d'angle rotorique

### 1.3. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

Ces dernières années, la stabilité transitoire est devenue plus critique, à cause de l'interconnexion, l'accroissement énorme de la demande et les contraintes économiques de construire des nouvelles centrales de production et des nouvelles lignes de transmission. Tous ces facteurs conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité, ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel [12]. A cause de la forte non-linéarité une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre des paramètres. Plusieurs de méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles ;

- Méthodes d'intégration numériques ;
- Méthodes directes (ou énergétiques);
- Méthodes hybrides.

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes:

#### 1.3.1. Méthodes d'intégration numériques

Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution, pas à pas, de l'ensemble des équations integro-différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire, en donnant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, généralement, les méthodes implicites d'intégration numériques sont utilisées pour résoudre l'ensemble d'équations (e.g la méthode trapézoïdale). L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms), et la phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelques secondes (généralement, un system qui na pas perd le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable) [1, 9]. Souvent, on évalue la stabilité:

- Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné  $t_e$ .
- Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évaluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation [8].

### **1.3.1.1. Avantages des méthodes d'intégration numériques**

- Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du system (angles des rotors, vitesses, puissance.etc);
- Peut s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quelque soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements) ;
- Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du system [1].

### **1.3.1.2. Inconvénients des méthodes d'intégration numériques**

- Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.
- Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable [9].

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine des ordinateurs ont contribué à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes [1].

## **1.3.2. Méthodes directes**

Les inconvénients des méthodes temporelles précités ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier) [1]. Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un system mono machine reliée à un jeu de barres infini, les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur [13].

### **1.3.2.1. Avantages des méthodes directes**

- La rapidité (le temps de calcul court) ;
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [12].

### **1.3.2. Inconvénients des méthodes directes**

- Ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille ;
- Une limitation dans la modélisation du réseau ;
- Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau [12].

### **1.3.3. Méthodes hybrides**

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

- L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines ;
- Le problème de modélisation peut être résolu en incluant la fonction de Lyapunov calculée par les méthodes d'intégration numériques [8].

La méthode dite SIME (SIngle Machine Equivalent), est souvent utilisée pour évaluer la stabilité transitoire, c'est une méthode hybride résultant de la combinaison de la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur le système mono machine équivalent. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir [1, 8]:

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

## **1.4. Méthodes 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 tous événement qui peut conduire vers un black out [7]. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur [7, 14]:

### **1.4.1. Augmentation de la constante d'inertie des générateurs**

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque (équation 1.9). L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

### 1.4.2. Augmentation de la puissance active

Pour un défaut affectant le réseau de la figure 1.3, le système conservera sa stabilité si  $\delta$  n'atteint pas  $\delta_{m1}$  (limite de stabilité). Par l'augmentation de la puissance active, et pour une puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent également (figure 1.6). En se référant à l'équation (1.1) cette solution peut être réalisée soit en augmentant la tension de service, soit en diminuant la réactance de transfert  $X_E$  par la construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois).

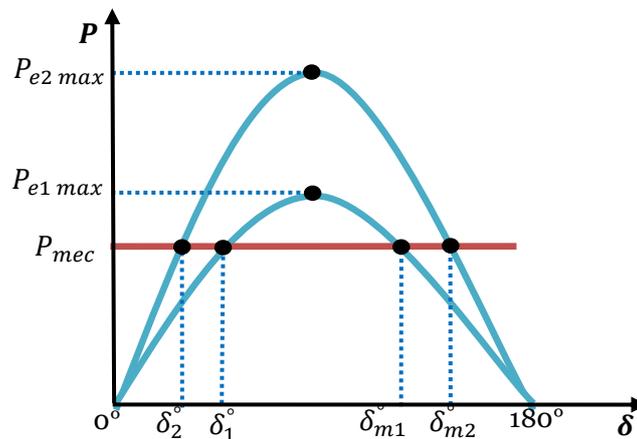


Figure 1.6. Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité

### 1.4.3. Installation des protections et des appareils de coupure rapides

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée. Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

### 1.4.4. Implantation des valves rapides des turbines à gaz

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

### 1.4.5. Installation des résistances d'amortissement

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

### 1.4.6. Utilisation des PSS

Les stabilisateurs de puissance (PSS, Power System Stabilizers) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales [5].

#### 1.4.6.1. Composition d'une chaîne de production

Avant d'entamer le principe de fonctionnement et la construction des PSS, il est très utile de connaître la chaîne de production d'électricité.

##### a. Machine synchrone

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones. Ces dernières sont caractérisées par une vitesse de rotation de l'arbre de sortie de chaque machine égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, un couple mécanique issu d'une source d'énergie primaire, comme l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire ou l'énergie du vent, est appliqué à l'axe de la machine synchrone via un lien mécanique intermédiaire, à savoir la turbine. Le champ magnétique du rotor est généré habituellement par un circuit d'excitation alimenté par courant continu.

##### - Equations mécaniques

Dans le problème de la stabilité et notamment la stabilité transitoire, on s'intéresse généralement aux propriétés mécaniques des générateurs. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique  $C_m$  est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique  $C_e$  est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique, (Figure 1.7). Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir un impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés [6]. Pour un système multi machines, s'il y a un déséquilibre des couples agissants sur le rotor de la  $i$ ème machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivante :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (C_{mi} - C_{ei}) \quad (1.11)$$

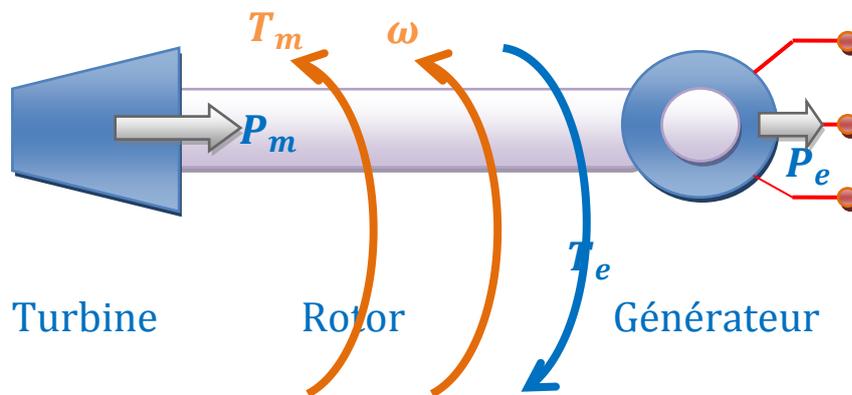
L'équation de l'angle rotorique de la  $i$ ème machine est donnée par :

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\Delta\omega_i - 1) \quad (1.12)$$

Avec :

$\Delta\omega_i$  : déviation de la vitesse angulaire du rotor de  $i$  eme machine [pu] ;

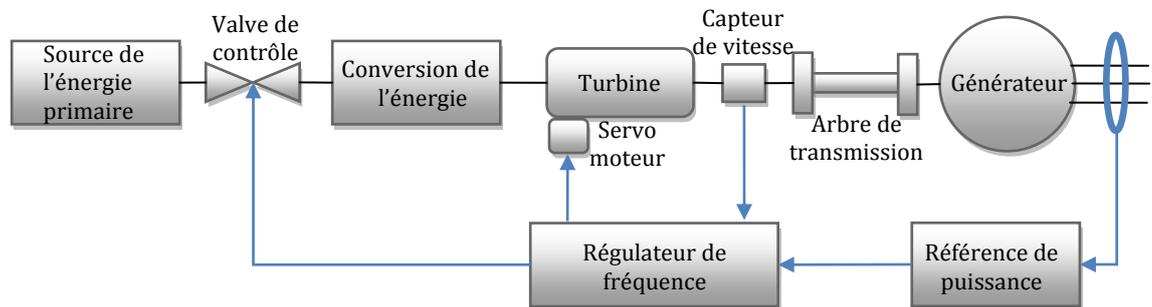
$\omega_0$  : vitesse de synchronisme [rad/s].



**Figure 1.7.** Description schématique des couples et puissances dans la machine synchrone

### *b. Turbine et Régulateur de fréquence*

Un système de force motrice, (figure 1.8), se compose de la source d'énergie primaire, de la turbine (équipée d'un servomoteur) et du régulateur de fréquence (gouverneur) [6]:



**Figure 1.8.** Description schématiques d'une chaîne de production

La turbine transforme l'énergie potentielle de la source en énergie de rotation de l'arbre (rotor) sur lequel est placé l'alternateur. L'alternateur convertit la puissance mécanique fournie par la turbine en puissance électrique de sortie. La vitesse de l'arbre de la turbine est mesurée précisément et comparée à la vitesse de référence. Le régulateur de fréquence (vitesse) agit ensuite sur le servomoteur pour ouvrir et fermer les vannes de contrôle et modifier par conséquent la vitesse du générateur. Ainsi, le rôle de la turbine est d'entraîner le rotor du générateur à la vitesse synchrone correspondant à la fréquence du système de puissance. Le modèle de l'ensemble turbine à vapeur/gouverneur utilisé en simulation dynamique du modèle non-linéaire est représenté par la figure 1.9 [6]:

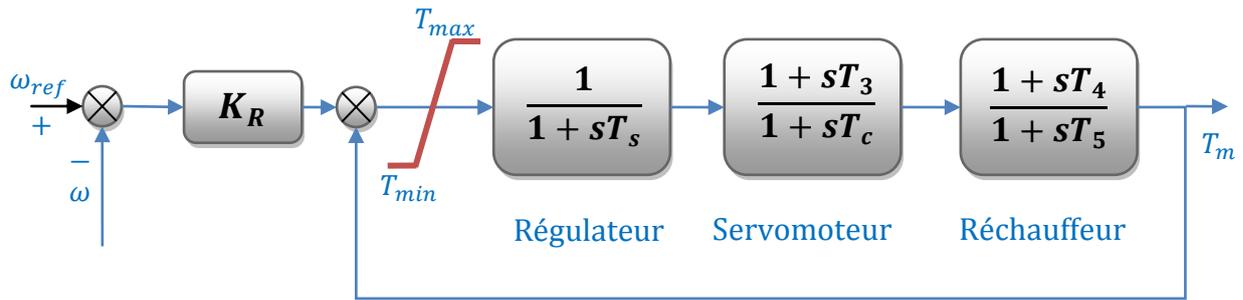


Figure 1.9. Modèle de la turbine et du gouverneur

### c. Système d'excitation et régulateur de tension

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau. Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (Automatic Voltage Regulator : AVR), figure 1.10. Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. En outre ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation [6].

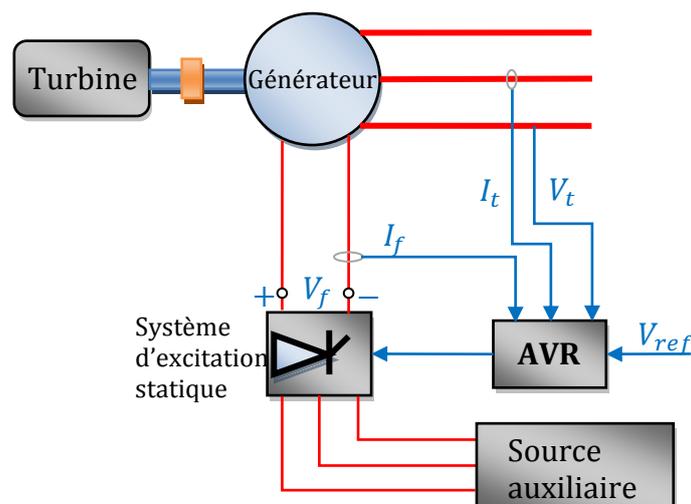
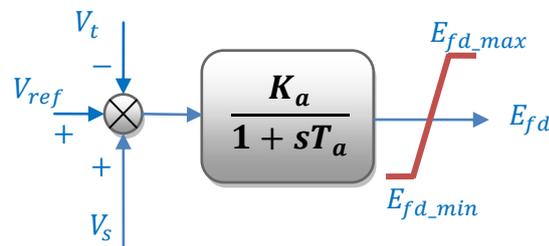


Figure 1.10. Structure générale d'un système d'excitation statique avec AVR

Actuellement, les systèmes d'excitation les plus utilisés sont [6]:

- **Systèmes d'excitation à courant continu** : Ils utilisent une génératrice à courant continu avec collecteur comme source de puissance du système d'excitation.
- **Systèmes d'excitation à courant alternatif** : Ils utilisent un alternateur et des redresseurs statiques ou tournants pour produire le courant continu nécessaire dans l'enroulement d'excitation de la machine synchrone.
- **Systèmes d'excitation statiques** : Dans ce cas, le courant d'excitation est fourni par un redresseur commandé. Sa puissance est fournie soit directement par le générateur à travers un transformateur donnant le niveau approprié de tension, soit par des enroulements auxiliaires montés dans le générateur.

La figure 1.11 montre le modèle du système d'excitation et de son régulateur de tension utilisé.



**Figure 1.11.** Modèle simplifié du système d'excitation

La grandeur  $V_{ref}$  est la consigne de tension déterminée pour satisfaire les conditions de l'état équilibré. Le régulateur de tension compare le signal  $V_t$  (un signal continu proportionnel à la valeur efficace de la tension alternative du générateur) à la tension de consigne  $V_{ref}$ . Un signal complémentaire  $V_s$  peut être ajouté au nœud de comparaison : il s'agit d'un signal issu de certains dispositifs spécifiques de commande comme les stabilisateurs de puissance (PSS). Ensuite, le signal d'erreur est amplifié pour donner la tension d'excitation demandée  $E_{fd}$ . La constante de temps et le gain de l'amplificateur sont respectivement  $T_a$  et  $K_a$ . Les valeurs extrémales de la tension d'excitation ( $E_{fd-max}$ ,  $E_{fd-min}$ ) sont fixées par un système de limitation.

La relation suivante décrit, le fonctionnement du modèle :

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a} (K_a (V_{ref} - V_t + V_s) - E_{fd}) \quad (1.13)$$

#### 1.4.6.2. Fonctionnement et modèle de PSS

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur, figure 1.12.

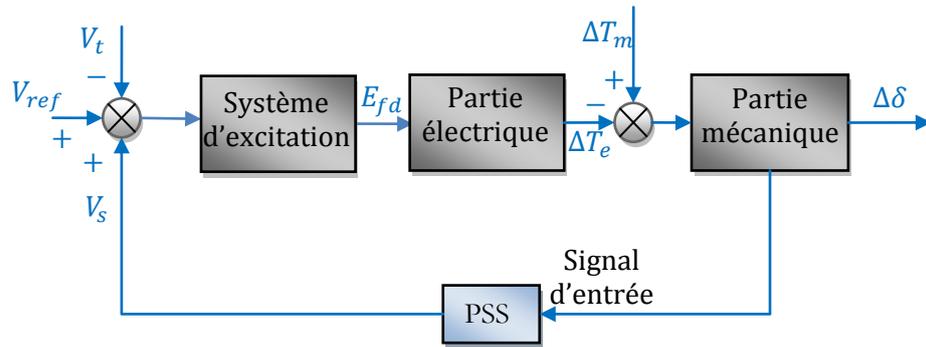


Figure 1.12. Modèle simplifié de la liaison entre PSS et le système

Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants :

- supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d assurer la stabilité transitoire du système.
- maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux.

Le choix du signal d'entrée de PSS représente une étape critique dans la conception du PSS. Un bon résultat peut être obtenu si l'entrée du PSS est la variation de la vitesse de rotor  $\Delta\omega$ , la variation de puissance produite du générateur  $\Delta P_e$  ou la fréquence du jeu de barres  $\Delta f$  [5, 6].

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, (figure 1.13) :

- un bloc d'amplificateur.
- un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".
- un bloc de compensation de phase.
- un limiteur

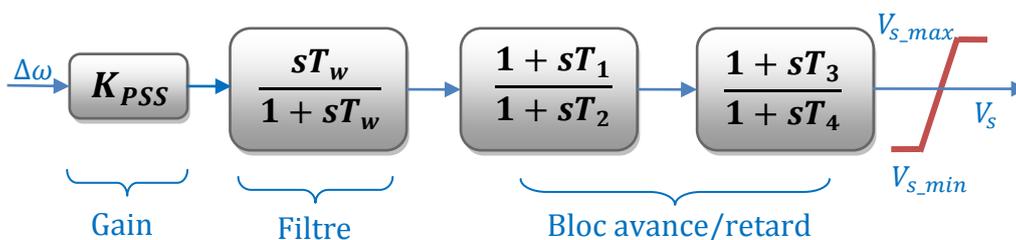


Figure 1.13. Modèle d'un PSS type avance de phase

### ***a. Amplificateur***

Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. Théoriquement, sa valeur  $K_{PSS}$  doit correspondre à l'amortissement maximal. Généralement,  $K_{PSS}$  varie généralement de 0.01 à 50 [6].

### ***b. Filtre passe-haut "filtre washout"***

Il élimine les oscillations à très basses fréquences (inférieures à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le PSS ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse (fourni une sortie nulle en état d'équilibre [5]). Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur  $T_w$  fixée à 10 secondes.

### ***c. Filtre de compensation de phase***

L'origine de l'amortissement négatif est associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur ( $\Delta T_e$ ) et l'entrée du système d'excitation ( $\Delta V_{er}$ ). Par conséquent, le PSS fournit l'avance de phase nécessaire pour compenser ce retard. Pratiquement, un bloc de phase d'avance pure ne suffit pas pour réaliser la compensation de phase nécessaire ; ainsi, un bloc d'avance/retard de phase est souvent utilisé. Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages (au moins) de compensations de phase sont nécessaires. La fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pôle-zéro, les constantes de temps d'avance ( $T_1, T_3$ ) et de retard ( $T_2, T_4$ ) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6 secondes [6].

### ***d. Limiteur***

Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de  $\pm 0.02$  à 0.1 pu

## **1.4.7. Contrôle rapide et flexible de l'écoulement de puissance**

En installant des dispositifs contrôlables, comme le transport d'énergie en courant continu (High Voltage Direct Current, HVDC), et les dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). Malgré le coût élevé de cette solution, mais vu l'évolution récente des réseaux électriques et leurs contraintes, cette solution est très efficace [7, 14].

## **1.5. Conclusion**

L'étude de la stabilité transitoire est une étape primordiale dans la conception, la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Grâce à cette étude, on peut porter un jugement sur la capacité du réseau à résister contre les incidents majeurs qui peuvent surgir en tout moment.

L'une des méthodes d'améliorer la capacité d'un système électrique à résister contre les grands incidents est d'intégrer des dispositifs à base d'électronique de puissance (FACTS) dans le réseau de transport. L'étude, l'apport et l'utilisation de ces dispositifs font l'objet du prochain chapitre.

## Chapitre 02

# ETUDE DES DISPOSITIFS FACTS

---

### 2.1. Introduction

Devant les problèmes de transit de puissances, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique.

La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux de transport et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant la stabilité des réseaux.

### 2.2. Concepts de base et définitions

Le concept de base des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) est basé sur l'incorporation des dispositifs à base d'électronique de puissance dans les systèmes électro énergétiques haute tension, afin de les rendre électroniquement contrôlables [15]. L'ère des dispositifs FACTS était déclenchée par le développement de nouveaux dispositifs à semi-conducteurs de commutation électriques (IGCT, GTO...) [16]. La technologie FACTS n'est pas limitée en un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble des paramètres du réseau: tension, impédance, angle ...etc., ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie [1, 16].

La flexibilité de transmission de l'énergie est définie comme étant l'aptitude d'accommoder aux changements du système énergétique et aux conditions de fonctionnement en maintenant l'état stable et de suffisantes marges de stabilité transitoire

### 2.3. Nécessité des dispositifs FACTS

La compensation de l'énergie réactive au niveau des lignes de transmission permet la régulation du profil de la tension le long de ces lignes avec un bon contrôle de la puissance active transmise. Il est

reconnu que, la stabilité peut être améliorée, quelque soit son type, si la compensation réactive du système de transmission varie rapidement. Les méthodes de compensation de l'énergie réactive classiques se basent sur les batteries de condensateurs ou les bobines fixes ou commandées mécaniquement. Ces méthodes sont non efficaces dans le contrôle du réseau électrique quand il est sévèrement perturbé [7].

Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT et GTO, le temps de réaction de ces dispositifs est diminué à quelques milli secondes. Il est possible donc de répondre à la demande par l'utilisation d'une compensation rapide en utilisant les dispositifs FACTS [17].

## 2.4. Classification des systèmes FACTS

Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories :

### 2.4.1. Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci [17].

#### 2.4.1.1. Condensateurs séries contrôlés par thyristors TCSC

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est parmi les dispositifs FACTS les plus importants, utilisé pendant plusieurs années pour l'augmentation de la puissance transmise par la ligne, afin de renforcer la stabilité du réseau [17]. Il est constitué d'une inductance  $L$  en série avec un gradateur (TCR Thyristor Series Reactor) et l'ensemble en parallèle avec une capacité  $C$  comme l'illustre la Figure 2.1.

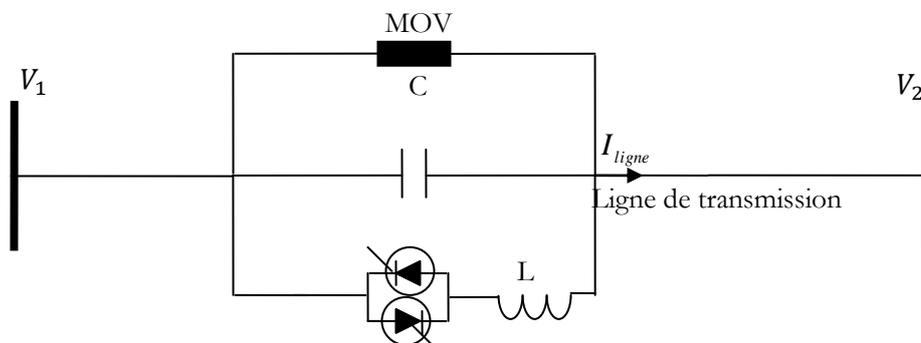


Figure 2.1. Structure du TCSC

Le TCSC placé en série dans une ligne de transport permet de contrôler le flux de puissances et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance  $X_{TCSC}$  qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors  $\alpha$  donné par la formule :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2} \quad (2.1)$$

L'action du contrôle du TCSC est exprimée en terme de pourcentage de compensation  $k_c$  donné par [18]:

$$k_c = \frac{X_c}{X_L} \times 100\% \quad (2.2)$$

Où :

$X_L$  ; la réactance de la ligne ;

$X_c$  ; la réactance capacitive effective offerte par le TCSC.

Suivant la valeur de  $\alpha$ , on distingue trois modes de fonctionnement [17, 18] :

- $\alpha = 180^\circ$  la bobine est complètement déconnectée, le TCSC est considéré comme un condensateur série fixe ;
- $90^\circ < \alpha < 180^\circ$   $X_{TCSC}$  est la combinaison parallèle de  $X_L$  et  $X_c$  ;
- $\alpha = 90^\circ$  les thyristors sont en pleine conduction, le TCSC peut servir à limiter le courant de défaut.

La puissance transitée dans une ligne équipée d'un TCSC est donnée par la formule :

$$P_{12} = \frac{|\bar{V}_1| \cdot |\bar{V}_2|}{X_{TCSC}} \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.3)$$

Généralement, chaque ensemble possède en parallèle un élément de protection contre les surtensions, appelé MOV (Métal Oxide Varistor) [7].

#### **2.4.1.2. Compensateur réactif contrôlé par thyristor TCSR**

Le TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor) est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable [17].

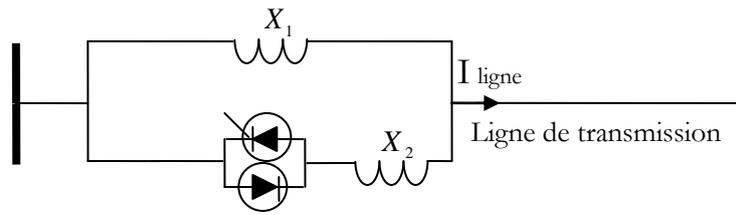


Figure 2.2. Structure du TCSR

Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable  $X_1$  agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

### 2.4.1.3. Compensateur synchrone statique série SSSC

Ce type de compensateur série (en anglais, Static Synchronous Series Compensator) 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. Ce dispositif possède des avantages si l'on compare avec le TCSC [19];

- Elimination des composants passifs (inductance et capacités);
- Une aptitude symétrique dans les deux modes (inductif et capacitif).

Son rôle est d'introduire une tension triphasée  $V_i$ , à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de la ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. La figure 2.3 montre le schéma de base d'un SSSC et sa caractéristique V-I

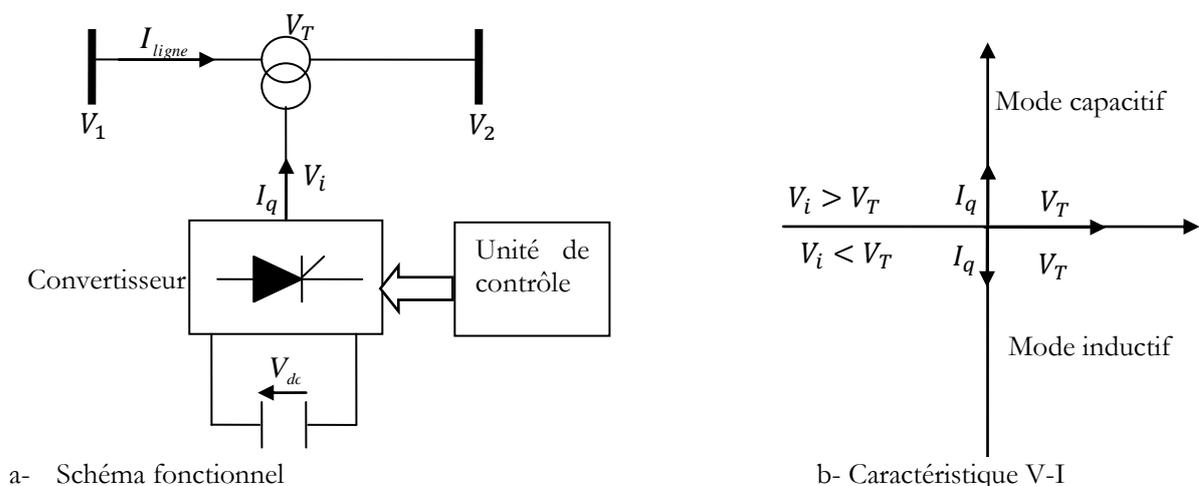


Figure 2.3. Compensateur synchrone statique série

Si l'injection de  $\Delta V$  s'effectue avec un angle de  $90^\circ$  degré en arrière par rapport au courant de la ligne, on obtient une compensation série. Cette compensation est équivalente à un condensateur série à la fréquence fondamentale. Si par contre, la tension  $\Delta V$  est injectée avec un angle de  $90^\circ$  en avance par rapport au courant de la ligne, la compensation a le même effet que celui d'augmenter l'impédance réactive de la ligne.

Comparé avec le compensateur série conventionnel, le SSSC fournit une tension série  $\Delta V$  qui est indépendante du courant de la ligne. En plus, le SSSC est capable de fournir une compensation à tension constante et en phase avec le courant variable de la ligne. L'amplitude de la tension injectée  $\Delta V$  peut être contrôlée indépendamment de l'amplitude du courant de la ligne.

### 2.4.2. Compensateurs shunts

Vers la fin des années 60, plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. En effet, tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [17].

#### 2.4.2.1. Compensateur statique de l'énergie réactive SVC

Le SVC (Static Var Compensator) est la première génération FACTS qui a été déposée sur le marché il y a presque trente ans [7]. Il est constitué d'une batterie de condensateurs commutés à thyristors (TSC Thyristor Switched Capacitors), et d'un banc de bobines contrôlées à thyristors (TCR Thyristor Controlled Reactors) comme le montre la figure 2.4, dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud [17]. Avec une coordination appropriée de l'interrupteur des condensateurs et le contrôle des bobines, la puissance réactive de sortie peut être variée continuellement entre les taux capacitifs et inductifs de l'équipement.

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

$$P_{SVC} = 0 \quad (2.4)$$

$$Q_{SCV} = -|\bar{V}_{bus}|^2 \cdot B_{SVC} \quad (2.5)$$

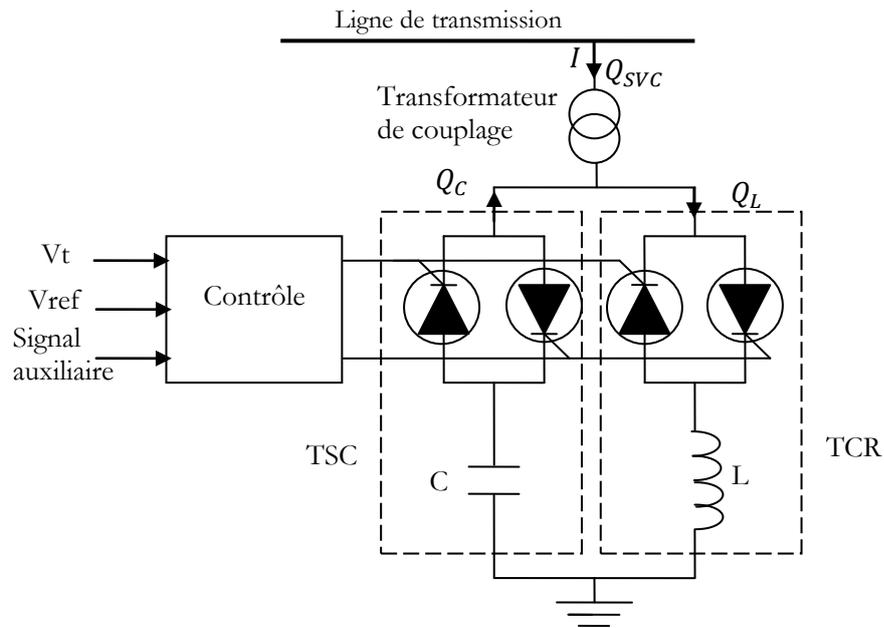


Figure 2.4. Structure du SVC

Les éléments contrôlables sont les thyristors du TCR et TSC (le courant du TCR est en arrière de  $90^\circ$  degrés par rapport à la tension) [20]. A l'état stable, la loi de commande du SVC obéit à la caractéristique V-I du compensateur. Cette dernière peut être écrite sous forme d'équations [21]:

En mode de régulation selon la valeur de  $B$  ;

$$V = V_{réf} + X_s \cdot I_{SVC} \quad (2.6)$$

Sachant que:

$$-B_{C\ max} < B < B_{L\ max}$$

- $V = \frac{I}{-B_{C\ max}}$  le SVC est totalement capacitif,  $B = B_{C\ max}$
- $V = \frac{I}{B_{L\ max}}$  le SVC est totalement inductif,  $B = B_{L\ max}$

Où :

$V$  : tension au niveau de jeu de barres :

$V_{réf}$  : tension de référence :

$I$  : courant du SVC :

$X_s$  : la pente de réactance  $X_s = \frac{\Delta V_{C\ max}}{\Delta I_{C\ max}} = \frac{\Delta V_{L\ max}}{\Delta I_{L\ max}}$

$B_{C\ max}$  : susceptance capacitive maximale :

$B_{L\ max}$  : susceptance inductive maximale.

Les valeurs typiques du  $X_s$  sont de 0.02 à 0.05 pu. A tension nominale, le SVC se comporte comme une réactance fixe. La caractéristique  $V-I$  du SVC est donnée par la figure 2.5 [22]:

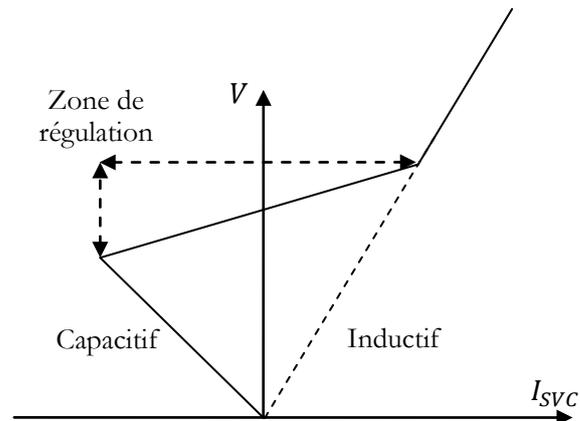


Figure 2.5. La caractéristique V-I du SVC

#### 2.4.2.2. Compensateur synchrone statique STATCOM

C'est en 1990 que le premier STATCOM a été conçu. C'est un convertisseur de tension à base des thyristors GTO ou IGBT alimenté par des batteries de condensateurs. L'ensemble est connecté parallèlement au réseau à travers un transformateur de couplage. Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [17].

La figure 2.6 représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de thyristors GTO et de diode en antiparallèle.

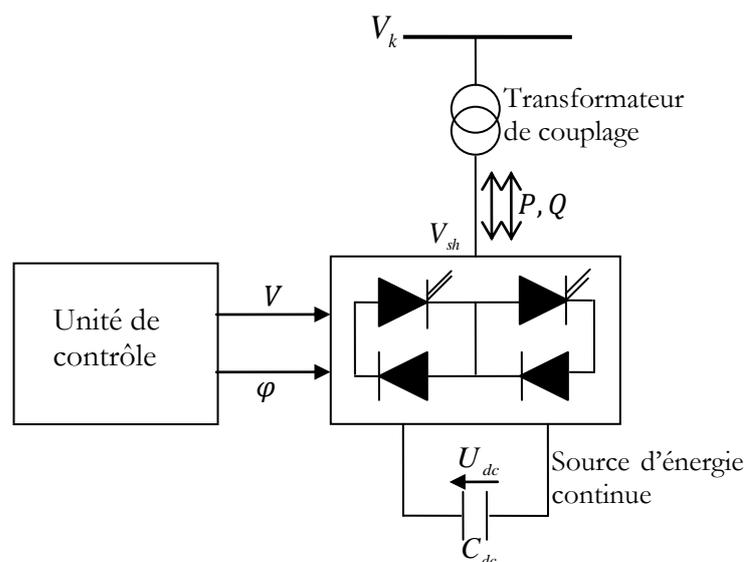


Figure 2.6. Structure du STATCOM

Ce dispositif peut fournir une puissance réactive variable et réguler la tension du jeu de barres où il est connecté [19]. Il est analogue à un compensateur synchrone. Son rôle est identique à un SVC mais avec plus de robustesse. Ce dispositif est capable de fournir la puissance réactive même si la tension du jeu de barres de connexion est très faible. D'après sa caractéristique on constate que le courant maximal du STATCOM est indépendant de la tension du nœud [23].

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

$$Q_{sh} = \frac{|\bar{V}_k|^2}{X_{sh}} - \frac{|\bar{V}_k| \cdot |V_{sh}|}{X_{sh}} \cos(\theta_k - \theta_{sh}) = \frac{|\bar{V}_k|^2 - |\bar{V}_k| \cdot |V_{sh}|}{X_{sh}} \quad (2.7)$$

Si  $|\bar{V}_k| > |V_{sh}|$ , alors  $Q_{sh}$  devient positive, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $-\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V_k$  donc le STATCOM absorbe de la puissance réactive.

Si  $|\bar{V}_k| < |V_{sh}|$ , alors  $Q_{sh}$  devient négative, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V_k$  donc le STATCOM fournit de la puissance réactive.

Si  $|\bar{V}_k| = |V_{sh}|$ ,  $Q_{sh} = 0$ , le courant dans l'inductance est nul, et par conséquent pas d'échange d'énergie.

### 2.4.3. Compensateurs série-shunt (hybrides)

Ces dispositifs constituent une combinaison des dispositifs séries et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ces dispositifs permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport.

#### 2.4.3.1. Régulateur d'angle de phase contrôlé par thyristors TCPAR

Le TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator ) ou bien déphaseur statique, est un transformateur déphaseur à base de thyristors [7]. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède plusieurs rapports de transformation  $n_1, n_2, n_3$ . Ces deux transformateurs sont liés par un arrangement de thyristors de commutation figure.2.7.

Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec celle de la ligne. Cette tension injectée peut modifier l'angle de phase de la tension de la ligne et aussi le contrôle de l'écoulement de puissance.

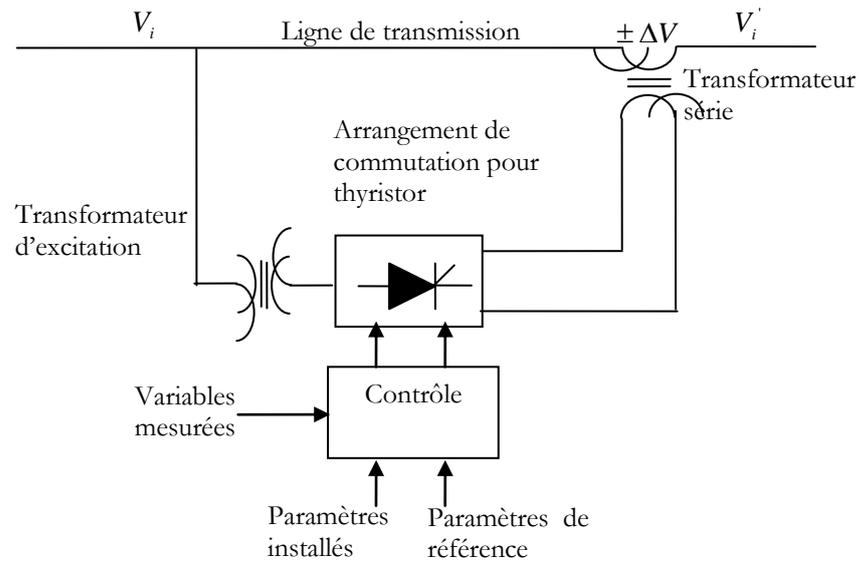


Figure 2.7. Structure du TCPAR

L'arrangement de thyristors est combiné de façon à fournir une tension changeable au secondaire du transformateur série  $\Delta V$  et d'angle de  $\mp 90^\circ$  relatif à la tension  $V_l$  de la ligne.

Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé.

#### 2.4.3.2. Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance UPFC

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique [17]:

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

Comme le TCPAR, l'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. La figure 2.8 montre le schéma de base de l'UPFC :

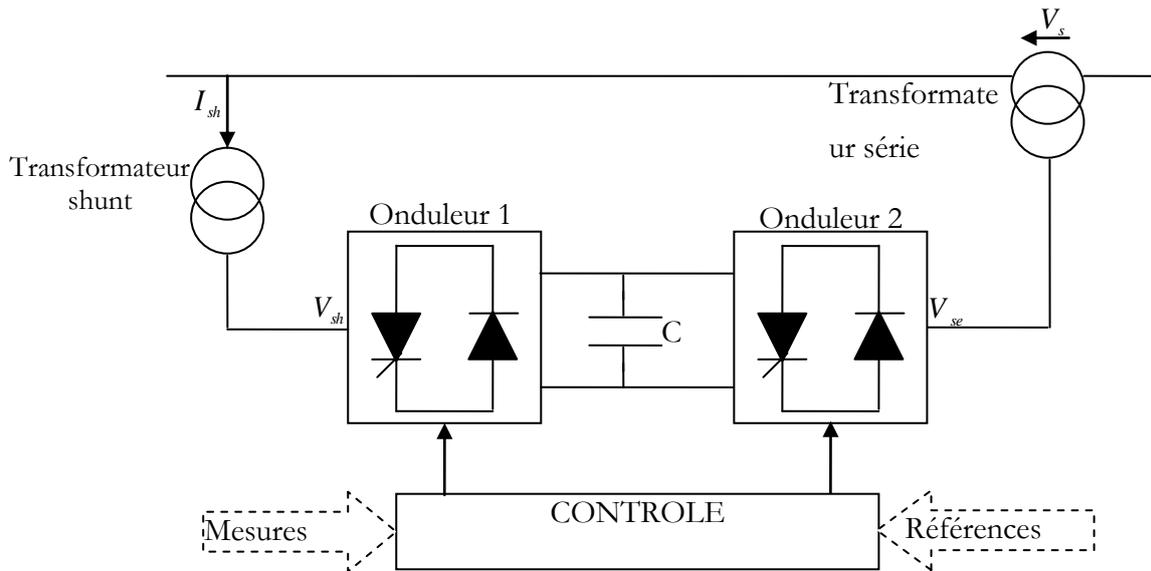


Figure 2.8. Structure de l'UPFC

L'onduleur-2- injecte la tension  $V_s$ , qu'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, réactive et celui de la tension de ligne. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

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

## 2.5. Apports et avantages des dispositifs FACTS

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales. Ces possibilités résultent par l'habileté des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (1.1), qui gouverne la fonction de transmission de l'énergie dans une ligne telles que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension angle de

phase. Par cette action, les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir [1, 17] :

- Contrôle du flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS.

Ce contrôle doit être réalisé selon un cahier des charges prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs ;

- Améliorer la stabilité dynamique et transitoire du système et atténuer les oscillations de puissances ;
  - Contrôler des tensions aux jeux de barres ;
  - Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques ;
  - Contrôler la puissance réactive donc augmenter la puissance active transportée et minimiser les pertes ;
  - Améliorer de la qualité de l'énergie.

## **2.6. Coût des dispositifs FACTS**

Mis à part les avantages techniques apportés par les dispositifs FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif [24]. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un dispositif FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation. Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système et la technologie du semi-conducteur utilisée.

## **2.7. Dispositifs FACTS en exploitation**

A ce jour, plusieurs centaines d'installations du FACTS sont exploitées ou en cours de réalisation dans le monde. Un petit nombre de fabricants se partagent le marché. La majorité des dispositifs sont des compensateurs de puissance réactive de type SVC utilisés pour le maintien de la tension dans le réseau. La grande majorité de ces dispositifs est placée dans le réseau pour accomplir une tâche bien précise et très locale. Rares sont les cas où plusieurs dispositifs peuvent interagir entre eux et nécessitent un contrôle coordonné. Dans cette section, quatre installations en exploitation sont présentées [24].

### **2.7.1. Condensateur Série Avancé (ASC) de Kayenta (les états unis)**

Le condensateur série avancé ASC (Advanced Series Capacitor) est le nom commercial donné par le fabricant Siemens au dispositif série mixte comprenant un TCSC et un condensateur conventionnel, ce

dispositif consiste en deux bancs de capacités série de  $55 \Omega$  (165 MVar et 1000 A). Un FACTS de ce type a été mis en service en 1992 à Kayenta (Arizona, USA), sur le réseau de Western Area Power Administration (WAPA). Il a pour but d'utiliser une ligne 230 kV, de 230 km de longueur, à sa capacité de transport maximale. Celle-ci avait été dimensionnée pour transporter une puissance de 300 MW. De nouvelles lignes 345 kV et 500kV situées sur des chemins parallèles en empêchaient la pleine utilisation. Avec l'augmentation des échanges, certaines lignes étaient proches de leurs limites alors que la ligne 230 kV était sous-exploitée. L'installation d'un ASC au milieu de la ligne permet d'accroître de 100 MW le transit de puissance dans la ligne et de l'exploiter proche de sa limite thermique. L'ASC permet une compensation réactive maximale de 330 MVar [20, 24, 25].

### **2.7.2. TCSC d'Imperatriz (Brésil)**

Un TCSC est utilisé depuis 1999 pour réaliser l'interconnexion nord-sud de Brésil. Ce pays possède deux systèmes électriques principaux qui n'étaient pas interconnectés. La puissance transportée est à 95% d'origine hydraulique. Pour bénéficier de la diversité hydrologique, une liaison consistant en un corridor de transmission de 500 kV, d'une longueur dépassant 1000 km a été construite. La ligne a été compensée par des compensateurs série en plusieurs endroits. Un TCSC a été implanté au poste d'Imperatriz. Il permet une compensation comprise entre 5% et 15% de la ligne. Son rôle est principalement d'amortir les oscillations de puissance interzones à basse fréquence (0.2 Hz) qui peuvent présenter un risque pour la stabilité du système. De plus, la réactance apparente inductive du TCSC aux fréquences hypo synchrones est bénéfique en cas de résonance introduite par la compensation [20, 24, 25].

### **2.7.3. STATCOM de Sullivan (les états unis)**

C'est en 1995 que fut installé un STATCOM à la sous-station de Sullivan, dans le réseau de la Tennessee Valley Authority (TVA). Ce poste est alimenté par le réseau 500 kV, via un transformateur de 1200 MVA avec un régulateur en charge, ainsi que par quatre lignes 161 kV, de plus, l'entreprise TVA possède une interconnexion avec la compagnie American Power Electric (AEP) par laquelle des oscillations de puissance pourraient arriver. Un STATCOM d'une puissance initiale  $\pm 100$ MVar permet de contrôler la tension du nœud 161 kV lorsque la charge augmente afin d'éviter les changements de prises du transformateur 500/161kV. L'utilisation du STATCOM pour le réglage de la tension en ce nœud a permis de réduire le nombre d'interventions du transformateur d'environ de 250 à 2-5 fois par mois [20, 24, 25].

### 2.7.4. UPFC d'Inez (les états unis)

C'est le premier UPFC au monde mis en service en 1998 au poste Inez de l'American Electric Power (AEP) à Kentucky pour le maintien de la tension et le contrôle de l'écoulement de puissance. Il a été dimensionné de telle sorte à fournir une rapide compensation réactive shunt avec un rang de 320 MVar, et pour le contrôle de l'écoulement de puissance dans la ligne 138 kV. En outre, il peut être utilisé pour forcer la puissance au-dessus de 950 MVA pour toutes les contingences. L'application prouve que l'UPFC possède une remarquable capacité en matière de contrôle du flux d'énergie active et réactive dans la ligne, ainsi que la régulation de la tension au nœud. De plus, il a une structure souple pour être reconfiguré afin d'offrir une compensation shunt et série indépendante.

Il existe aussi de nombreuses autres applications fructueuses des dispositifs FACTS. En particulier, ces dernières années, avec l'amélioration de l'électronique de puissance, les coûts de ces dispositifs pourraient être considérablement réduits, et donc l'application pratique des dispositifs FACTS devient plus favorable [20, 24, 25].

## 2.8. Applications pratiques des dispositifs FACTS.

Les systèmes FACTS sont habituellement connus comme nouvelle technologie, mais des centaines d'installations dans le monde, plus particulièrement du SVC depuis 1970 avec une puissance totale installée de 90.000 MVAR, prouvent l'acceptation de ce genre de technologie [20]. Le tableau 2.1 montre des chiffres approximatifs des dispositifs FACTS installés dans le monde avec les puissances totales installées.

**Tableau 2.1.** Statistiques des dispositifs FACTS autour du monde.

Type	Nombre	Puissances installées MVar
SVC	600	90.000
STATCOM	15	1.200
TCSC	10	2.000
HVDC	41	14.000
UPFC	2-3	250

## 2.9. Réglage des paramètres des contrôleurs FACTS (état de l'art)

Un grand nombre de travaux de recherche a été réalisé sur le réglage optimal des paramètres des contrôleurs FACTS dans un réseau électrique. Ils se différencient principalement les uns des autres par :

- La méthode d'analyse de la stabilité ;
- La méthode d'optimisation ;
- La fonction objective.

En régime dynamique, les dispositifs FACTS sont généralement utilisés pour amortir les oscillations de puissance, l'analyse linéaire de la stabilité du système est souvent utilisée. Cette méthode se base sur la linéarisation des matrices d'état d'un réseau subissant des petites perturbations. Généralement, le critère de la sensibilité des valeurs propres est utilisé pour l'évaluation de la stabilité. Dans une telle analyse, la formulation de la fonction objective se repose sur l'amélioration du facteur d'amortissement des oscillations électromécaniques. Dans [26], une étude comparative de la robustesse des différents dispositifs FACTS (SVC, TCSC et UPFC) a été proposée pour l'amélioration de la stabilité d'un réseau mono machine relié à un jeu de barres infini en supposant quatre points de fonctionnement :

- Nominal ( $P_e = 1.0, pu Q_e = 0.015pu$ );
- Léger (sous chargée) ( $P_e = 0.3, pu Q_e = 0.1pu$ );
- Lourd (surchargée) ( $P_e = 1.1, pu Q_e = 0.1pu$ );
- Régime ( $P_e = 0.7, pu Q_e = -0.3pu$ )

Les auteurs ont proposé :

- Des matrices d'état de l'ordre 4 décrivant le système ;
- Des contrôleurs de type avance de phase à deux étages, où ils ont considéré la déviation de la vitesse du rotor comme un signal d'entrée du contrôleur ;
- Une fonction objective basée sur la maximisation du facteur d'amortissement donnée par :

$$J = \min(\xi_i) \quad (2.8)$$

Où :

$\xi_i$  : vecteur des facteurs de d'amortissement qui correspondent aux modes complexes pour tous les points de fonctionnement considérés, donnée par la relation :

$$\xi = -\frac{\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \quad (2.9)$$

$\alpha$  : partie réelle du valeur propre ;

$\beta$  : partie imaginaire du valeur propre.

Le problème d'optimisation est formulé comme suit :

*maximiser J*

Soumis à ;

$$K_{min} \leq K_i \leq K_{max}$$

– La méthode PSO pour la détermination des paramètres optimaux : dans chaque itération, les facteurs d'amortissement qui correspondent aux quatre points de fonctionnement vont être empilés dans le vecteur  $\xi_i$ . Puis, le facteur dont la valeur est la plus basse sera affecté à  $J$ , où  $J$  est la fonction objective à maximiser par la méthode PSO.

Les résultats d'optimisation pour différents types de perturbations en termes de facteur d'amortissement et couple d'amortissement stipulent que ;

- Le dispositif UPFC présente le facteur d'amortissement le plus grand, tandis que le SVC possède le facteur le plus faible ;
- Le TCSC est le dispositif le plus effective en régime nominal et surchargé.

Les résultats d'optimisation sont testés pour un court-circuit symétrique de six cycles. Les résultats graphiques en terme de variation de l'angle de transport montrent que ;

- Le dispositif UPFC présente le dépassement le plus faible ;
- L'UPFC et le TCSC améliorent considérablement la stabilité de la première oscillation.

Dans le même contexte, les auteurs de [27] ont proposé la méthode des algorithmes génétiques à codes réels (AGCR) pour l'optimisation simultanée des paramètres du SVC et du PSS, pour les cas d'un réseau mono machine et multi machine. L'optimisation a été faite pour les paramètres des PSS seuls, puis en considérant les deux dispositifs simultanément.

Dans [28], l'analyse des valeurs propres est appliquée, afin d'évaluer la stabilité du réseau multi machine proposé. Le but de cet article est d'améliorer l'amortissement des oscillations de puissance en sélectionnant le meilleur emplacement et le meilleur réglage des paramètres du SVC et du PSS. Premièrement, les auteurs ont procédé au dimensionnement du PSS afin de déterminer l'emplacement optimal, puis la procédure est refaite pour déterminer le meilleur emplacement du SVC. La performance du réseau avec les paramètres pré calculés est enfin testée en considérant différentes perturbations. Les résultats de simulation ont montrés que le réglage simultané des paramètres du PSS et du SVC a fourni un amortissement suffisant des oscillations.

Dans [29] les auteurs ont proposé un SVC basé sur un contrôleur PI. L'étude a été effectuée sur un réseau mono machine en appliquant les algorithmes génétiques. Les auteurs ont proposé :

- Un système mono machine du 4<sup>ème</sup> ordre ;
- Un SVC de type FC-TCR ;
- Une fonction objective donnée par ;

$$J = \int_0^{t_{sim}} |\Delta\omega| \cdot t \cdot dt \quad (2.10)$$

Le contrôleur PI conçu a été testé pour des variations de la puissance du générateur ainsi que pour un défaut triphasé. Les résultats obtenus ont montré que le contrôleur assure un amortissement suffisant de la déviation de la vitesse du rotor.

Dans [30], une étude comparative entre la méthode d'optimisation PSO et les algorithmes génétiques a été effectuée pour dimensionner le contrôleur avance de phase du TCSC. La performance des deux techniques en termes de temps de calcul et taux de convergence a été comparée.

Les auteurs ont proposé :

- Un réseau mono machine connecté à jeu de barres infini ;
- Des matrices d'état de l'ordre 4 décrivant le système ;
- Des contrôleurs de type avance de phase à un seul étage, où ils ont considéré la déviation de la vitesse du rotor comme un signal d'entrée du contrôleur ;
- Une fonction objective identique à celle proposée par [29].

En supposant trois points de fonctionnement :

- Nominal ( $P_e = 0.9, pu$   $Q_e = 0.469pu$ );
- Léger (sous chargée) ( $P_e = 0.4, pu$   $Q_e = 0.1446pu$ );
- Lourd (surchargée) ( $P_e = 1.02, pu$   $Q_e = 0.594pu$ ).

Pour le cas d'optimisation par la méthode du PSO, la meilleure solution est atteinte après 10 générations, tandis que pour le cas des algorithmes génétique, la procédure prend 27 générations. En termes de résultats graphiques, les résultats obtenus par les deux méthodes sont identiques avec une supériorité légère au profite de la méthode du PSO.

L'article [31] a utilisé l'environnement SIMULINK pour la modélisation du réseau mono machine et multi machine. Un programme AGCR a été écrit pour l'évaluation de la fonction objective, qui se base sur la minimisation de la déviation de la vitesse du rotor. Le dispositif proposé ici est le SSSC basé sur un contrôleur de type avance de phase. Les simulations ont été effectuées sur un réseau

mono machine et multi machine. Les résultats ont été comparés avec celles trouvées en appliquant la méthode PSO.

Dans le même contexte, [32] traite la coordination des PSS et du TCSC dans un réseau mono machine. Comme [31], les auteurs ont utilisé l'environnement MATLAB/Simulink pour la représentation du système. Afin d'évaluer la robustesse des contrôleurs un court-circuit triphasé a été considéré au niveau de jeu de barres générateur. Pour chaque ensemble des paramètres des contrôleurs, la résolution des équations intégro-différentielles est effectuée, puis, la fonction objective est calculée. Les meilleures solutions seront sélectionnées, et en utilisant les opérateurs des algorithmes génétiques des nouvelles meilleures solutions seront atteintes. Les résultats de simulations, ont montré que les contrôleurs conçus offrent un amortissement parfait des oscillations de l'angle de transport. Les résultats obtenus par la coordination du TCSC et du PSS ont été comparés avec ceux obtenus par l'optimisation des paramètres du TCSC seul, la coordination améliore la performance du système en termes de dépassement et facteur d'amortissement.

## 2.10. Conclusion

Devant l'évolution récente des réseaux électriques, l'accroissement considérable des interconnexions ainsi que les contraintes économiques, la stabilité des réseaux électriques devient plus critique. L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS améliore les performances dynamiques du système électriques tel que ;

- Une meilleure utilisation de moyens de transmissions existants ;
- Augmenter la capacité du transfert du système de transmission ;
- Répartition des puissances dans les réseaux électriques à part égale et minimisation des pertes ;
- Améliorer la stabilité des réseaux électriques la qualité de service.

# Chapitre 03

## ETUDE ET MODELISATION DU SVC

### 3.1. Introduction

Le compensateur statique de l'énergie réactive est apparu dans les années 70, pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes. Plusieurs conceptions différentes ont été proposées. Toutefois, la plupart des SVC sont construits à partir des mêmes éléments de base permettant de fournir ou d'absorber de la puissance réactive. Dans ce chapitre, on présente le principe de fonctionnement du SVC, sa constitution et son modèle, puis nous allons discuter quelques applications du SVC.

### 3.2. Principe général de fonctionnement du SVC

La figure 2.4 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique shunt. Il est composé d'un condensateur de réactance  $X_c$  et d'une bobine de réactance inductive de  $X_L$  dont la puissance réactive fournie (le condensateur) ou absorbée (l'inductance) est commandée entre zéro et sa valeur maximale par des thyristors montés en tête-bêche pour assurer des inversions très rapides du courant [21, 33].

Pour fixer le signe de puissance réactive  $Q_{SVC}$  le compensateur est considéré comme un commutateur. La puissance réactive  $Q_{SVC}$  est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif). Le courant d'entrée  $I$  est un courant réactif. Il est supposé positif lorsqu'il est retardé de  $90^\circ$  par rapport à la tension  $V_{SVC}$ . Si par contre, le compensateur fournit de la puissance réactive (comportement capacitif), cette dernière est considérée comme étant négative.

La puissance réactive  $Q_{SVC}$  varie entre une valeur inductive  $Q_{ind}$  et une valeur capacitive  $Q_{cap}$  avec :

$$Q_{cap} = \frac{\bar{V}_{SVC}^2}{X_c} \quad (3.1)$$

On obtient alors la réactance capacitive  $X_c$  nécessaire pour le condensateur. D'autre part on peut déterminer la réactance  $X_L$  de la bobine :

$$Q_{ind} = \frac{\bar{V}_{SVC}^2}{X_L} \quad (3.2)$$

### 3.3. Constitution du SVC

#### 3.3.1. Condensateur fixe

Le condensateur fixe fournit au jeu de barres une puissance réactive fixe, il est connecté au réseau mécaniquement et comporte un contrôle pour l'ouverture du disjoncteur qui le relie au jeu de barres [34].

#### 3.3.2. Réactance commandée par thyristors (TCR)

La réactance commandée par thyristors TCR (Thyristor-Controlled Reactor) possède une bobine d'inductance fixe  $L$  branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle montrée sur la figure 3.1. La réactance contrôlée par thyristors permet un contrôle plus fin de la puissance réactive car elle permet un contrôle continu du courant de compensation.

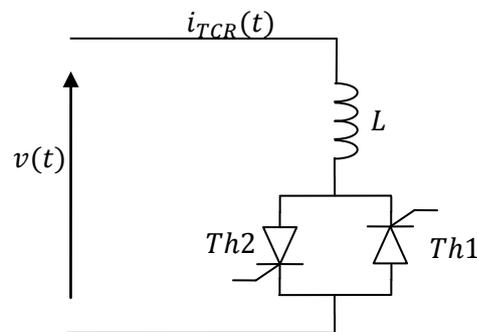


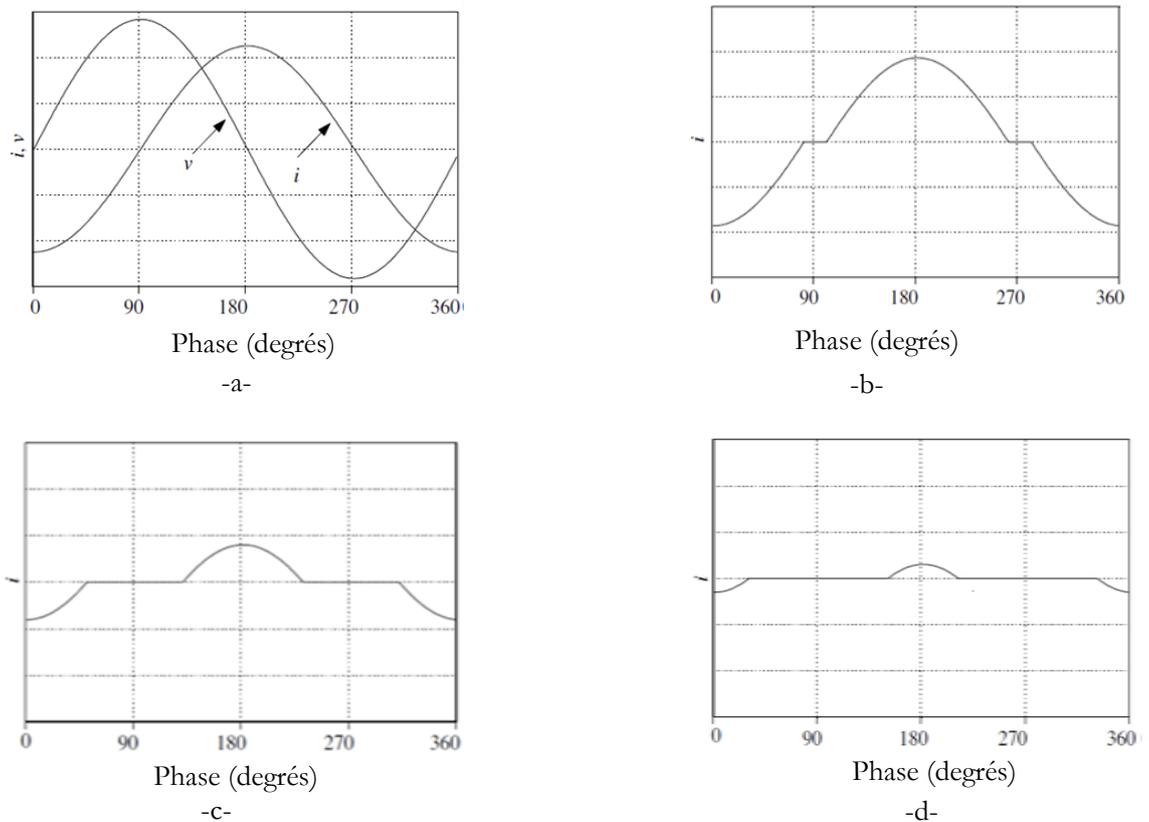
Figure 3.1. Réactance commandée par thyristors

Les thyristors sont enclenchés avec un certain angle d'amorçage  $\alpha$  et conduisent alternativement sur une demi-période. L'angle d'amorçage  $\alpha$  est mesuré entre le passage par zéro de la tension aux bornes du thyristor à allumer et le passage par zéro du courant. L'angle de conduction  $\sigma$  est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Les thyristors sont amorcés de façon symétrique toutes les demi-périodes. Le courant à fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors. En pleine conduction ( $\alpha = 90^\circ$ ), le courant est essentiellement réactif et sinusoïdal, et lorsque  $\alpha = 180^\circ$ , on est en conduction nulle [15, 16, 21].

La relation qui lie l'angle d'amorçage et angle de conduction en régime permanent est :

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (3.3)$$

Une conduction partielle des thyristors est accomplie avec un angle d'amorçage  $\alpha$  compris entre  $90^\circ$  et  $180^\circ$ , a pour effet de réduire la fondamentale du courant figure 3.2 et donc de diminuer la susceptance apparente de l'inductance.



**Figure 3.2.** Forme du courant et de tension pour un TCR

**-a-  $\alpha = 90^\circ, \sigma = 180^\circ$**

**-b-  $\alpha = 100^\circ, \sigma = 160^\circ$**

**-c-  $\alpha = 130^\circ, \sigma = 100^\circ$**

**-d-  $\alpha = 150^\circ, \sigma = 60^\circ$**

Le courant du TCR est donné par la relation :

$$i_{TCR} = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} \sqrt{2}V \sin \omega t. dt = \frac{\sqrt{2}V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (3.4)$$

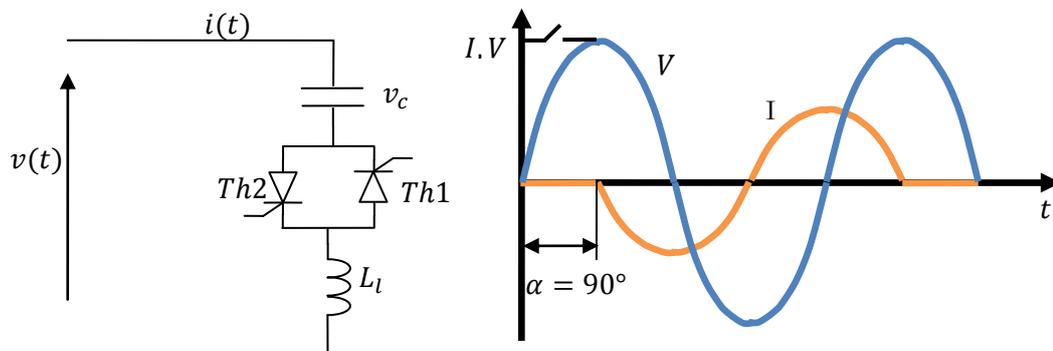
Lorsque l'angle d'amorçage est fixe, on parle d'inductance commutée par thyristor TSR.

Généralement,  $\alpha$  vaut  $90^\circ$ . Dans ce cas, les thyristors sont en pleine conduction et le TSR ne génère pas de courants harmoniques. En revanche, la valeur de la susceptance effective n'est pas modulable et il n'y a que deux cas de fonctionnement possibles. Lorsque les thyristors sont enclenchés, le courant réactif  $I_L$  absorbé par le TSR est proportionnel à la tension appliquée  $V$ . il est nul lorsque la valve à thyristors reste ouverte. Le recours à plusieurs branches TSR connectées en parallèles permet

d'obtenir une admittance réactive contrôlable par palier, tout en conservant un courant sinusoïdal [15, 21].

### 3.3.3. Condensateur commuté par thyristors (TSC)

Le condensateur commuté par thyristors TSC est composé d'un condensateur fixe  $C$  branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une bobine d'inductance d'atténuation  $L_l$  figure 3.3 Le commutateur a pour rôle d'enclencher et de déclencher le condensateur. L'inductance d'atténuation sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau à des fréquences particulières. Pour avoir un minimum de perturbations transitoires, les instants de commutation sont choisis de façon à ce que la tension aux bornes des thyristors soit minimale. L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau [15, 21]



-a- -b-

**Figure 3.3.** Condensateur commuté par thyristors

-a- Montage

-b- forme du courant et de tension

La susceptance étant fixe, le courant dans le TSC varie linéairement avec la tension  $V$  (qui explique l'absence des harmoniques sur le TSC). La zone de fonctionnement est similaire à celle d'un TSR; elle est illustrée à la figure 3.3. Généralement le SVC de type TSC contient  $n$  banc de TSC montés en parallèle. La susceptance est ajusté par le contrôle du nombre de condensateurs parallèles en conduction. Chaque condensateur conduit toujours pour un nombre intégrant de demi-cycle. La relation qui relie le courant de compensation et le nombre de condensateurs en conduction est montrée dans la figure 3.3.

### 3.4. Modélisation du SVC

#### 3.4.1. Modélisation du SVC par une admittance shunt

Le dispositif SVC peut être modélisé par une admittance shunt  $y_{SVC}$  variable (figure 3.4). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire (le compensateur est considéré comme étant idéal  $G_{SVC} = 0$ ) [21, 34]:

$$y_{SVC} = jB_{SVC} \quad (3.5)$$

La susceptance  $B_{SVC}$  peut être de nature capacitive ou inductive afin respectivement de fournir ou d'absorber, de la puissance réactive  $Q_{SVC}$ .

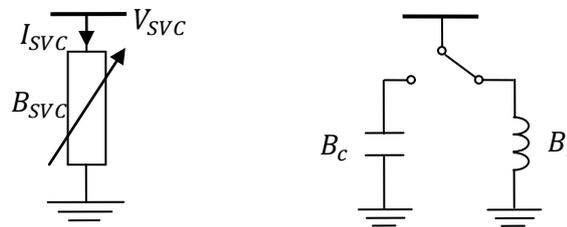


Figure 3.4. Modélisation du SVC

Les paramètres des SVC sont exprimés sous forme de puissance réactive  $Q_{SVC}$  absorbée à la tension nominale  $V_N$ . La correspondance avec la susceptance  $B_{SVC}$  est donnée par la relation :

$$Q_{SVC} = -V_N^2 \cdot B_{SVC} \quad (3.6)$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitive alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductive.

Les installations FACTS sont généralement situées à des postes déjà existants. Toutefois, les deux cas sont en considérations ; à savoir lorsque le SVC est placé en un nœud et lorsqu'il est situé au milieu de la ligne.

##### 3.4.1.1. SVC installé dans un nœud du réseau

Lorsqu'ils sont connectés aux nœuds du réseau, les SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importantes ou varient fortement. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où le générateur n'arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré.

Lorsqu'un SVC est présent au nœud  $i$ , seul l'élément  $Y_{ii}$  de la matrice admittance nodale est modifié, l'admittance du SVC lui étant additionnée [33]:

$$Y'_{ii} = Y_{ii} + y_{SVC} \tag{3.7}$$

La figure 3.5 illustre le cas d'un SVC placé en un nœud  $i$  constituant une des extrémités d'une ligne.

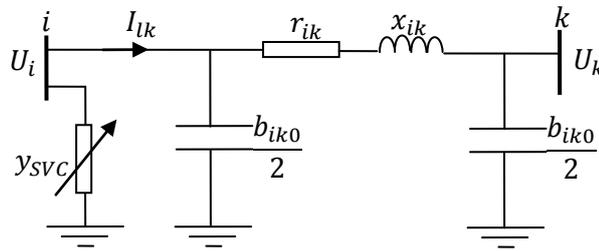


Figure 3.5. SVC placé dans un nœud

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante:

$$Y = \begin{pmatrix} y_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} + y_{SVC} & -y_{ik} \\ -y_{ik} & \frac{y_{ik0}}{2} + y_{ik} \end{pmatrix} \tag{3.8}$$

### 3.4.1.2. SVC placé au milieu d'une ligne

Lorsque le SVC est inséré au milieu d'une ligne de transport, cette dernière est divisée en deux tronçons identiques. Le SVC est relié au nœud médian additionnel  $m$ , comme l'illustre la figure 3.6

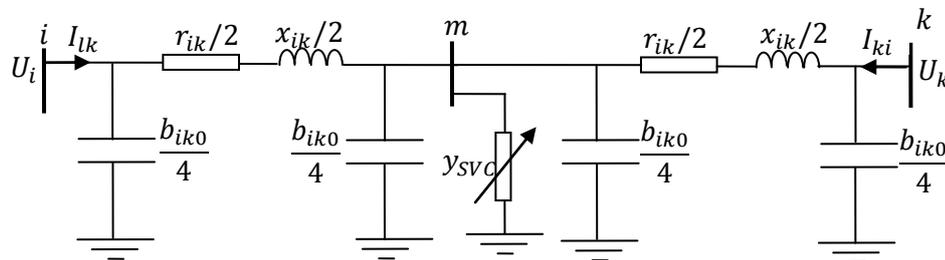


Figure 3.6. SVC placé au milieu d'une ligne

Afin de prendre en compte ce nouveau nœud, une ligne et une colonne supplémentaires devraient être ajoutées à la matrice d'admittance nodale. Pour éviter à changer le nombre de nœuds du réseau et donc la taille de la matrice d'admittance, une transformation étoile-triangle permet de réduire le système en supprimant le nœud  $m$  et en calculant les paramètres d'une ligne équivalente. La figure 3.7 illustre les étapes pour obtenir cette ligne équivalente [33].

Tous les éléments de la matrice d'admittance d'une ligne avec un SVC en son milieu sont modifiés:

$$Y_{mod} = \begin{pmatrix} y_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} & -y_{ik} \\ -y_{ik} & y_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \tag{3.9}$$

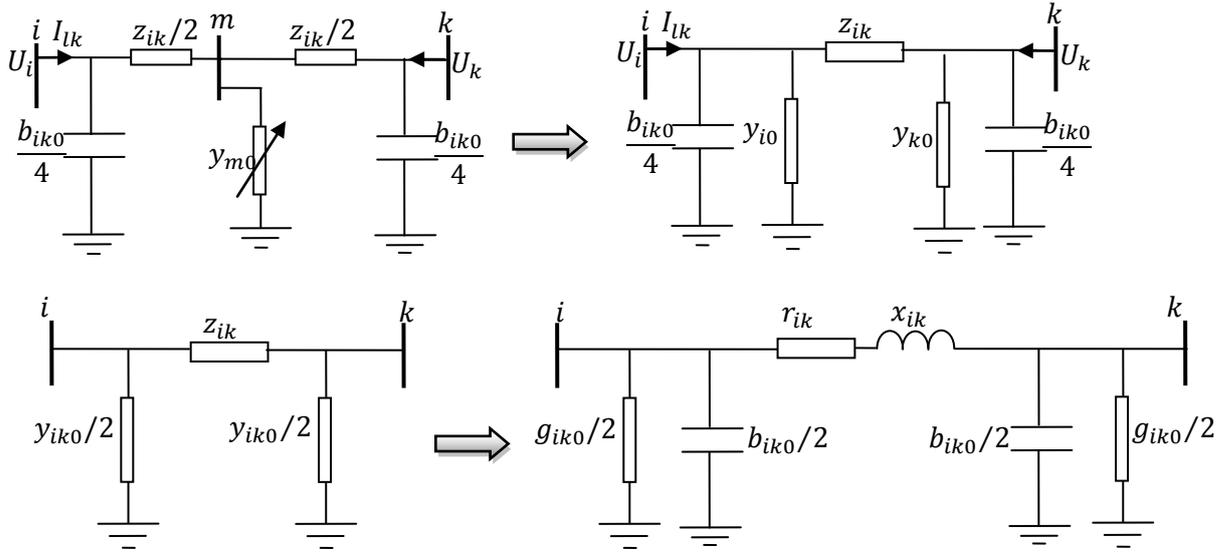


Figure 3.7. Transformation à une ligne équivalente avec SVC

Les valeurs effectives des éléments de la ligne équivalentes sont obtenues en posant:

$$y_{m0} = \frac{y_{ik0}}{2} + y_{SVC} \quad (3.10)$$

Il vient alors pour l'impédance longitudinale:

$$z_{ik} = \frac{4y_{ik} + y_{m0}}{4y_{ik}^2} = \frac{1}{y_{ik}} + \frac{y_{m0}}{4y_{ik}^2} = z_{ik} + \frac{1}{4} z_{ik}^2 \left( \frac{y_{ik0}}{2} + y_{SVC} \right) \quad (3.11)$$

$$r'_{ik} = r_{ik} - \frac{1}{2} r_{ik} \cdot x_{ik} \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) \quad (3.12)$$

$$x'_{ik} = x_{ik} - \frac{1}{4} (r_{ik}^2 - x_{ik}^2) \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) \quad (3.13)$$

Et pour les admittances transversales effectives :

$$\frac{y'_{ik0}}{2} = \frac{y_{ik0}}{4} + \frac{2y_{ik} \cdot y_{m0}}{4y_{ik} + y_{m0}} = \frac{y_{ik0}}{4} + \frac{\frac{y_{ik0}}{2} + y_{SVC}}{2 + \frac{1}{2} z_{ik} \left( \frac{y_{ik0}}{2} + y_{SVC} \right)} \quad (3.14)$$

$$\frac{g'_{ik0}}{2} = \frac{\frac{1}{2} r_{ik} \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2}{4 - 2x_{ik} \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) + \frac{1}{4} (r_{ik}^2 + x_{ik}^2) \cdot \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2} \quad (3.15)$$

$$\frac{b'_{ik0}}{2} = \frac{b_{ik0}}{4} + \frac{2 \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) - \frac{1}{2} x_{ik} \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2}{4 - 2x_{ik} \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) + \frac{1}{4} (r_{ik}^2 + x_{ik}^2) \cdot \left( \frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2} \quad (3.16)$$

### 3.4.2. Système du contrôle du SVC

Le schéma de base du système de contrôle d'un SVC est montré sur la figure.3.8 :

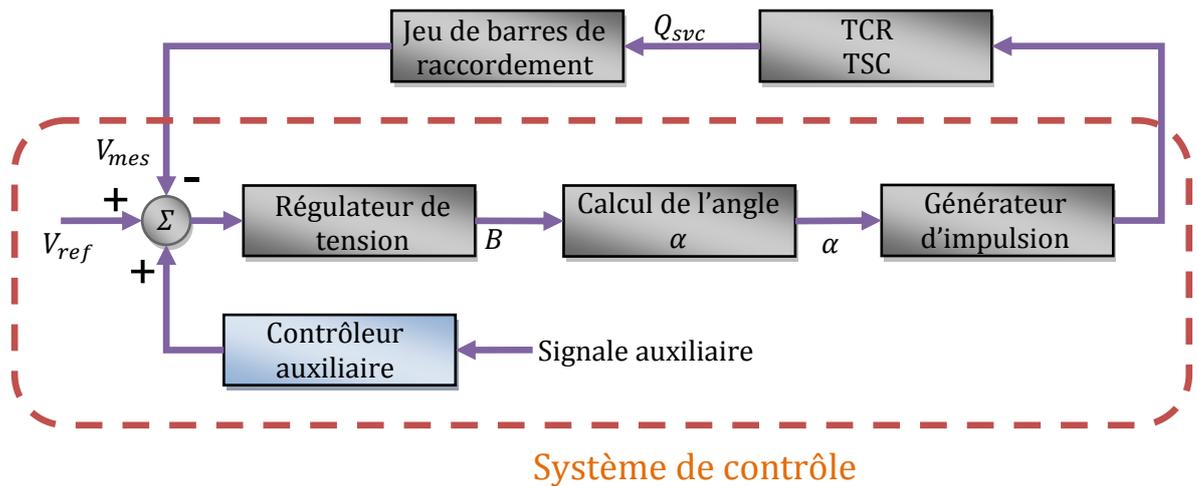


Figure 3.8. Représentation schématique du système de contrôle d'un SVC

Les différents signaux d'entrées requis par un SVC dépendent de la fonction que le contrôleur est destiné à accomplir. Selon les trois modes de contrôle on distingue [16] :

**a. Contrôle de tension basé sur l'équilibre de tension des trois phases**

- Tension triphasée
- Séquence positive de tension

**b. Contrôle de la puissance réactive**

- Tension et courant de phase ;
- Puissance réactive.

**c. Contrôle auxiliaire**

- Angle de tension du jeu de barres ;
- Fréquence au jeu de barres ;
- Déviation de la vitesse de rotation des générateurs.

### 3.4.2.2. Contrôleurs de phase

Le problème des oscillations à basse fréquence impliquant les oscillations du rotor est un ancien problème, observé pour la première fois dans les années 1960 après l'introduction des nouveaux systèmes d'excitation [19]. Le développement des PSS était une étape très importante pour faire face à ce problème. L'évolution récente des dispositifs FACTS a permis l'implantation facile des contrôleurs auxiliaires dits Supplementary Modulation Controller (SMC). La caractéristique majeure de ces contrôleurs, c'est qu'ils utilisent un signal obtenu d'une mesure locale pour amortir les oscillations du mode inter zones caractérisées par une fréquence basse (0.2 à 2 Hz). Actuellement, ce type de

contrôleurs a connu une large utilisation due à sa structure simple, sa conception facile et son cout réduit [35]. La fonction de transfert de tel contrôleur est donnée par :

$$SMC(s) = \frac{sT_w}{1+sT_w} K_s \left[ \frac{(1+sT_1)}{(1+sT_2)} \right]^n \tag{3.17}$$

La structure du contrôleur adopté au SVC dans notre étude est montrée sur la figure.3.9 :

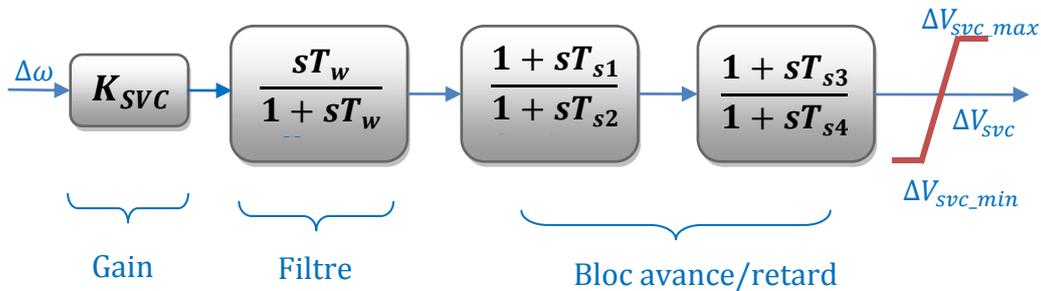


Figure 3.9. Structure du contrôleur auxiliaire du SVC

### 3.5. Applications du SVC

#### 3.5.1. Contrôle de tension

Les compensateurs statiques de l'énergie réactive SVC sont destinés dès leur apparition dans les années 70 pour le contrôle de la tension des nœuds et l'effondrement de tension causé par l'excès de l'énergie réactive écoulant dans les lignes de transport [16].

La figure 3.10 illustre le schéma synoptique du système d'application utilisée dans cette section. Le réseau est composé d'un générateur qui alimente une charge via une ligne électrique. Le réseau comprend aussi un SVC.

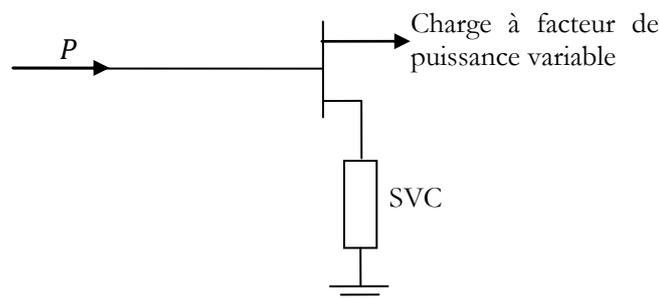


Figure 3.10. Schéma synoptiques du réseau étudié

La tension au niveau du jeu de barres charge est fonction de la puissance active demandée, la puissance réactive de la ligne et du facteur de puissance [20]. Les Courbes *PV* pour différentes valeurs de  $\cos\phi$  sont illustrées dans la figure3.11

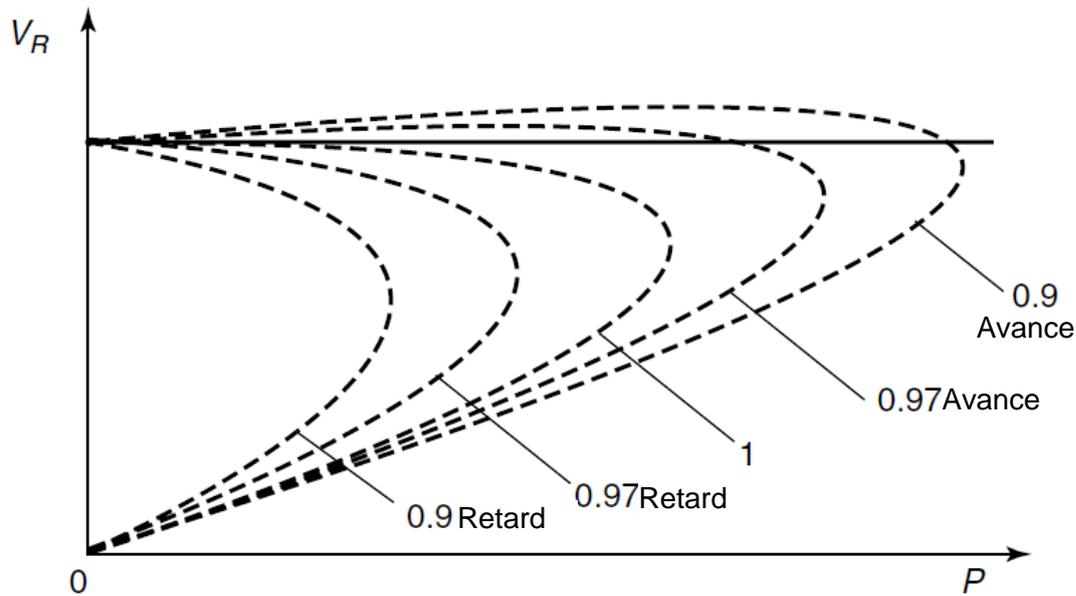


Figure 3.11. Courbes  $PV$  pour différentes valeurs de  $\cos\phi$

Dans cet exemple typique, si la combinaison du facteur de puissance de la charge et du SVC est contrôlée d'une façon appropriée à travers le contrôle de la puissance réactive, une tension constante au niveau du jeu de barres charge peut être maintenue avec un transit de puissance considérable tout en évitant l'instabilité de tension [16].

### 3.5.2. Augmenter la capacité de transfert à l'état d'équilibre

Les SVC sont souvent utilisés pour augmenter la capacité de transfert des lignes de transport, considérant le système de la figure 1.3, la puissance transférée de la machine synchrone vers le réseau infini est donnée par l'équation 1.1 [16]. Pour des raisons de simplification on considère :

$$V_g = V_1 \quad (3.18)$$

$$V_1 = V_2 = V \quad (3.19)$$

$$P = \frac{V^2}{X} \sin\delta \quad (3.20)$$

En régime équilibré, la puissance maximale transférée à travers une ligne non compensée (sans SVC) est donnée par :

$$P_{max} = \frac{V^2}{X} \quad (3.21)$$

Maintenant, on installe un SVC au milieu de la ligne de transmission, comme illustre sur la figure.3.12

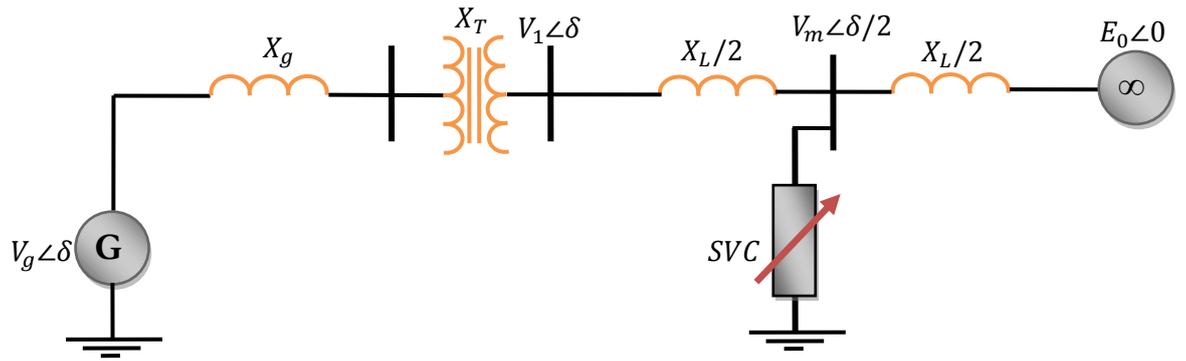


Figure 3.12. Schéma unifilaire du SMIB avec SVC au milieu de la ligne

La tension au jeu de barres de raccordement du SVC est donnée par :  $V_m \angle \delta/2$

La puissance écoulee dans le premier tronçon (générateur-jeu de barres du SVC), est donnée par :

$$P_c = \frac{V_1 V_2}{X/2} \sin \frac{\delta}{2} \quad (3.22)$$

La puissance transférée dans le deuxième tronçon est décrite par la même équation, considérant :

$$V_m = V_1 = V_2 = V \quad (3.23)$$

L'équation 3.22 peut être écrite comme suit :

$$P_c = \frac{2V^2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (3.24)$$

La puissance maximale transférée est donnée par :

$$P_{c-max} = \frac{2V^2}{X} \quad (3.25)$$

Qui représente le double de la puissance transférée dans une ligne non compensée.

Si la ligne est divisée en  $n$  tronçons égaux, avec un SVC installé dans chaque jonction pour maintenir une valeur de tension constante, la puissance transférée dans cette ligne peut être décrite théoriquement :

$$P'_c = \frac{nV^2}{X} \sin \frac{\delta}{n} \quad (3.26)$$

En outre, avec  $n$  tronçons, la puissance transférée peut être augmentée  $n$  fois que la ligne non compensée (si l'on néglige les limites thermiques).

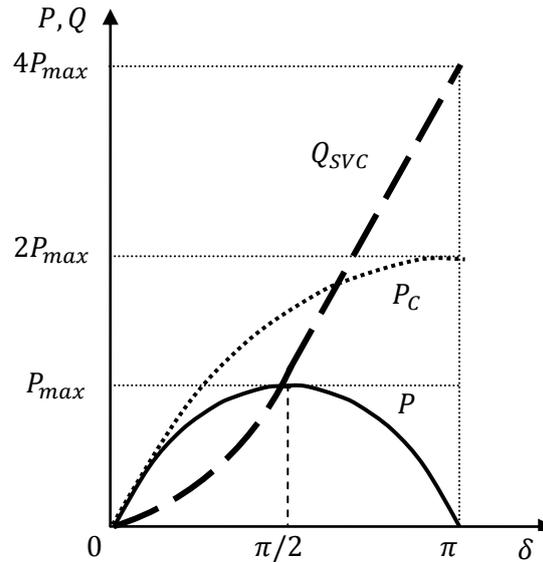


Figure 3.13. Variation de la puissance active de la ligne compensée et non compensée

### 3.5.3. Amélioration de la stabilité angulaire aux petites perturbations

Une des applications des compensateurs statiques de l'énergie réactive SVC est l'amélioration de stabilité de l'angle de transport aux petites perturbations ou comme nous l'avons décrit au chapitre I par la stabilité dynamique. L'apport du SVC peut être décrit comme suit :

Supposant le système de la figure 3.12 :

L'équation dynamique du mouvement est donnée par :

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_M - P_E \quad (3.27)$$

Où  $J$  : Moment d'inertie de la machine synchrone.

La linéarisation de l'équation du mouvement (eq 3.27) donne :

$$J \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_M - \Delta P_E \quad (3.28)$$

La puissance mécanique est supposée constante durant l'analyse

$$\Delta P_M = 0 \quad (3.29)$$

L'équation (3.28) devient :

$$J \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = -\Delta P_E \quad (3.30)$$

Où :

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = -\frac{1}{J} \left( \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \right) \Delta\delta = -\frac{K_S}{J} \Delta\delta \quad (3.31)$$

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{K_S}{J} \Delta\delta = 0 \quad (3.32)$$

L'équation caractéristique de (3.32) donne deux racines :

$$\lambda_1, \lambda_2 = \pm \sqrt{K_S/J} \quad (3.33)$$

Si le couple synchronisant  $K_S$  est positif, le system résultant est oscillatoire avec des racines imaginaires :

$$\lambda_1, \lambda_2 = \pm j\omega_s \quad (3.34)$$

Où ;

$$\omega_s = \pm \sqrt{K_S/J} \quad (3.35)$$

D'autre part, si  $K_S$  est négatif les racines seront réelles caractérisant l'instabilité.

Rappelant que la puissance transférable est donnée par 3.20, Le couple synchronisant correspond pour le système 1.3 est :

$$K_{s1} = \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta \quad (3.36)$$

Tandis que pour le système 3.12 la puissance transférable  $P_c$  est donnée par :

$$P_c = \frac{V_1 V_2}{X_T} \sin \delta \quad (3.37)$$

Où :

$$X_T = X - \frac{X^2}{4} B_s \quad (3.38)$$

avec :

$$B_s = \frac{\alpha_c}{X_c} - \frac{\alpha_i}{X_i} \quad (3.39)$$

Où:

$X_i$  : la réactance inductive totale du SVC ;

$X_c$  : la réactance capacitive totale du SVC ;

$$X_i = V_{nom}^2 / Q_{ir} \quad (3.40)$$

$$X_c = V_{nom}^2 / Q_{cr} \quad (3.41)$$

$V_{nom}$  : tension nominale du SVC ;

$Q_{ir}$  : énergie réactive inductive du SVC ;

$Q_{cr}$  : énergie réactive capacitive du SVC ;

$\alpha_c$  : angle de conduction du TSC ;

$\alpha_i$  : angle de conduction du TCR.

Le couple synchronisant, dans ce cas, vaut :

$$K_{s2} = \frac{\partial P_E}{\partial \delta} = \frac{V_1 V_2 \cdot \cos \delta}{X_T} + \left( \frac{V_1 V_2 \cdot \sin \delta}{V_m X_T} \right)^2 \frac{X^2}{4X_T} \quad (3.42)$$

Le contrôle de la tension assuré par le dispositif SVC augmente la valeur du couple synchronisant par ;

$$\Delta K_s = K_{s2} - K_{s1} = \frac{V_1 V_2 \cdot \cos \delta}{X X_T} (X - X_T) + \left( \frac{P}{V_m} \right)^2 \frac{X^2}{4X_T} \quad (3.43)$$

Une amélioration du couple synchronisant implique une amélioration de la stabilité angulaire aux petites perturbations.

### 3.5.4. Amélioration de la stabilité transitoire

Les dispositifs SVC peuvent être utilisés pour maintenir le synchronisme des réseaux électriques quand ils sont gravement perturbés.

#### 3.5.4.1. Courbes puissance-angle

L'amélioration de la stabilité transitoire peut être atteinte premièrement par le contrôle de la tension exercée par le SVC sur le point de raccordement [16]. Une simple compréhension de cet aspect peut être achevée en considérant les courbes  $P - \delta$  du système mono machine sans et avec SVC de la figure 1.3 et 3.12.

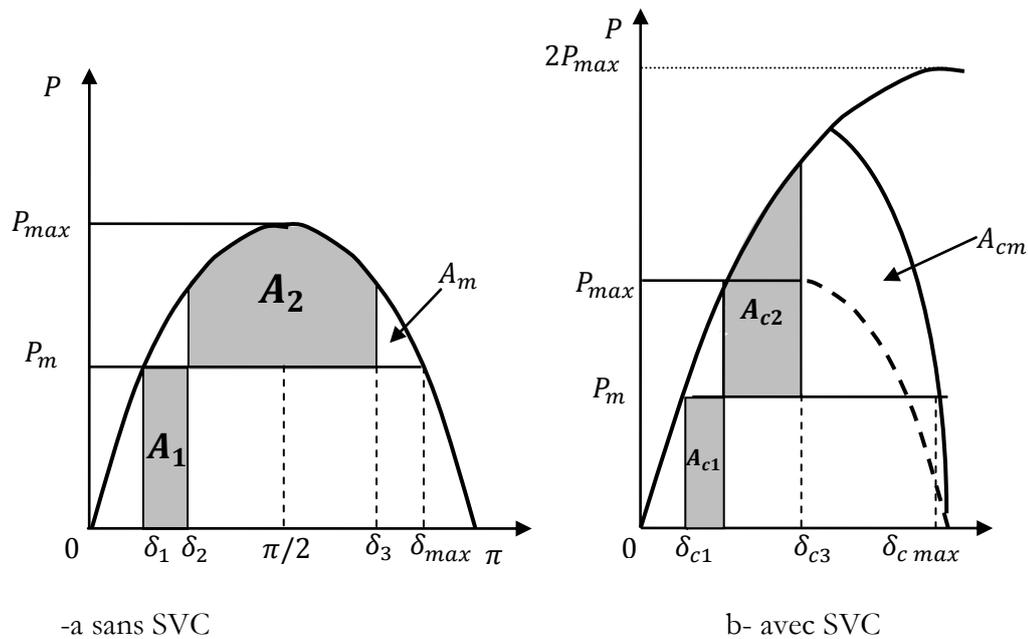


Figure 3.14. Courbes  $P \delta$  pour Systems avec et sans SVC

Le point de fonctionnement initial pour les deux systèmes (sans et avec SVC) est indiqué par  $\delta_1$  et  $\delta_{c1}$ , pour un court-circuit triphasé à la terre. La puissance active débitée devient nulle même si le courant de défaut croit énormément. Le générateur s'accélère jusqu'à l'élimination du défaut  $\delta_2$  et  $\delta_{2c}$ , les énergies d'accélération sont respectivement  $A_1$  et  $A_{c1}$ . Quand le défaut est isolé, la puissance électrique excède la puissance mécanique, et le rotor commence à décélérer. Cependant, l'angle du rotor continu à s'évoluer  $\delta_3$  et  $\delta_{3c}$  du fait de l'énergie cinétique du rotor. La diminution de l'angle du rotor ne prend place que quand les énergies de décélération dans les deux cas  $A_2$  et  $A_{c2}$  deviennent égales aux énergies d'accélération  $A_1$  et  $A_{c1}$ . La marge de la stabilité transitoire dénotées par les surfaces  $A_m$  et  $A_{cm}$  est considérée comme un indice de stabilité transitoire. D'après les figures 3.14a et 3.14b,  $A_{cm}$  dépasse d'une manière significative  $A_m$ , donc l'installation du SVC améliore considérablement la stabilité transitoire du système étudié. L'augmentation de la marge de la stabilité transitoire est alors obtenue par l'augmentation de la limite de transfert en régime stable assurée par le contrôle de la tension.

### 3.6. Conclusion

Le compensateur statique de l'énergie réactive constitue une technologie évoluée, qui a connu une utilisation généralisée dans les systèmes électro énergétiques. Dans ce chapitre, on a décrit le principe général de fonctionnement du compensateur, les différents éléments constituant le dispositif, les différents modèles utilisés dans la littérature, et ses différentes applications. Dans le prochain chapitre on discutera la capacité du SVC et du PSS d'améliorer la stabilité transitoire, en réglant les paramètres du contrôleur de tension par la boîte à outils Simulation Design Optimization implantée sur MATLAB Simulink.

# Chapitre 04

## APPLICATIONS ET RESULTATS DE SIMULATIONS

---

### 4.1. Introduction

Afin d'étudier l'effet de l'optimisation des paramètres des dispositifs FACTS shunts sur la stabilité transitoire des réseaux électriques, on adopte l'environnement MATLAB pour la représentation du système. Les simulations ont été effectuées dans un premier lieu sur un réseau mono machine avec un jeu de barres infinie, afin de valider les résultats trouvés.

Pour traiter le phénomène des oscillations de puissance inter régions, on a étudié le réseau à trois générateurs et deux régions, où on a optimisé simultanément les paramètres du SVC et du PSS.

### 4.2. Formulation du problème d'optimisation

Le but de notre étude est de déterminer les paramètres optimaux des contrôleurs de type avance retardé de phase afin d'améliorer la stabilité transitoire et amortir les oscillations de puissance. Cet objectif peut être formulé comme un problème d'optimisation décrit comme suit :

$$\min f(x) \quad (4.1)$$

Soumis a :  $A_0(x) = 0$

$$B_0(x) \geq 0$$

Où :

$f(x)$  : La fonction objective ;

$x$  : Vecteur des paramètres des contrôleurs ;

$A_0(x)$  : Contrainte d'égalité ;

$B_0(x)$  : Contraintes d'inégalité.

Dans le problème de la stabilité transitoire, la fonction objective est généralement exprimée sous forme des différences des vitesses de rotation des générateurs ou bien des différences des angles de transport entre les différentes zones. La forme générale peut être décrite comme suit [25]:

$$f(x) = \sum \int_0^{t_1} |\delta_{1-2}(t, x) - \delta_{1-2}(0, x)| dt = \sum \int_0^{t_1} |\Delta\delta(t, x)| dt \quad (4.2)$$

Où :

$\delta_{1-2}(t, x)$  : La différence d'angle de transport entre la zone 1 et la zone 2 au moment  $t$  ;

$\delta_{1-2}(0, x)$  : La différence d'angle de transport avant perturbation ;

$\Delta\delta(t, x)$  : Différence d'angle de transport de point de fonctionnement initial

$t_1$  : Temps de simulation ;

$\Sigma$  : La somme des différences des angles de transport pour toutes les perturbations considérées.

La variation des paramètres des contrôleurs entraîne une variation de  $\Delta\delta(t, x)$ . L'organigramme de la figure 4.1 illustre la procédure d'optimisation. L'optimisation commence par des valeurs initiales des paramètres des contrôleurs, puis l'algorithme sera utilisé pour ajuster itérativement les paramètres, jusqu'à ce que la fonction objective soit minimisée.

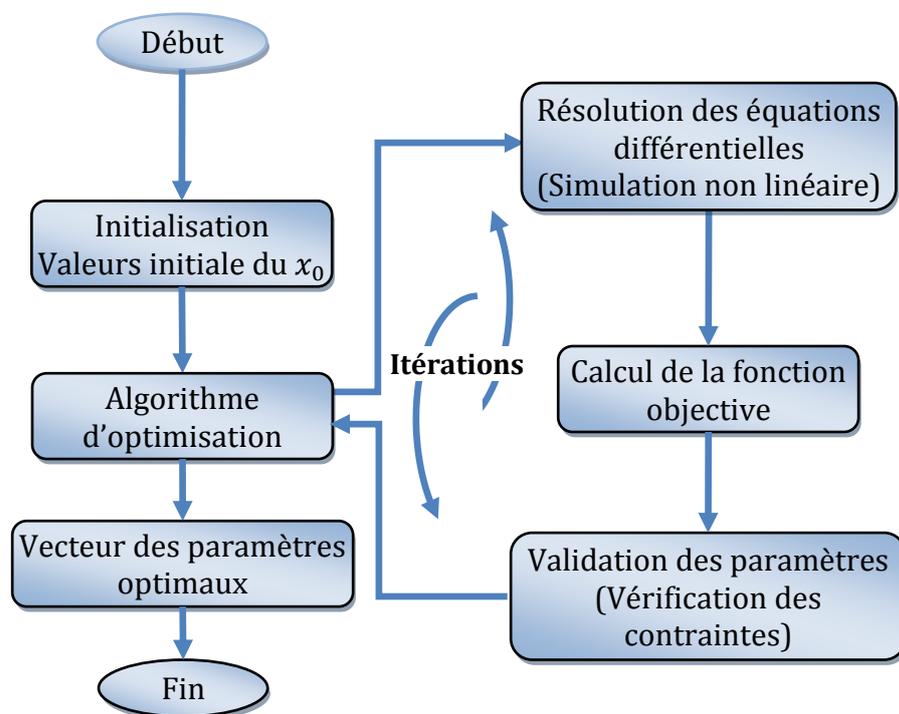


Figure 4.1. Procédure d'optimisation

### 4.3. Optimisation par Simulink Design Optimization

On a adopté dans ce mémoire la boîte à outils « Simulink Design Optimization » (SDO) implantée sur MATLAB Simulink comme un moyen d'optimisation à cause de son utilisation simple et facile, et son adaptation facile avec les modèles Simulink utilisés pour la modélisation et la représentation des systèmes électriques de transport [36].

### 4.3.1. Description de la boîte à outil Simulink Design Optimization.

Simulink Design Optimization est une boîte à outils sur MATLAB Simulink, qui sert à optimiser le comportement des systèmes représentés sur l'environnement Simulink en réglant les paramètres clés par les méthodes numériques d'optimisation (Algorithme génétique, la méthode du gradient...etc) [36].

La procédure générale d'optimisation est basée sur le traçage des contraintes de la fonction objective, après avoir sélectionné les paramètres à régler, la méthode d'optimisation et donner les points de départ.

### 4.3.2. Méthode du Gradient

Les méthodes de gradient sont des méthodes itératives, on passera donc de  $\mathbf{x}_k$  à  $\mathbf{x}_{k+1}$  par :

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \mathbf{s}_k \quad (4.3)$$

Où  $\mathbf{s}_k$  est le pas d'itération.

L'idée est de remplacer  $f$  par son 'approximation linéaire locale', soit en dimension 1 :

$$f(\mathbf{x}_{k+1}) = f(\mathbf{x}_k) + f'(\mathbf{x}_k) \cdot \mathbf{s}_k + o(\|\mathbf{s}_k\|) \quad (4.4)$$

Le but étant de faire décroître  $f$  d'une itération sur l'autre, on a :

$f(\mathbf{x}_{k+1}) \leq f(\mathbf{x}_k)$  si et seulement si :

$$f'(\mathbf{x}_k) \cdot \mathbf{s}_k \leq 0 \quad (4.5)$$

C'est-à-dire que la direction de la descente  $\mathbf{d}_k$  est telle que :

$$f'(\mathbf{x}_k) \cdot \mathbf{d}_k \leq 0 \quad (4.6)$$

On suit la direction  $\mathbf{d}_k$  opposée au signe de la dérivée.

La même chose pour  $p$  dimensions, le vecteur dérivées gradient est maintenant un vecteur de dimension  $p$ . L'approximation locale est donc :

$$f(\overrightarrow{\mathbf{x}_{k+1}}) = f(\overrightarrow{\mathbf{x}_k}) + \langle \nabla f(\overrightarrow{\mathbf{x}_k}) | \overrightarrow{\mathbf{s}_k} \rangle + o(\|\overrightarrow{\mathbf{s}_k}\|) \quad (4.7)$$

Négligeons le terme d'ordre 2, et l'on obtient que :

$$f(\overrightarrow{\mathbf{x}_{k+1}}) \leq f(\overrightarrow{\mathbf{x}_k}) \text{ ssi } \langle \nabla f(\overrightarrow{\mathbf{x}_k}) | \overrightarrow{\mathbf{s}_k} \rangle \leq 0 \quad (4.8)$$

Comme  $\overrightarrow{\mathbf{s}_k} = \alpha_k \cdot \mathbf{d}_k$  on doit descendre le long du gradient négatif.

$$\langle \nabla f(\vec{x}_k) | \vec{d}_k \rangle \leq 0 \tag{4.9}$$

### 4.4. Application sur un système de transport mono-machine

On va dans un premier lieu étudié un système mono-machine connecté à un jeu de barres infini (SMIB Single Machine Infinite Bus) [31].

#### 4.4.1. Description du système utilisé

La représentation du système de transport a été faite en utilisant l’environnement MATLAB-Simulink version 7.9.0(R2009). Le système comporte une machine synchrone de 2100 MVA connectée à un jeu de barres infini à travers deux lignes transport parallèles sous 500 kV et une charge résistive de 250 MW, un SVC de  $\pm 100$  MVar est installé sur le jeu de barres B1, comme l’illustre la figure 4.2. Les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l’annexe A.

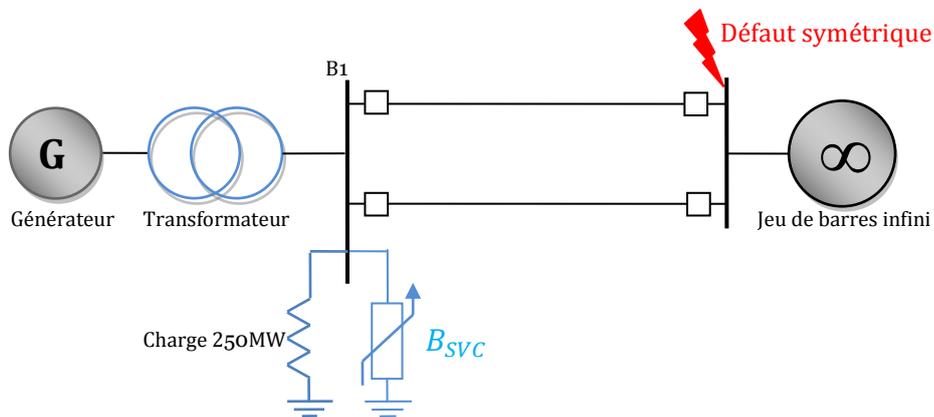


Figure 4.2. Représentation du réseau SMIB

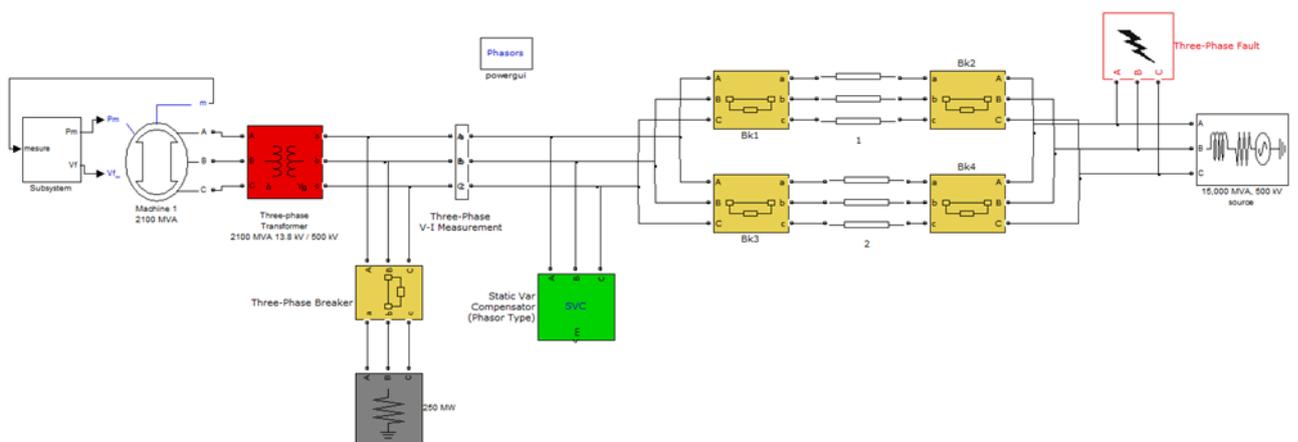
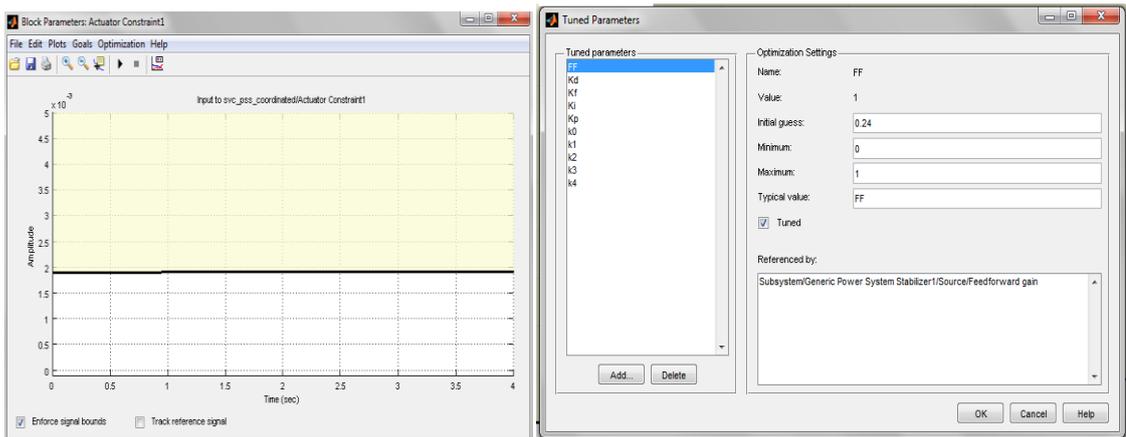


Figure 4.3. Représentation du réseau test sur MATLAB/Simulink

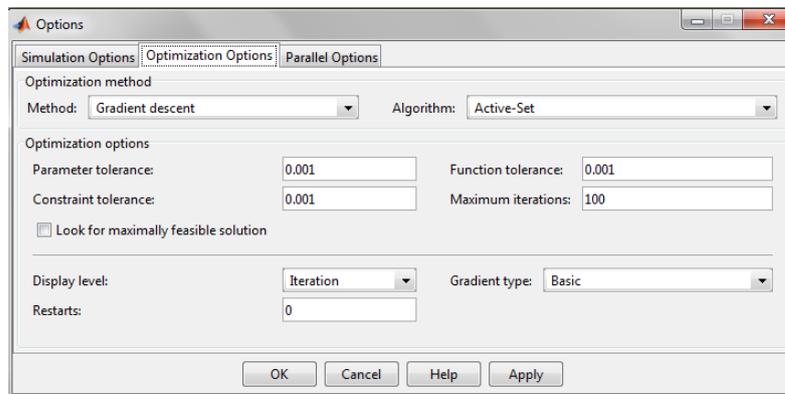
### 4.4.2. Procédure de la méthode proposée

La procédure d'optimisation s'effectue en trois étapes (figure 4.4) :

- Traçage des contraintes de la fonction objective : en se basant sur les résultats obtenus par [31]
- Choix des paramètres des contrôleurs ; cette section consiste à choisir les paramètres qu'on veuille optimiser en déterminant les valeurs maximales et minimales de chaque paramètre ;
- Choix de la méthode d'optimisation.



a- traçage des contraintes b- choix des paramètres



c- Choix de la méthode d'optimisation

Figure 4.4. Procédure de la méthode proposée

### 4.4.3. Fonction objective

La fonction objective est extrêmement importante dans le problème d'optimisation. Dans cette étude, on a adopté la fonction objective  $J$  [31] :

$$J = \int_0^{t_{sim}} |\Delta\omega| \cdot t \cdot dt \tag{4.10}$$

Minimiser  $J$

Soumis à :

$$K_{svc}^{min} \leq K_{svc} \leq K_{svc}^{max}$$

$$T_{s\ 1,2,3,4}^{min} \leq T_{s\ 1,2,3,4} \leq T_{s\ 1,2,3,4}^{max}$$

$$K_{pss}^{min} \leq K_{pss} \leq K_{pss}^{max}$$

$$T_{p\ 1,2,3,4}^{min} \leq T_{p\ 1,2,3,4} \leq T_{p\ 1,2,3,4}^{max}$$

#### 4.4.4. Simulations et interprétations des résultats

##### 4.4.4.1. Défaut symétrique

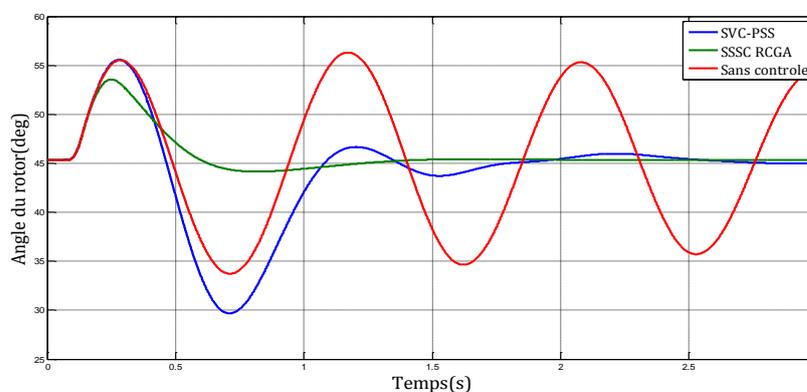
On considère un court circuit-triphasé de trois (03) cycles, à  $t = 5/60s$  au niveau de jeu de barres infini, Les résultats d'optimisation sont montrés dans le tableau 4.1 :

**Tableau 4.1.** Résultats d'optimisation (système mono machine)

SVC	$K_{svc}$	$T_{s1}$	$T_{s2}$	$T_{s3}$	$T_{s4}$
		30.0022	0.0012	0.0474	0.4131
PSS	$K_{pss}$	$T_{p1}$	$T_{p2}$	$T_{p3}$	$T_{p4}$
		6.0407	0.3997	0.0667	0.7032

Les résultats de simulations sont représentés graphiquement avec les légendes suivantes :

- SVC-PSS : contrôleurs avec les paramètres optimaux :
- SSSC RCGA: SSSC avec paramètres optimisés [31]
- Sans contrôle : sans SVC et PSS



**Figure 4.5.** Evolution de l'angle rotorique pour un défaut triphasé

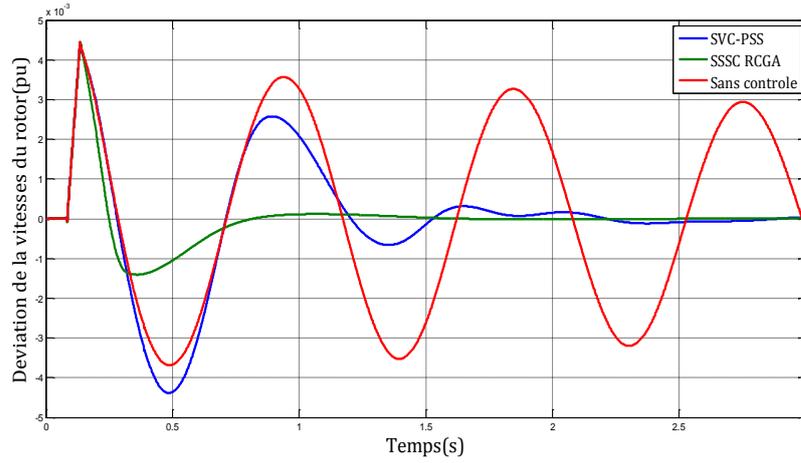


Figure 4.6. Variation de la déviation de la vitesse du rotor pour un défaut triphasé

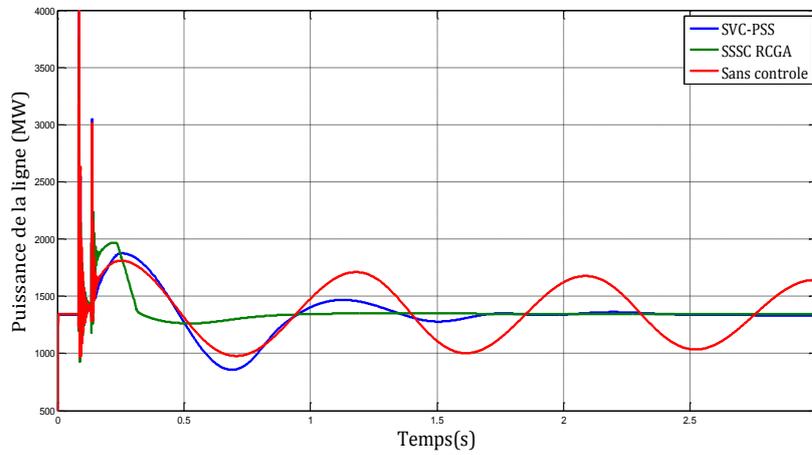


Figure 4.7. Variation de la puissance active de la ligne

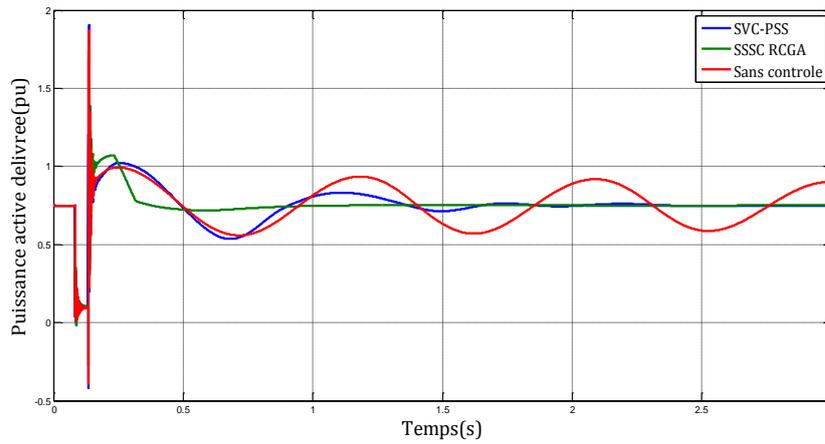


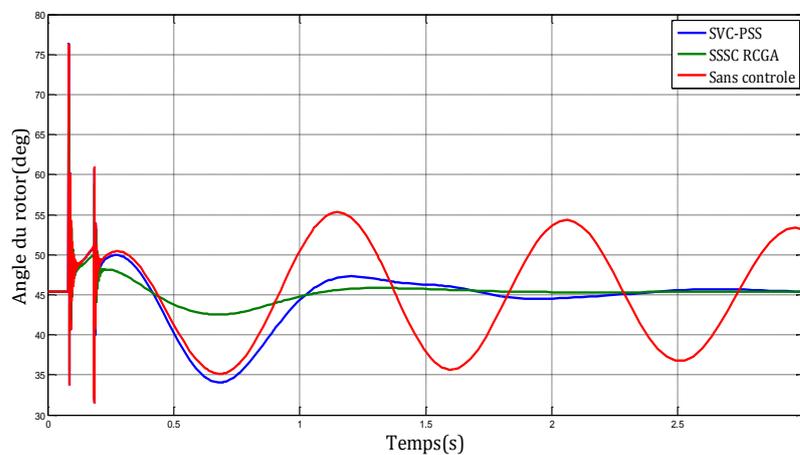
Figure 4.8. Variation de puissance active du générateur

### a. Interprétations

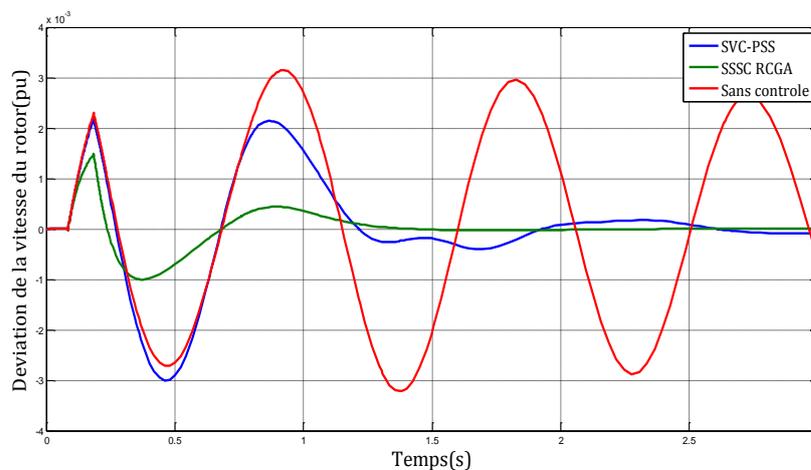
La réponse du système en absence des contrôleurs est transitoirement stable. L'allure de l'angle de transport du générateur est oscillatoire amortie, mais pratiquement un tel système sera isolé par les systèmes de protection. La coordination du SVC et du PSS améliore considérablement la réponse du système par élimination rapide des oscillations à basse fréquence. Tandis que le SSSC à paramètres optimisés a nettement amélioré la stabilité du système.

#### 4.4.4.2. Défaut asymétrique

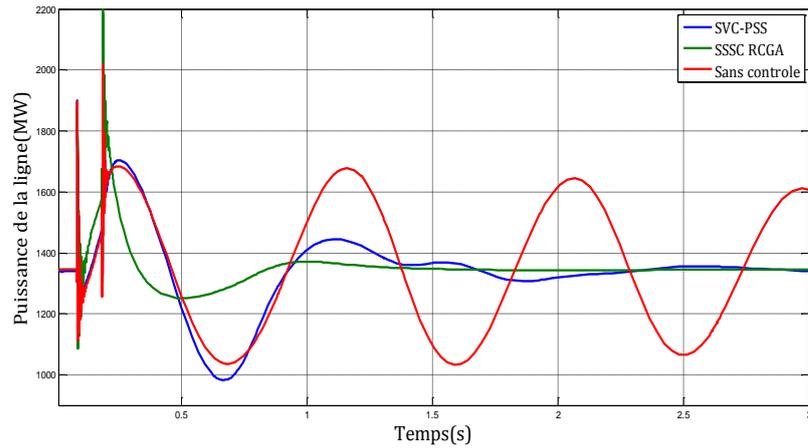
Afin d'étudier la robustesse du contrôleur, on considère un court-circuit monophasé sur le même endroit que précédemment, de durée de 100ms, à  $t=5/60$  s. Les résultats de simulations sont présentés sur les figures 4.9, 4.10, 4.11 et 4.12 :



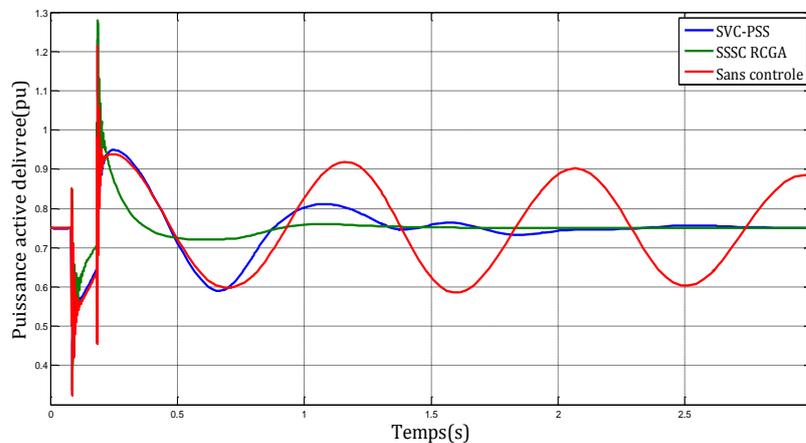
**Figure 4.9.** Evolution de l'angle rotorique pour un défaut monophasé



**Figure 4.10.** Évolution de la déviation de la vitesse du rotor pour un défaut monophasé



**Figure 4.11.** Variation de la puissance active de la ligne pour un défaut monophasé



**Figure 4.12.** Variation de la puissance active délivrée pour un défaut monophasé

#### *a. Interprétations*

Bien que le système dans ce cas ne soit pas gravement perturbé, sa stabilité reste toujours critique. En absence du contrôle, le système a subi des oscillations de l'angle de transport inadmissibles (allant jusqu'à 20 deg). L'installation du SVC en coordination avec le PSS améliore la stabilité, en offrant un amortissement suffisant, mais l'utilisation du compensateur série améliore du système d'une manière remarquable en éliminant les oscillations dans un temps très court.

#### **4.4.4.3. Perte d'une ligne de transmission**

Maintenant on considère que l'une des deux lignes de transmission est perdue par l'ouverture des deux disjoncteurs d'encadrement à  $t=5/60s$ . Les résultats de simulations sont présentés sur les figures 4.13, 4.14, 4.15 et 4.16 :

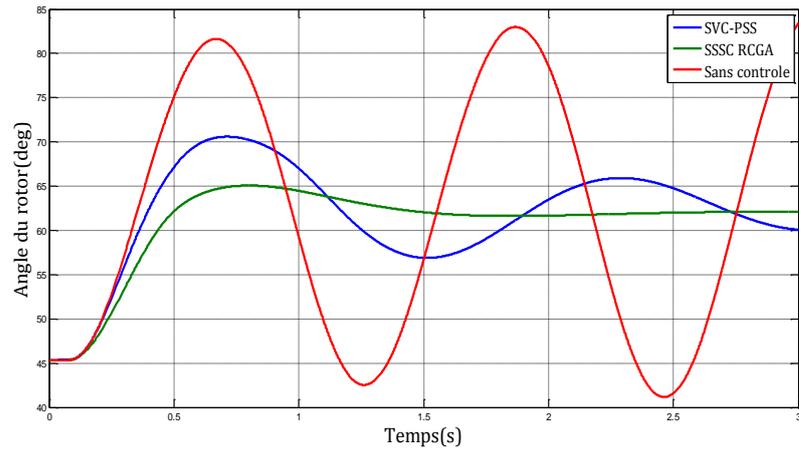


Figure 4.13. Evolution de l'angle rotorique pour un défaut de perte d'une ligne

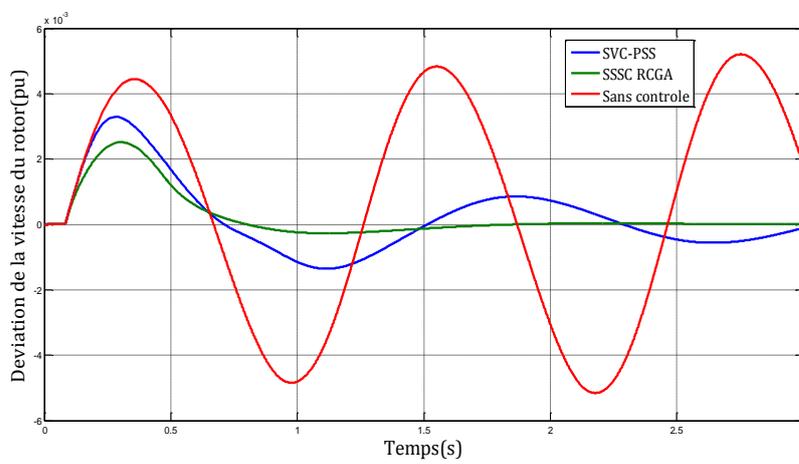


Figure 4.14. Évolution de la déviation de la vitesse du rotor pour un défaut de perte d'une ligne

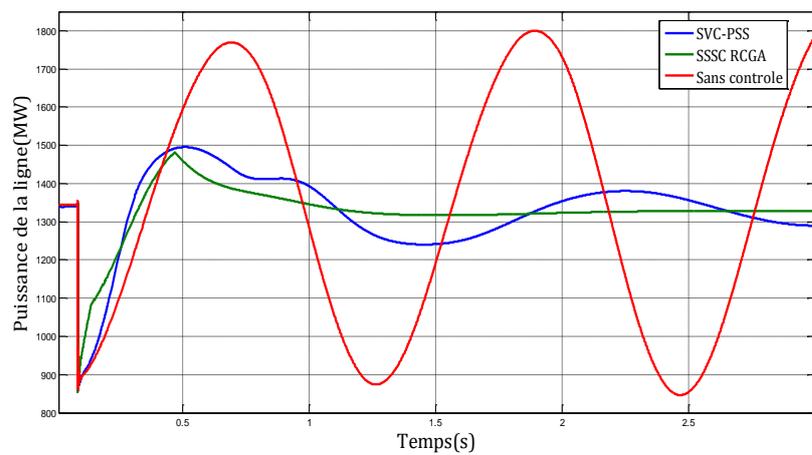
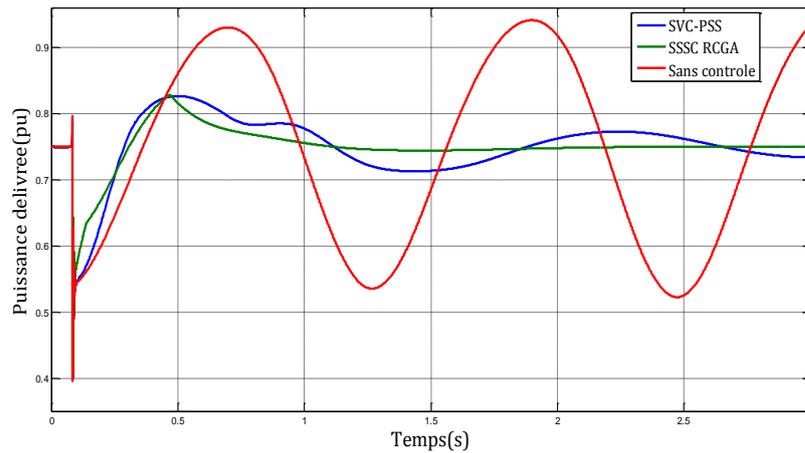


Figure 4.15. Variation de la puissance active de la ligne pour un défaut de perte d'une ligne



**Figure 4.16.** Variation de la puissance active délivrée pour un défaut de perte de ligne

### *a. Interprétations*

La perte d'une ligne de transmission a fortement déséquilibré le système, due au changement rapide de la topologie du réseau. En effet, pour le premier cas, le réseau tend vers l'instabilité, l'allure des différents paramètres du réseau est oscillatoire non amortie (instabilité de plusieurs oscillations), et cela est causée par la perte de l'égalité production-consommation. Mais avec l'utilisation des compensateurs FACTS le réseau a pu rétablir le synchronisme et garder sa stabilité, par l'élargissement de sa marge de stabilité, et le réglage adéquat de l'excitation. Il très intéressant de noter que l'utilisation du SSSC reste toujours plus performante que l'utilisation de la coordination du SVC et du PSS en termes de dépassement et facteur d'amortissement.

## **4.5. Applications sur un système de transport multi machines**

Pour valider les résultats trouvés auparavant, ainsi que pour accomplir une étude complète de la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques en présence des dispositifs FACTS et traiter le moyen d'amélioration par ces dispositifs, on doit étudier un réseau de transport comprenant plusieurs machines.

### **4.5.1. Description du système étudié**

La méthode proposée pour la détermination des paramètres optimaux du SVC et du PSS pour l'amélioration de la stabilité transitoire est appliquée sur un système multi machines représenté sur l'environnement MATLAB-Simulink. Le système comporte trois générateurs situés dans deux régions différentes connectées à travers des longues lignes de transmission comme l'indique la figure 4.17 [37], les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l'annexe B.

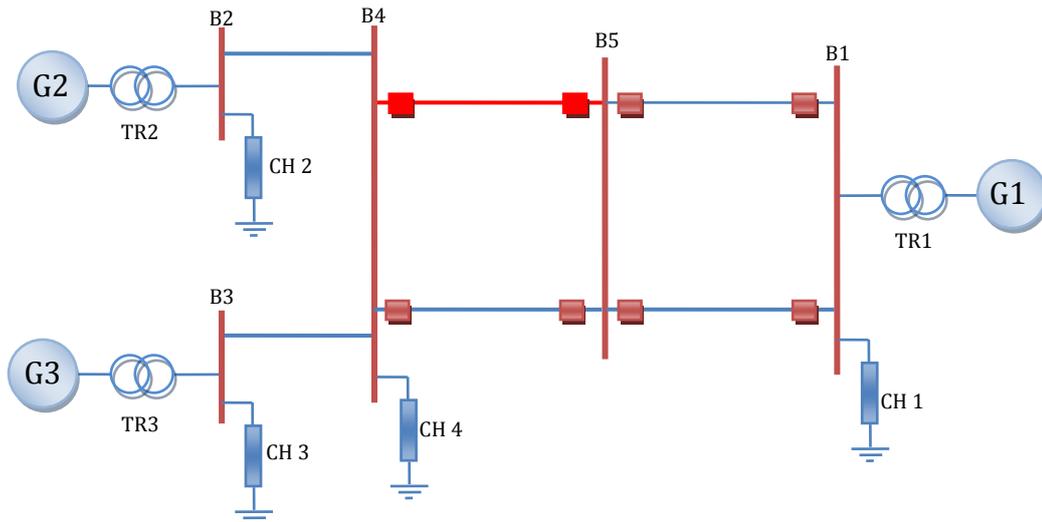


Figure 4.17. Représentation du réseau à trois machines

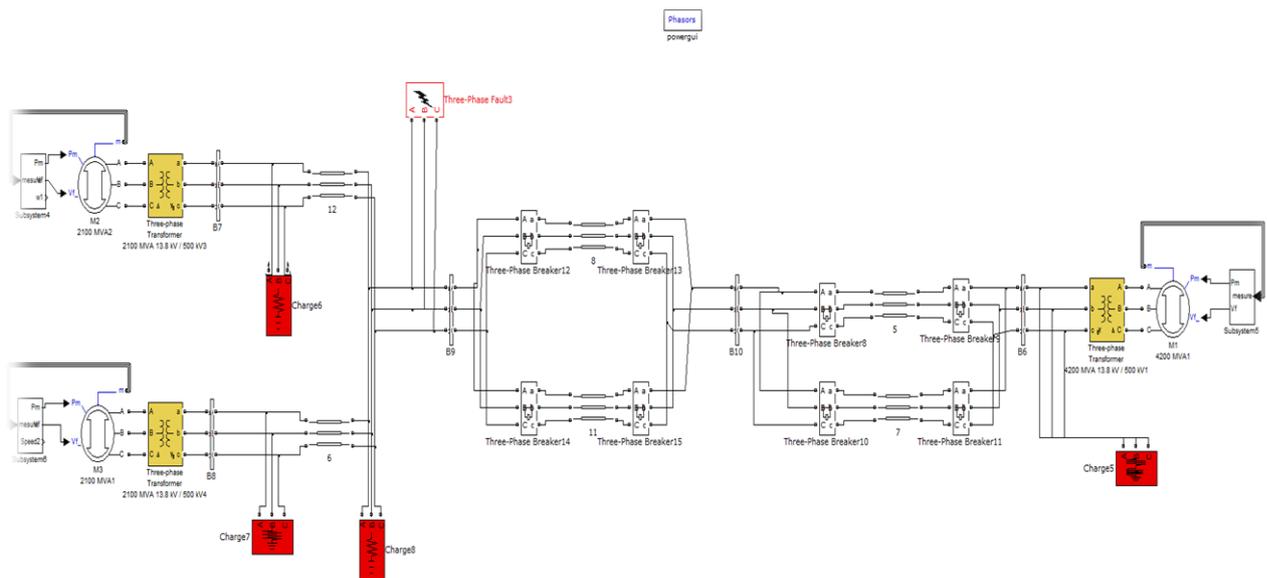


Figure 4.18. Représentation du réseau à trois machines sur Simulink

### 4.5.2. Emplacement plus défavorable du défaut

Dans cette section, on va déterminer l'emplacement le plus défavorable du court circuit triphasé, en déterminant le temps critique d'élimination du défaut CCT. Le tableau 4.2 résume les résultats obtenus :

**Tableau 4.2.** État du réseau pout différentes durée de défaut

N de jeu de barres	Stable	Instable
JB1	0.47s	0.48s
JB2	0.15s	0.16s
JB3	0.127s	0.128s
JB4	0.121s	0.122s
JB5	0.2s	0.21s

D'après les résultats obtenus, l'emplacement le plus défavorable du défaut est le jeu de barres JB4 (la valeur de CCT la plus basse).

### 4.5.3. Calcul des paramètres

On garde la même structure des contrôleurs comme précédemment, seulement on prend la différence des vitesses de rotation des générateurs G1 et G3 comme signal d'entrée du contrôleur du SVC. La fonction objective adoptée dans cette section a pour but de minimiser les oscillations des modes interrégionaux et locaux, décrite comme suit [41]:

$$J' = \int_{t=0}^{t=t_{sim}} (|\omega_2 - \omega_3|) \cdot t dt + (|\omega_2 - \omega_1|) \cdot t dt \quad (4.11)$$

*Minimiser J'*

Soumis à :  $K_{svc}^{min} \leq K_{svc} \leq K_{svc}^{max}$

$$T_{s\ 1,2,3,4}^{min} \leq T_{s\ 1,2,3,4} \leq T_{s\ 1,2,3,4}^{max}$$

$$K_{pss}^{min} \leq K_{pss} \leq K_{pss}^{max}$$

$$T_{p\ 1,2,3,4}^{min} \leq T_{p\ 1,2,3,4} \leq T_{p\ 1,2,3,4}^{max}$$

### 4.5.4. Simulations et interprétations des résultats

#### 4.5.4.1. Défaut symétrique

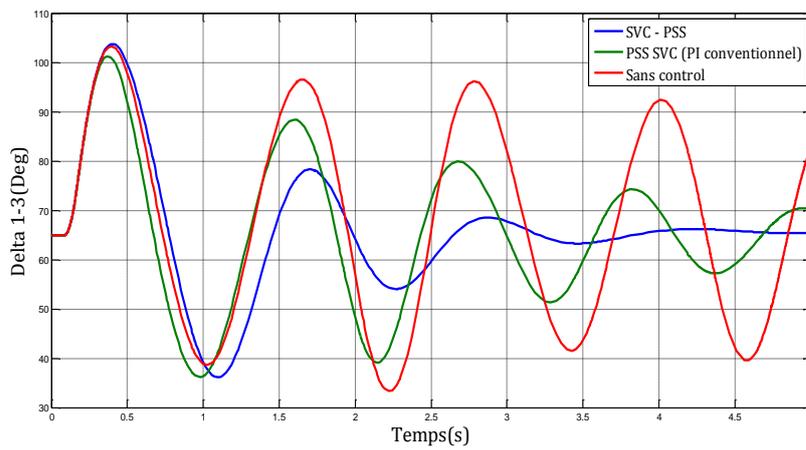
On considère un court circuit triphasé de cinq (05) cycles, soit  $t = 5/60s$  au niveau de jeu de barres JB4, Les résultats d'optimisation pour un PSS placé au générateur G1 sont montrés sur le tableau 4.3 :

**Tableau 4.3.** Résultats d'optimisation (système multi machine)

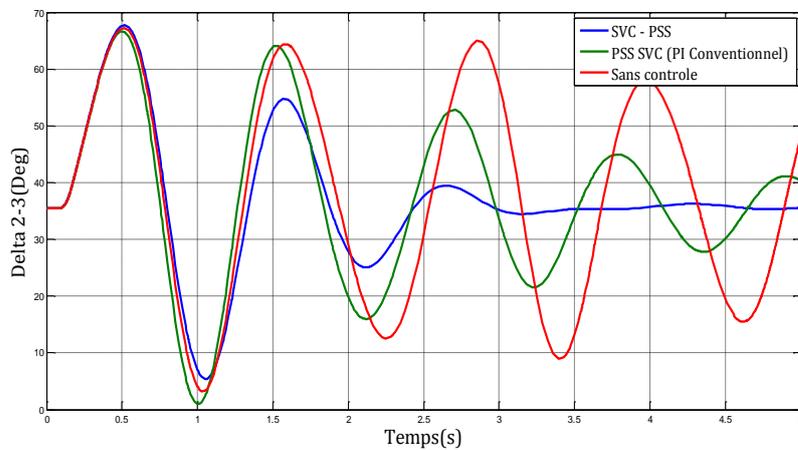
SVC	$K_{SVC}$	$T_{S1}$	$T_{S2}$	$T_{S3}$	$T_{S4}$
	1.1795	0.9779	0.2520	0.0053	0.9
PSS	$K_{PSS}$	$T_{P1}$	$T_{P2}$	$T_{P3}$	$T_{P4}$
	4.9264	0.0398	1.2841	0.0754	0.001

Les résultats de simulations sont représentés graphiquement avec les légendes suivantes :

- SVC-PSS : contrôleurs avec les paramètres optimaux :
- PSS-SVC (PI conventionnel): contrôleurs à paramètres conventionnels
- Sans contrôle : sans SVC et PSS.



**Figure 4.19.** Différence d'angle de charge entre G1 et G3 (mode interrégional)



**Figure 4.20.** Différence d'angle de transport entre G2 et G3 (mode interrégional)

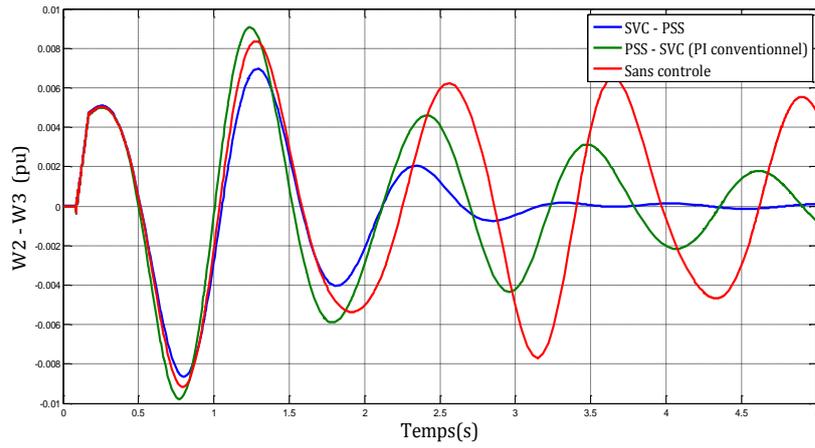


Figure 4.21. Différence de vitesses de rotation des machines G2 et G3 (mode interrégional)

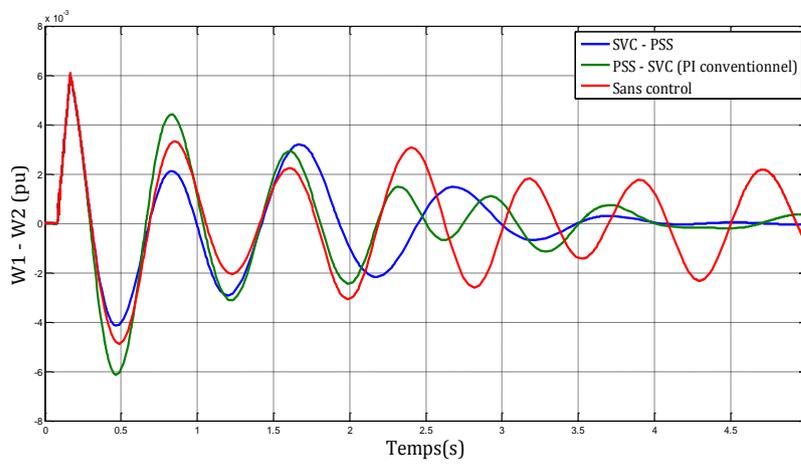


Figure 4.22. Différence de vitesses de rotation des machines G1 et G2 (mode local)

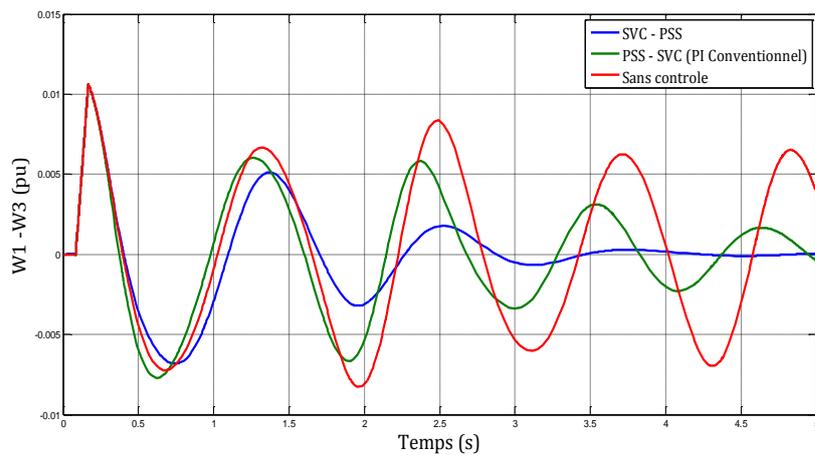


Figure 4.23. Différence de vitesses de rotation des machines G1 et G3 (mode interrégional)

### a. Interprétations

Un court-circuit dans un tel endroit a gravement déséquilibré le système. Comme l'illustrent les résultats obtenus, et en absence du contrôleur, les oscillations du mode interrégional se manifestent d'une manière inadmissible, en effet, une marge de variation de  $\Delta\delta$  peut s'étendre à 65deg. Les résultats obtenus prouvent que l'optimisation simultanée des paramètres des contrôleurs du SVC et du PSS a remarquablement amélioré la stabilité du système, en éliminant les oscillations à basse fréquences du mode local et interrégional.

#### 4.5.4.2. Défaut asymétrique

Afin d'étudier la robustesse des contrôleurs, on considère un court circuit monophasé sur le même endroit que précédemment, de durée de 100ms, à  $t=5/60$  s. Les résultats de simulations sont présentés sur les figures 4.24, 4.25, 4.26, 4.27 ;

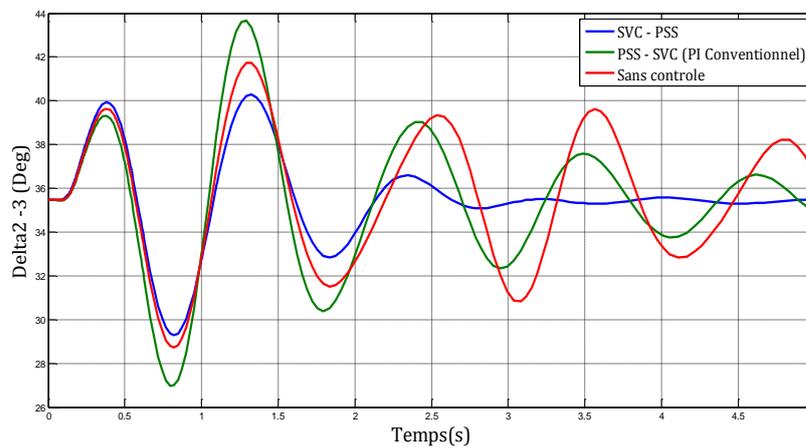


Figure 4.24.  $\delta_2 - \delta_3$  pour un défaut monophasé (mode interrégional)

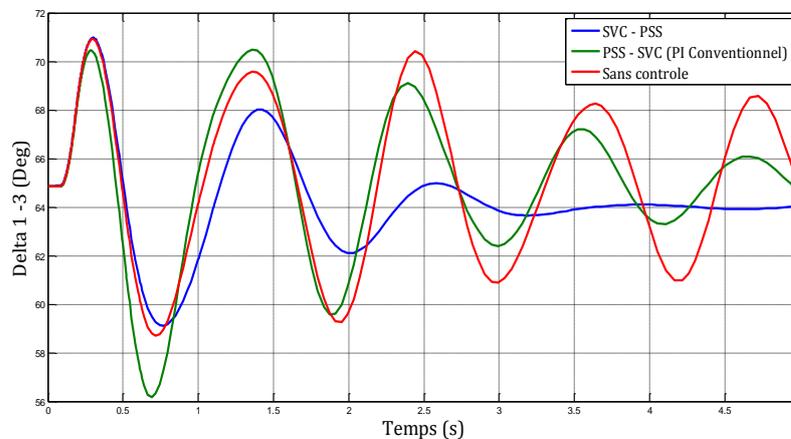


Figure 4.25.  $\delta_1 - \delta_3$  pour un défaut monophasé (mode interrégional)

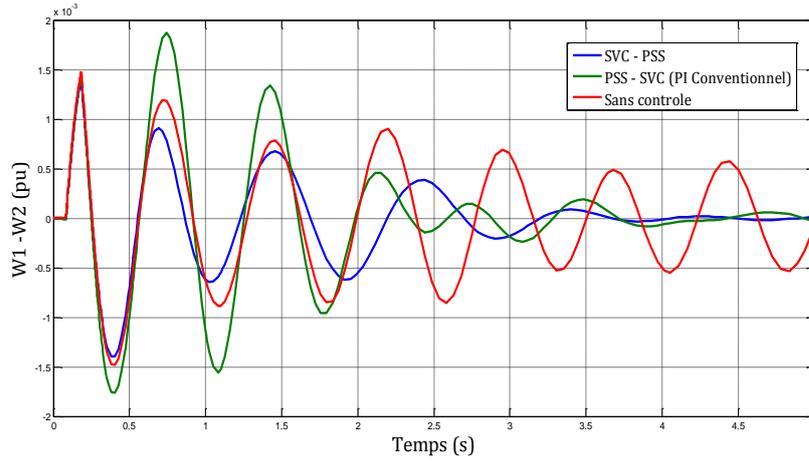


Figure 4.26.  $\omega_1 - \omega_2$  pour un défaut monophasé (mode local)

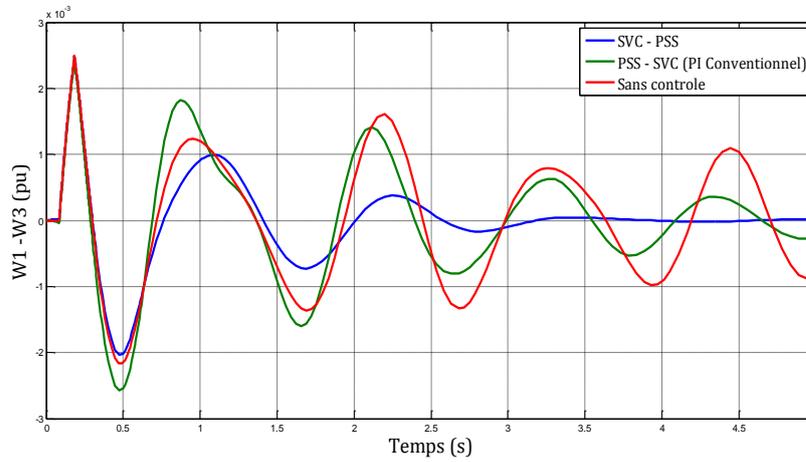


Figure 4.27.  $\omega_1 - \omega_3$  pour un défaut monophasé (mode interrégional)

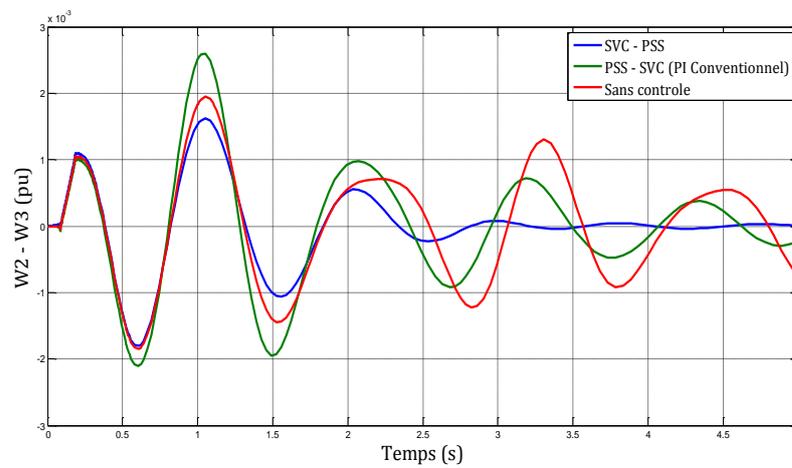


Figure 4.28.  $\omega_2 - \omega_3$  pour un défaut monophasé (mode interrégional)

### a. Interprétations

Bien que la présente perturbation n'ait pas un effet grave sur la stabilité du système comme c'était le cas précédemment, les oscillations du mode interrégional prennent place avec une marge de variation de  $\Delta\delta$  allant jusqu'à 12 deg, qui reste toujours pratiquement intolérable. Le réglage simultané des contrôleurs du SVC et du PSS a amorti notablement ces oscillations.

#### 4.5.4.3. Ouverture d'une ligne de transmission pendant 400ms.

Maintenant on considère que l'une des deux lignes reliant les jeux de barres B4 et B5 est perdue pour 400 ms, par l'ouverture des disjoncteurs d'encadrement à  $t=5/60$  s.

Les résultats de simulations sont présentés sur les figures 4.29, 4.30, 4.31 et 4.32 :

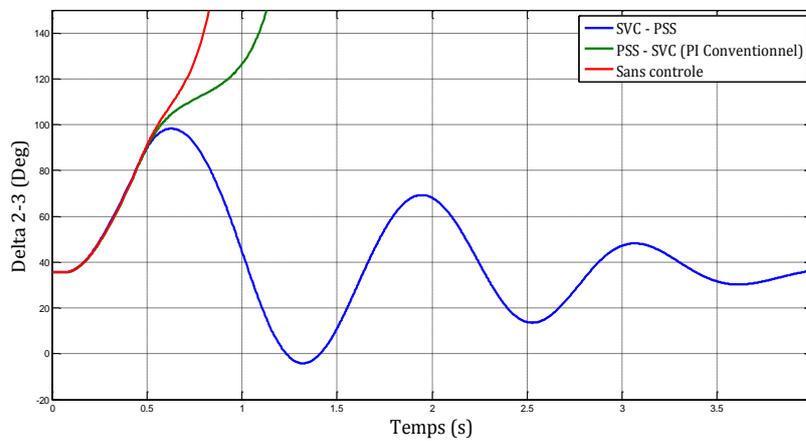


Figure 4.29.  $\delta_2 - \delta_3$  pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional)

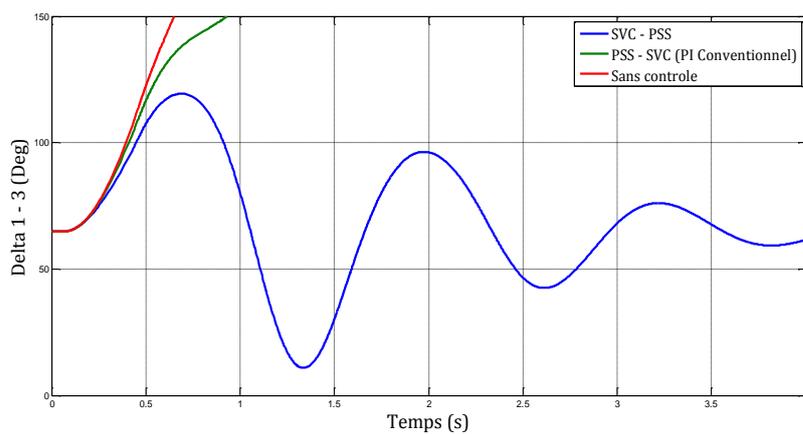


Figure 4.30.  $\delta_1 - \delta_3$  pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional)

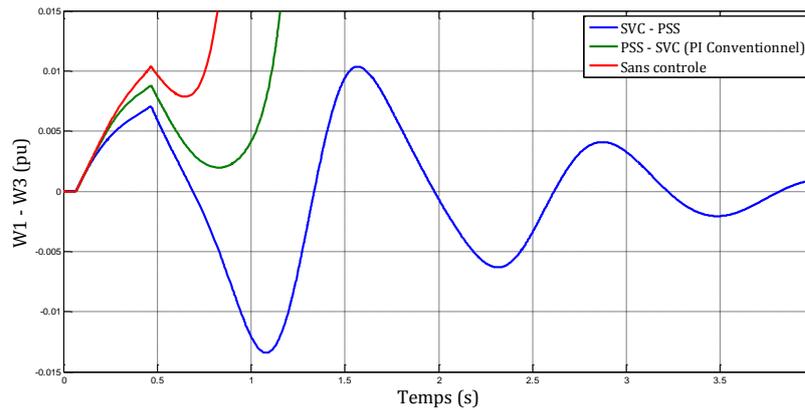


Figure 4.31.  $\omega_1 - \omega_3$  pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional)

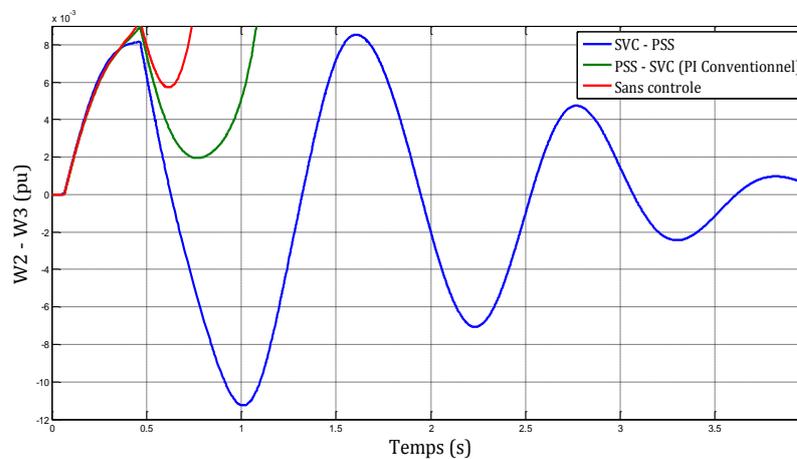


Figure 4.32.  $\omega_2 - \omega_3$  pour un défaut d'ouverture de ligne (mode interrégional)

#### 4.5.4.4. Interprétations

Concernant ce scénario, on constate que le défaut appliqué influe d'une manière notable sur la stabilité du système. En effet, les machines ont atteint ses angles de transport critiques et le réseau a perdu la stabilité dès la première oscillation pour les deux derniers cas (instabilité de première oscillation). Cependant, l'optimisation simultanée des contrôleurs du SVC et du PSS élargit la marge de la stabilité transitoire en offrant un contrôle adéquat de tension. La stabilité en termes d'amortissement des oscillations des angles rotoriques des trois générateurs et en termes des différences des vitesses de rotation des machines est donc améliorée et le synchronisme est rétabli.

#### 4.6. Conclusion

D'après les simulations effectuées et les résultats obtenus, nous avons bien remarqué l'impact de l'installation du dispositif FACTS shunt (SVC) et du PSS à paramètres calculés sur l'amélioration de la stabilité transitoire du système électrique subit des différents types de perturbations.

Après avoir dimensionné les contrôleurs pour un défaut de court circuit triphasé considéré comme le défaut le moins fréquent mais le plus sévère, les contrôleurs sont testés pour différents fréquents défauts, les résultats ont montrés l'aptitude des contrôleurs de garder la stabilité transitoire. Il est très intéressant de noter que l'utilisation des contrôleurs FACTS séries est plus efficace que les contrôleurs shunts en termes de dépassement et facteur d'amortissement.

# CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

---

L'objectif de notre travail est de dimensionner simultanément les contrôleurs d'un dispositif FACTS shunt et du PSS par les méthodes d'optimisation pour améliorer la stabilité transitoire des systèmes électriques.

Pour cela nous avons subdivisé le travail en quatre grands chapitres :

On a d'abord commencé par définir le problème de la stabilité des réseaux électriques, donner la classification des différents types de stabilités, poser le problème de la stabilité transitoire et son importance primordiale, les différentes méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire et les moyens possibles de l'améliorer, et on a discuté la constitution du PSS et son fonctionnement.

On a par la suite traité le moyen d'améliorer la stabilité transitoire par les dispositifs FACTS qui fait l'objet de notre deuxième chapitre, où on a donné un aperçu général sur les dispositifs FACTS, la classification de ces dispositifs, la constitution des dispositifs les plus connus, leurs multiples applications et leurs énormes avantages apportés au réseaux électriques. Une synthèse des travaux effectués dans le domaine de dimensionnement des dispositifs FACTS a été abordée en fin de chapitre.

Le troisième chapitre a été consacré pour l'étude du dispositif qui fait l'objet de ce mémoire SVC. Le principe de fonctionnement de ce dispositif a été discuté, ainsi que sa constitution et son modèle, puis on a étudié l'apport du SVC à l'amélioration des différents types de stabilité (stabilité de tension, stabilité dynamique et transitoire)

Finalement, on a mis en évidence l'influence des SVC et PSS à paramètres optimaux sur la stabilité transitoire et ses aptitudes d'améliorer le comportement des réseaux en régimes perturbés par l'amortissement des oscillations des angles des rotors pour le cas du réseau mono machine et réseau multi machines.

Les simulations, les résultats et les représentations graphiques obtenus sous l'environnement MATLAB-SIMULINK version 7.9. (R2009) ont clairement montré l'apport des compensateurs optimisés à l'amélioration de la stabilité transitoire pour différents types de défauts et notamment les courts circuits triphasés où les compensateurs ont prouvés leurs capacités de maintenir la stabilité et d'amortir les oscillations des modes locaux et interrégionaux.

Le présent travail peut être considéré comme un point de départ sur lequel on peut se baser pour mener des études plus profondes et plus détaillées sur ce très important sujet à savoir :

- L'utilisation des algorithmes plus modernes pour résoudre le problème d'optimisation tel que les algorithmes génétiques, PSO, les algorithmes évolutionnaires...;
- Optimisation des paramètres des dispositifs FACTS shunt en tenant compte de la contribution des compensateurs à la pollution harmonique ;
- Accomplir une étude comparative des différents dispositifs FACTS pour l'amélioration de la stabilité transitoire des grands réseaux de transport en tenant compte de l'optimisation de l'emplacement des compensateurs ;
- Utilisation d'une fonction objective qui tient compte l'emplacement, les oscillations de puissance, le coût... ;

## ***Annexe A- paramètres du réseau mono machine.***

Paramètres du générateur

Paramètres	S(MVA)	U (kV)	$R_s$ pu	$X_d$ pu	$X'_d$ pu	$X''_d$ pu	$X_q$ pu	$X'_q$ pu	$X''_q$ pu
Valeur	2100	13.8	$2.85 \cdot 10^3$	1.305	0.295	0.252	0.474	0.243	0.18

Paramètres de la ligne de transmission :

Paramètres	Longueur (km)	$R_1$ Ohm/km	$R_0$ Ohm/km	$L_1$ H/km	$L_0$ H/km	$C_1$ F/km	$C_0$ F/km
Valeur	300	0.02546	0.3864	$0.9337 \cdot 10^3$	$4.1264 \cdot 10^3$	$12.74 \cdot 10^9$	$7.751 \cdot 10^9$

Paramètres du transformateur :

Paramètre	S	montage	Rapport	$R_1 = R_2$ pu	$L_1$ pu	$L_2$ pu	$R_m$ pu	$L_m$ pu
Valeur	2100	$D/Y_g$	13.8/500	0.002	0	0.12	500	500

## **Annexe B- paramètres du réseau multi machine.**

Paramètres des générateurs :

Paramètres	S(MVA)	U (kV)	$R_s$ pu	$X_d$ pu	$X'_d$ pu	$X''_d$ pu	$X_q$ pu	$X'_q$ pu	$X''_q$ pu
<b>Machine 1</b>	2100	13.8	$2.85 \cdot 10^3$	1.305	0.295	0.252	0.474	0.243	0.18
<b>Machine 2</b>	2100	13.8	$2.85 \cdot 10^3$	1.305	0.295	0.252	0.474	0.243	0.18
<b>Machine 3</b>	2100	13.8	$2.85 \cdot 10^3$	1.305	0.295	0.252	0.474	0.243	0.18

Paramètres des transformateurs :

Paramètre	S	montage	Rapport	$R_1 = R_2$ pu	$L_1$ pu	$L_2$ pu	$R_m$ pu	$L_m$ pu
<b>TR1</b>	4200	$D/Y_g$	13.8/500	0.002	0	0.12	500	500
<b>TR2</b>	2100	$D/Y_g$	13.8/500	0.002	0	0.12	500	500
<b>TR3</b>	2100	$D/Y_g$	13.8/500	0.002	0	0.12	500	500

Paramètres des lignes de transmission :

Paramètres	Longueur (km)	$R_1$ Ohm/km	$R_0$ Ohm/km	$L_1$ H/km	$L_0$ H/km	$C_1$ F/km	$C_0$ F/km
<b>B1 – B5</b>	175	0.02546	0.3864	$0.9337e \cdot 10^3$	$4.1264 \cdot 10^3$	$12.74 \cdot 10^9$	$7.751 \cdot 10^9$
<b>B4 – B5</b>	175	0.02546	0.3864	$0.9337 \cdot 10^3$	$4.1264 \cdot 10^3$	$12.74 \cdot 10^9$	$7.751 \cdot 10^9$
<b>B2 – B4</b>	50	0.02546	0.3864	$0.9337e \cdot 10^3$	$4.1264 \cdot 10^3$	$12.74 \cdot 10^9$	$7.751 \cdot 10^9$
<b>B3 – B4</b>	100	0.02546	0.3864	$0.9337 \cdot 10^3$	$4.1264 \cdot 10^3$	$12.74 \cdot 10^9$	$7.751 \cdot 10^9$

Les charges :

Charge	P(MW)	Q(MVAr)
<b>Charge CH1</b>	7500	1500
<b>Charge CH2</b>	25	0
<b>Charge CH3</b>	25	0
<b>Charge CH4</b>	250	0

## Références Bibliographiques

- [1] M. CRAPP, *Stabilité et sauvegarde des réseaux électrique*, LAVOISIER, Ed. France: Bernes science publication, 2003.
- [2] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms And Definitions, "Definition And Classification Of Power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No. 2, May 2004.
- [3] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*. New York, USA: McGraw Hill Inc, 1994.
- [4] V. VITTAL, "Consequence and Impact of Electric Industry Restructuring on Transient Stability and Small Signal Stability Analysis", Proceeding of IEEE, Vol.88, No.2, Issue: 2, pp : 196-207, February 2000.
- [5] A. GRIFFO, "Novel Facts Controllers for Power System Stability Enhancement," These de Doctorat, Université Degli Studi de Napoli, Novembre 2006.
- [6] H. ELKHATIB, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique," Université de PAUL CEZANNE D'AIX Thèse de Doctorat, 2008.
- [7] S. DAIBOUN, "Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS," Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Université de Skikda 2005.
- [8] R. Z. MIÑANO, "Optimal Power Flow with Stability Constraints," Université de CASTILLA-LA MANCHA, Albacete, Thèse de Doctorat, 2010.
- [9] M. PAVELLA, D. ERNST, D. RUIZ-VEGA, *Transient Stability of Power Systems*. Ed. Kluwer Academic Publishers. Boston/Dordrecht/LONDON 2000.
- [10] R. NATARAJAN, *Computer-Aided Power System Analysis*. New York, USA: Marcel Dekker. 2002.
- [11] R. G. FAMER, *Power System Dynamics and Stability*. Ed. L.L Grigsby, Boca Raton: CEC Press LLC, 2001.
- [12] BOUSSAHOUBA.B « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques » Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique de l'école national polytechnique 2004.
- [13] Z. ELESCHOVA, M. SMITKOVA AND A. BELAN "Evaluation of Power System Transient Stability and Definition of the Basic Criterion", INTERNATIONAL JOURNAL ON ENERGY, Issue1, Vol. 4, 2010.
- [14] GÖRAN, ANDERSSON. *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*. ETH Zürich, September 2008.
- [15] ENRIQUE ACHA, CLAUDIO R. FUERTE-ESQUIVEL, HUGO AMBRIZ-PEREZ ET CESAR ANGELES-CAMACHO « FACTS Modelling and Simulation in power network » Ed. John WILEY and SONS LTD 2004.
- [16] R. MOHAN MATHUR, RAJIV K. VARMA « Thyristor – based FACTS controllers for electrical transmission systems » Ed. John wiley & sons, inc. Publication 2002.
- [17] ESKANDAR GHOLIPOUR SHAHRAKI « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » Université Henri Poincaré Nancy-I, Thèse de Doctorat 2003
- [18] BIKASH PAL, BALARKO CHAUDHURI. *Robust control in Power Systems*. Ed. Springer Science and Business Media. 2005
- [19] K. R. PADIYAR. *FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution*. New age international (P) Ltd., Publishers 2007
- [20] BENABID.R « Optimisation multi objectif de la synthèse des FACTS par les particules en essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électriques » Mémoire de Magistère, Département de génie électrique Université, Amar Telidji, Laghouat 2007.

- 
- [21] O.L.BEKRI, M.K.FELLAH « steady state and dynamic performance of an SVC device with MATLAB. SimPowerSystem » 2nd International Conference on Electrical and Electronics Engineering 21-23 April 2008
- [22] BOUDJELLA.HOUARI « modelling and simulation of Static Var Compensator (SVC) in power system studies by MATLAB », The annals of “Dunarea de jos”, university of GALATI FASCICLE III, 2008, Vol.31, No.1, ISSN 1221-454X
- [23] A.ALIBI « Contrôle des réseaux électriques par les systèmes FACTS » Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Université de BATNA 2009.
- [24] K.SEBA « Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique » Thèse de Doctorat, Département d'électrotechnique, Université de Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene (USTHB) 2008.
- [25] L. CAI, « Robust Coordinated Control of FACTS Devices in Large Power Systems » These de Doctorat, Université de Duisburg-Essen, 2004.
- [26] Ali T.AL AWAMI, M. A. ABIDO « A comparative study of effectiveness of robust FACTS stabilizers for power system stability enhancements » The Arabian Journal for Science and Engineering, Volume 33, Number 2B. 2008
- [27] A. KHODABAKHSHIAN, R. HOOSHMAND, R. SHARIFIAN « Power system stability enhancement by designing PSS and SVC parameters coordinately using RCGA » Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering CCEC, 2009.
- [28] O H. ABDALLA, W M.REFAEY, M K.SAAD, G.SARHAN « Coordinated design of power system and stabilizers and Static Var Compensator in a multi machine power system using genetic algorithms » Proceeding of the 6<sup>th</sup> ICEENG conference, Military Technical College Kobry El-Kobbah, Cairo, Egypt, 27-29 May, 2008
- [29] K.SOMSAI, A.OONSIVILA, A.SRIKAEW, T.KULWORAWANICHPONG « Optimal PI controller design and simulation of static var compensator using MATLAB's SIMULINK » Proceedings of the 7<sup>th</sup> WSEAS International Conference on Power Systems, Beijing, China, September 15-17, 2007
- [30] S. PANDA, N. P. PADHY « Comparaison of Particle Swarm Optimization and Genetic Algorithm for FACTS-Based Controller Design », Applied Soft Computing 8 (2008) 1418-1427
- [31] S. PANDA, S. C. SWAIN, P. K. RAUTRAY, AND R. K. MALIK. P, "Design and analysis of SSSC-based supplementary damping controller," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 18, no. 9, pp. 1199-1213, Oct. 2010.
- [32] S. PANDA, N. P. PADHY. "Power System with PSS and FACTS Controller : Modelling, Simulation and Simultaneous Tuning Employing Genetic Algorithm", World Academy of Science, Engineering and Technology 27 2007.
- [33] R. HAIMOUR « Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique » Mémoire de Magistère, Département de génie électrique, Ecole Normale Supérieure de l'enseignement technologique d'ORAN 2009
- [34] ALISHA BANGA ET S.S. KAUSHIK « Modeling and simulation of SVC controller for enhancement of power system stability » International Journal of Advances in Engineering and Technology, Vol. 1, Issue3, pp.79-64 July 2011.
- [35] H. SHAYEGHI, A. SAFARI, AND H. A. SHAYANFAR, "PSS and TCSC damping controller coordinated design using PSO in multi-machine power system," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, p. 2930–2937, 2010.
- [36] Mathworks/Simulink Design Optimization, 7.9 versions, 2009.
- [37] S. PANDA. "Differential evolution algorithm for SSSC-based damping controller design considering time delay", Journal of the Franklin Institute 348 pp.1903-1926. 2011
-

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. في هذا العمل تم استخدام جهاز SVC الذي ينتمي إلى عائلة FACTS التي تربط على التوازي، حيث تم تصميم الجهاز عن طريق خوارزميات التحسين من أجل تحسين الاستقرار العابر للشبكة الكهربائية. المنهج المقترح جرب على نظام ذو مركز توليد أحادي ونظام متعدد مراكز التوليد. إن التصميم المثالي للجهاز يعطي تحسين أفضل للاستقرار العابر للشبكة.

**كلمات مفتاحية :** الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية، أجهزة FACTS shunt، MATLAB Simulink،  
Simulink Design Optimization

Résumé :

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entraîner son instabilité en cas de perturbation. L'amortissement du système peut être obtenu par des moyens classiques de régulation de tension et de la vitesse mais aussi par des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems), ces dispositifs sont de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques. Dans ce travail, le SVC (Static Var Compensator) a été dimensionné par les algorithmes d'optimisation afin d'améliorer la stabilité transitoire. L'approche utilisée est testée sous un réseau mono machine et multi machine. Le dimensionnement optimal du compensateur donne une amélioration meilleure de la stabilité transitoire.

**Mots Clés :** Stabilité transitoire, réseaux électriques, dispositifs FACTS shunt, MATLAB/Simulink, Simulink Design Optimization

Abstract:

The use of power systems as close to their operating limits can cause instability if a disturbance is occurred. The damping of the system's oscillations can be obtained by conventional means such as voltage and speed regulation but also by FACTS devices (Flexible AC Transmission System). These devices are increasingly used in power systems. In this work, the SVC (Static Var Compensator) was sized utilizing the optimization algorithms to improve power system transient stability. The proposed approach is tested on a single machine infinite bus system and on a multi machine power system. The optimal design of the compensator provides a better improvement of transient stability.

**Key Words:** Power system, Transient stability, shunt FACTS, MATLAB/Simulink, Simulink Design Optimization.

---