

# Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques

Jean-Christophe Passelergue

## ▶ To cite this version:

Jean-Christophe Passelergue. Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998. Français. NNT: . tel-00823351

# HAL Id: tel-00823351 https://theses.hal.science/tel-00823351

Submitted on 16 May 2013  $\,$ 

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers. L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## THESE

présentée par

### Jean-Christophe PASSELERGUE

(Ingénieur ENSAIS)

#### Pour obtenir le grade de **DOCTEUR**

### de l'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

(Arrêté ministériel du 30 mars 1992)

(Spécialité : Génie Electrique)

\*\*\*\*\*\*

### Interactions

# des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques

\*\*\*\*\*\*\*

Date de soutenance : 26 novembre 1998

Composition du jury :

Monsieur

Jean FAUCHER

Président et Rapporteur

Messieurs

Gérard ROJAT Didier GEORGES Vincent HANNETON Nourredine HADJ-SAID René FEUILLET Rapporteur Examinateur Examinateur Examinateur Examinateur

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble

Je tiens aussi à remercier :

Yvon Bésanger, pour toute l'aide qu'il m'a apportée. Si j'ai débuté ce travail de thèse, c'est en grande partie parce qu'il m'en a donné l'envie.

Sami Ammari, qui a très fortement contribué à la mise en œuvre de la méthode linéaire quadratique décentralisée.

Je ne remercierai jamais assez les membres du laboratoire pour leur gentillesse et leur disponibilité exemplaire, et tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à ce travail.

E, il migliore per finire, un pensiero e un ringraziamento speciale per quella che condivide i suoi giorni con me.

### LEXIQUE

- AVR : Automatic Voltage Regulator Régulation de tension
- CCT : Condensateur Commandé par Thyristors
- FACTS : Flexible Alternative Current Transmission System Système de Transmission Flexible à Courant Alternatif
- HVDC : High Voltage Direct Current redresseurs et onduleurs haute tension
- LQR : Linear Quadratic Regulator Régulation Linéaire Quadratique
- p.u. : per unit par unité
- PSS : Power System Stabilizer Stabilisateur de puissance
- RCT : Réactance Commandée par Thyristors
- SPS : Static Phase Shifter Déphaseur statique
- SSR : SubSynchronous Resonance Résonance Sous Synchrone
- SSTI : SubSynchronous Torsional Interaction Interaction torsionnelle sous-synchrone
- STATCOM : STATic COMpensator Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé
- SVC : Static Var Compensator Compensateur Statique d'Energie Réactive
- TCSC : Thyristor Controlled Series Compensator Compensateur Série Contrôlé par Thyristors
- TOG : Thyristors à Ouverture par Gâchette Gate Tured-Off (GTO)
- UPFC : Unified Power Flow Controller Déphaseur-régulateur universel

. .

Sommaire

1

29

### SOMMAIRE

## **INTRODUCTION**

----

### CHAPITRE I **INTERACTIONS DES DISPOSITIFS FACTS**

INTERACTIONS DES DISPOSITIFS FACTS	
I.1 - Situation mondiale des systèmes de puissance	3
I.2 - Le concept FACTS : un projet EPRI	4
I.3 - Présentation sommaire des dispositifs FACTS	5
I.4 - Phénomènes d'interaction	13
I.4.1 - Interactions « harmoniques »	13
I.4.2 - Résonances subsynchrones	
et interactions torsionnelles subsynchrones	16
I.4.3 - Interactions de régulation	19
I.4.3.1 - Les phénomènes d'interaction de régulation relatés dans la littérature	20
I.4.3.2 - Mise en évidence d'interactions de régulation dans un réseau test	24
I.5 - Conclusion	27

### **CHAPITRE II** THEORIE PETITS SIGNAUX

\_\_\_

II.1 - Introduction	29
II.2 - Représentation d'état	29
II.3 - Linéarisation du système	30
II.4 - Analyse des valeurs propres	32
II.5 - Commandabilité et observabilité	36
II.6 - Forme des modes et sensibilité	37
II.7 - Facteurs de participation	38
II.8 - Conclusion	39

**II.8** - Conclusion

a	
Nom	maire
20111	111000010

77

CHAPITRE	
----------	--

## OSCILLATIONS TRES BASSE FREQUENCE DES SYSTEMES DE PUISSSANCE ET INTERACTIONS 41

III.1 - Introduction	41
III.2 - Les oscillations très basse fréquence	42
III.2.1 - Les différents types de modes d'oscillation	42
III.2.2 - Illustration par l'analyse du réseau test 2 zones 4 machines	43
III.3 - Les modes électromécaniques	45
III.3.1 - Modes locaux - Modes inter-régions	45
III.3.2 - Utilisation des dispositifs FACTS	
afin d'amortir les oscillations de puissance	49
III.3.2.1 - Les dispositifs FACTS et l'amortissement	
des oscillations de puissance	49
III.3.2.2 - Lieu d'implantation des dispositifs FACT	
vis-à-vis de l'amortissement des oscillations de puissance	52
III.3.2.3 - Signal d'entrée du dispositif FACTS	56
III.3.2.4 - Application au réseau test 2 zones 4 machines	56
III.3.3 - Conclusion	61
III.4 - Analyse de phénomènes d'interaction	62
III.4.1 - Introduction	62
III.4.2 - Utilisation du STATCOM en soutien de tension	62
III.4.3 - Utilisation des dispositifs FACTS en amortissement	
des oscillations de puissance	68
III.4.4 - Conclusion	74
III.5 - Conclusion	74

## CHAPITRE IV COORDINATION DES DISPOSITIFS FACTS ET PSS

\_ \_ \_

IV.1 - Introduction	77
IV.2 - Méthode « Minimax »	77
IV.2.1 Concept de la méthode « minimax »	77
IV.2.2 - Mise en oeuvre de la méthode « minimax »	78
IV.2.3 - Application de « minimax »	79
IV.2.4 - Conclusion	87

~	
Somme	ure

97

IV.3 - Méthode linéaire quadratique décentralisée	87
IV.3.1- Principe de la méthode linéaire quadratique	87
IV.3.2 - Le concept de décentralisation	88
IV.3.3 - Commande par retour de sortie : une commande décentralisée	88
IV.3.3.1 - Commande LQR basée sur la résolution de l'équation	
de Ricatti généralisée	89
IV.3.3.2 - Méthode de résolution de l'équation de Ricatti généralisée	90
IV.3.3.3 - Algorithme	90
IV.3.3.4 - Choix des matrices de pondération	91
IV.3.4 Application de la méthode LQR décentralisée	92
IV.3.5 - Conclusion	96
IV.4 - Conclusion	96

---

## CHAPITRE V INDICES DE SENSIBILITE

V.1 - Introduction	97
V.2 - Définition des indices de sensibilité	97
V.3 - Application des indices modaux et globaux de sensibilité	101
V.3.1 - Démarche utilisée	101
V.3.2 - Application au réseau test 4 machines 2 zones	103
V.3.2.1 - Insertion d'un STATCOM dans le réseau seul	103
V.3.2.2 - Insertion d'un STATCOM	
en présence d'un premier STATCOM	107
V.3.2.3 - Insertion d'un STATCOM en présence d'un PSS	110
V.3.3 - Application au réseau réel 29 machines	112
V.4 - Conclusion	121

Sommaire

CHAPITRE VI	
INDICES D'INFLUENCE	123

VI.1 - Introduction	123
VI.2 - Définition des indices d'influence	
VI.3 - Application des indices d'influence	128
VI.3.1 - Application au réseau test 4 machines 2 zones	128
VI.3.1.1 - Insertion du STATCOM dans le réseau seul	· 128
VI.3.1.2 - Insertion du STATCOM en présence d'un PSS	129
VI.3.1.3 - Insertion du STATCOM	
en présence d'un premier STATCOM	130
VI.3.2 - Application au réseau réel 29 machines	132
VI.4 - Conclusion	136

---

---

-----

# CONCLUSION ET PERSPECTIVES 137

BIBLIOGRAPHIE	139
DIDLIQUNALIIIE	157

Annexe A1 - Modélisation du réseau et logiciels d'étude	143
Annexe A2 - Linéarisation du système et matrice d'état	147
Annexe A3 - Modélisation du STATCOM	157
Annexe A4 - Power System Stabilizers	165
Annexe A5 - Application des indices de sensibilité	171

# INTRODUCTION

.

### INTRODUCTION

Face à la saturation des réseaux de puissance, les compagnies d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité (conduite aux limites). Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, le maintien d'un profil de tension acceptable, la surveillance des reports de charge, etc. A cet effet, l'aspect sécurité prend une grande importance et des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la sécurité et rendre l'exploitation des réseaux plus flexible.

Le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus dense des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

De plus, grâce à leur temps de réponse court à des changements dans les réseaux de puissance, les dispositifs FACTS sont apparus comme des outils efficaces pour l'amortissement des oscillations électromécaniques en alternative ou complément aux stabilisateurs de puissance (PSS - Power System Stabilizers). Cette nouvelle fonction pour les dispositifs FACTS est d'autant plus importante que les réseaux mondiaux sont de plus en plus interconnectés, ce qui rend toujours plus sensible le problème des modes d'oscillation inter-régions.

Cependant, le recours à de nombreux dispositifs FACTS dans un même réseau, que ce soit en usage "conventionnel" ou en amortissement des oscillations de puissance, introduit une nouvelle dimension en terme de dynamique qui doit être attentivement examinée afin d'assurer une complète coordination et compatibilité. Il est essentiel qu'il existe une très bonne coordination entre les dispositifs connectés en différents lieux en s'assurant que leurs actions ne soient pas négatives au vu de la sécurité du réseau. Ainsi la notion d'interactions apparaît, aussi bien entre dispositifs FACTS qu'avec d'autres éléments du réseau dont les boucles de régulation des machines comme les PSSs. Dans ce contexte, les phénomènes d'interaction de régulation sont très largement méconnus. Ils peuvent entraîner l'apparition ou l'amplification de modes d'oscillation basse fréquence, voire même provoquer une instabilité.

Il est donc très important d'étudier ces phénomènes d'interaction, et en particulier ceux liés à la

régulation des dispositifs FACTS. C'est l'objet de cette thèse qui englobera l'étude des interactions des dispositifs FACTS entre eux et avec les PSSs. Nous nous attacherons à l'étude et l'identification des interactions en utilisant les outils fournis par la théorie petits-signaux (observabilité, commandabilité, sensibilité). Nous chercherons les moyens de remédier à ces phénomènes par la coordination ou le placement des dispositifs FACTS.

Ce rapport évoquera dans un premier chapitre les problèmes que rencontrent actuellement les réseaux de transport et d'interconnexion. Nous présenterons ensuite le projet FACTS et les différents types d'interaction résultant de l'insertion des dispositifs FACTS.

La théorie petits-signaux, nécessaire à l'étude des phénomènes d'interaction de régulation, sera présentée dans le deuxième chapitre.

Le troisième chapitre sera consacré aux oscillations très basse fréquence et à l'utilisation des dispositifs FACTS afin d'amortir ces oscillations. Nous examinerons de plus près les phénomènes d'interaction de régulation engendrés par les dispositifs FACTS sur ces oscillations très basse fréquence.

Dans le quatrième chapitre, nous aborderons l'utilisation de deux techniques d'optimisation afin de coordonner les éléments interagissant : une méthode de type "minimax" et une technique linéaire quadratique décentralisée. Nous mettrons alors en évidence les limites de la coordination.

Dans le cinquième chapitre, nous proposerons l'utilisation d'indices de sensibilité afin de déterminer le positionnement des dispositifs FACTS dans le réseau pour minimiser les effets néfastes des phénomènes d'interaction. Ces indices seront alors validés sur deux réseaux test et un réseau réel.

Enfin, dans le dernier chapitre, nous définirons des indices d'influence des dispositifs FACTS dans le réseau. Ces indices permettent de dégager les zones de forte influence du dispositif FACTS, zones où l'insertion d'un autre dispositif entraînerait l'apparition de phénomènes d'interaction.

Nous finirons ce rapport par une conclusion et en proposant des perspectives d'étude permettant de compléter le travail réalisé tout au long de cette thèse de doctorat.

# CHAPITRE I

# INTERACTIONS DES DISPOSITIFS FACTS

### CHAPITRE I

### **INTERACTIONS DES DISPOSITIFS FACTS**

#### I.1 - Situation mondiale des systèmes de puissance

L'énergie électrique est produite en des sites particuliers (barrages, centrales nucléaires au bord de fleuves, ...) et elle est utilisée dans des centres de consommation souvent éloignés des sites de production (agglomérations urbaines, concentrations industrielles, ...). Il faut donc produire et transporter cette énergie aux lieux et dates de consommation : c'est le rôle du réseau de transport. Une fois que l'énergie est parvenue aux centres de consommation, elle est prise en charge par le réseau de distribution qui va la répartir entre les différents consommateurs. Le réseau de transport comprend les centres de production, les centres de consommation et le matériel de transport mais sa représentation ne prend pas en compte le détail de ces composantes. Par exemple, un centre de production sera représenté par une machine génératrice, un centre de consommation par une charge, etc. Le système de puissance, lui, est l'ensemble de toutes les composantes qui permettent de fournir de l'énergie à un consommateur et comprend donc le réseau de transport avec le détail de toutes ses composantes (centrales de production, réseau de distribution, etc). La gestion d'un tel système est très complexe et pose de nombreux problèmes, le maillon faible de la chaîne étant le réseau de transport. Il faut veiller à tout instant à ce que le réseau de transport remplisse son rôle de la meilleure façon possible considérant qu'il est plus facile de distribuer une énergie de qualité en aval (aux consommateurs) si son transport en amont est réalisé de façon satisfaisante.

Les planificateurs sont de plus en plus conscients des limites d'utilisation des réseaux de transport. La situation actuelle dans beaucoup de pays au monde est caractérisée par les tendances suivantes :

- Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation et à la croissance de la population (on note cependant une légère stagnation dans les pays industrialisés). Avec l'augmentation des transits de puissance, les réseaux deviennent plus compliqués à gérer, subissent de grandes variations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que leur niveau de sécurité diminue.

- Contraintes écologiques et administratives. Le respect de l'environnement joue un rôle important dans la société actuelle. Il est en particulier de plus en plus difficile d'obtenir des permis

de construire pour de nouvelles lignes ou pour l'implantation de nouvelles centrales. En pratique, cela demande plusieurs années.

- Contraintes opérationnelles. La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement d'autorisations administratives et du respect de l'environnement, comme nous l'avons vu ci-dessus. Pour satisfaire la demande d'énergie sous ces conditions contradictoires, les compagnies gérant les réseaux de transport font de plus en plus appel, pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges internationaux de puissance, ce qui demande une interconnexion de systèmes prévus indépendants au départ. L'augmentation du maillage associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux développe des boucles de puissance et des lignes en parallèle, ce qui surcharge certaines lignes avec pour conséquence de détériorer le profil de tension et de diminuer la stabilité du réseau.

Enfin, l'interconnexion croissante des réseaux de transport peut être à l'origine de l'apparition d'oscillations de puissance de basse fréquence entre les réseaux interconnectés. Or ces oscillations, dans certains cas, sont faiblement amorties et persistent sur de longues périodes, rendant alors nécéssaire la séparation des réseaux interconnectés.

Considérant que les réseaux de transport électrique représentent une grande valeur économique et compte tenu des limites actuelles, il faut essayer d'aller dans les directions suivantes :

- Améliorer l'utilisation des équipements existants en augmentant leur capacité de transfert de puissance. D'un point de vue financier, cela peut se révéler avantageux.

- Améliorer la flexibilité des réseaux car pouvoir changer rapidement leur configuration permet une meilleure répartition de la puissance, particulièrement en cas de perturbations ou de transferts de puissance imprévus.

### I.2 - Le concept FACTS : un projet EPRI

Les problèmes des réseaux énoncés ci-dessus devenant plus présents d'année en année, EPRI (Electric Power Research Institute), qui représente un consortium dédié à la recherche dans les réseaux électriques et regroupant des compagnies d'électricité américaines, a lancé en 1988 le concept FACTS (Flexible AC Transmission System). C'est un projet à long terme qui vise à rendre les réseaux plus flexibles. La technologie FACTS utilise l'électronique de puissance et plus particulièrement des systèmes à thyristors ou TOG (Thyristors à ouverture par gâchette - GTO) qui permettent d'obtenir des vitesses de commande nettement supérieures à celles des systèmes mécaniques qui sont encore largement utilisés, et un niveau de maintenance bien inférieur car les systèmes mécaniques s'usent beaucoup plus rapidement que les systèmes statiques.

Les objectifs du projet FACTS sont de pouvoir contrôler les transits de puissance dans les réseaux et d'augmenter leur capacité de charge jusqu'à leur limite thermique maximale. Pour fixer les idées, nous pouvons prendre un exemple simple :



Figure I.1 - Ligne de transport à courant alternatif

Considérons le transit de puissance sur une ligne à courant alternatif. Cette ligne est représentée sur la figure I.1, les pertes étant supposées nulles. La puissance transmise P est fonction des amplitudes des tensions E1 et E2 aux extrémités de la ligne, du déphasage  $\delta$ 12 entre ces deux tensions et de l'impédance X de la ligne, comme le montre l'équation I.1.

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12} \tag{I.1}$$

Cette équation montre que la puissance transmissible par une ligne est limitée par les paramètres énoncés ci-dessus et pas forcément par sa limite thermique. De plus, il découle de cette équation que si l'on peut régler un, deux, voire les trois paramètres, on contrôle alors le transit de puissance dans la ligne.

De plus, grâce à leur temps de réponse court à des changements dans les réseaux, les dispositifs FACTS sont apparus comme des éléments pouvant contribuer à l'amortissement des oscillations très basse fréquence en remplacement ou complément des traditionnels stabilisateurs de puissance ou « PSS ».

### I.3 - Présentation sommaire des dispositifs FACTS

La famille des dispositifs FACTS est grande. Parmi ceux-ci, on peut distiguer :

- les Compensateurs Série Contrôlés par Thyristors, en anglais Thyristor Controlled Series Compensators (TCSC), permettant de modifier l'impédance des lignes avec une grande flexibilité [HE93, LA93, BE94];
- les déphaseurs statiques (Static Phase Shifters SPS), où des thyristors sont utilisés sur des transformateurs réglables, assurant un contrôle de l'angle de transmission [GY90-1, KA92, BE94];

- les Compensateurs Statiques d'Energie Réactive, en anglais Static Var Compensators (SVC), où la compensation est de type shunt, qui permettent le contrôle de la demande en énergie réactive et de la tension de ligne grâce à la commutation synchrone de batteries de capacités et d'inductances [EN85, BE94];
- le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé ou STATCOM (STATic COMpensator), de type shunt, développé ces dernières années grâce au développement des thyristors à ouverture par gâchette (TOG) à grande puissance très performants [GY90-2, BE94];
- l'UPFC (Unified Power Flow Controller), dont le concept est très récent. Ce compensateur réunit les fonctions du compensateur shunt, du compensateur série et du déphaseur [ME92, BE94].

Nous allons maintenant procéder à une présentation sommaire de ces dispositifs FACTS qui figurent parmi les plus connus.

• Le Compensateur Statique d'Energie Réactive (SVC – Static Var Compensator)

Le SVC est le dispositif FACTS le plus ancien. En effet, il a été développé vers la fin des années 1960 afin de compenser des variations rapides d'énergie réactive dues, par exemple, aux fours à arcs.

Il existe de nombreux types de SVC. Le système le plus commun correspond à un compensateur hybride, c'est-à-dire à l'association d'un CCT (Condensateur Commandé par Thyristors) et d'une RCT (Réactance Commandée par Thyristors) en parallèle.

Les éléments de base d'un CCT sont un condensateur en série avec deux thyristors tête-bêche et une petite inductance. La commande envoie des impulsions sur les deux thyristors tant qu'il existe une demande de courant capacitif, donc de puissance réactive. Le CCT fonctionne alors en pleine conduction durant ce laps de temps et il est bloqué si la demande d'énergie réactive est nulle. Les thyristors sont utilisés comme des interrupteurs électroniques. Le CCT est donc une source d'énergie réactive.

Les éléments de base d'une RCT sont une inductance en série avec deux thyristors tête-bêche. Les thyristors conduisent alternativement, chacun pendant un intervalle compris dans une demi-période du réseau et dépendant de l'angle d'amorçage. La pleine conduction des thyristors est obtenue pour un angle de 90°. Le courant est alors réactif et sinusoïdal, en retard de 90° par rapport à la tension du réseau. La conduction partielle est obtenue pour un angle d'amorçage compris entre 90° et 180°. L'augmentation de l'angle d'amorçage entraîne la diminution de l'amplitude du fondamental du courant. Cela se traduit par l'augmentation de la valeur de l'inductance du compensateur vue du

réseau. Les thyristors sont utilisés comme gradateur. Ce système ne peut qu'absorber de la puissance réactive.



Figure I.2 - Schéma du SVC



Figure I.3 - Caractéristique du SVC

Les CCT et RCT qui composent un compensateur hybride doivent être de niveau de puissance identique. On peut régler l'échange de puissance réactive avec le réseau en agissant de façon indépendante ou combinée sur la RCT et/ou sur le CCT. Un tel compensateur a un temps de réponse court et un niveau de maintenance faible.

Si le but principal du SVC est le soutien de tension, il peut aussi être utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance. A titre d'exemple, un type de commande de SVC avec une boucle d'amortissement sera donné ici (figure I.4). La boucle d'amortissement (damping loop) est alors préférée à la boucle de tension (voltage loop).



boucle d'amortissement

Figure I.4 - Schéma-bloc de commande d'un SVC

Cette fonction des dispositifs FACTS sera examinée ultérieurement dans ce rapport (structure de la boucle d'amortissement, signal d'entrée).

• Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé (STATCOM – STATic COMpensator)

L'arrivée des thyristors GTO a conduit au développement d'un autre dispositif FACTS shunt : le STATCOM.

Similaire au compensateur synchrone tournant classique, le STATCOM présente un temps de réponse plus court et il est sans inertie mécanique. Il est capable de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive. Celui-ci se présente le plus souvent sous la forme d'un onduleur de tension (figure I.5).

Son principe est simple : un onduleur de tension produit, grâce à une source de tension continue, un jeu de tensions triphasées, en phase et couplées aux tensions d'une ligne via une inductance faible, correspondant en général à l'inductance de fuite par phase du transformateur de couplage. L'échange d'énergie réactive entre la ligne et le STATCOM sera contrôlé par l'amplitude de la tension de sortie de ce dernier. Ses caractéristiques de fonctionnement sont bien supérieures à celles du compensateur statique classique (SVC).



Figure I.5 - Schéma de base d'un onduleur de tension



Figure I.6 - Caractéristique du STATCOM

La figure I.6 représente la caractéristique de la tension du réseau en fonction du courant réactif produit.

Le STATCOM présente de nombreux avantages :

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

- bonne réponse dynamique : le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser des compensateurs multi-niveaux, des filtres ou bien une commande MLI.

Le STATCOM étant, comme le SVC, un dispositif FACTS de type shunt, son utilisation pour l'amortissement des oscillations de puissance entraîne le remplacement de la boucle de tension par une boucle d'amortissement (voir figure I.4).

• Le Compensateur Série Contrôlé par Thyristors (TCSC – Thyristor Controlled Series Compensator)

Il s'agit d'une Réactance Série Commandée par Thyristors en parallèle sur un condensateur fixe, le tout en série sur la ligne de transmission (figure I.7).

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique (pleine conduction), l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.



Figure I.7 - Schéma de base du TCSC

Suivant l'angle d'amorçage des thyristors, la valeur de l'impédance sera variable. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation [BE95] :

$$X(\alpha) = \frac{jL\omega}{2\pi(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2}$$
(I.2)

Or, il existe une zone où cette impédance n'est pas définie (zone de résonance). La résonance correspond à la valeur de l'angle d'amorçage pour lequel le dénominateur de cette expression  $X(\alpha)$  s'annule (voir figure I.8).



Figure I.8 - Impédance du circuit en fonction de l'angle d'amorçage

On obtient donc, grâce au TCSC, pour impédance équivalente de la ligne une impédance variable avec une grande vitesse de commande, et donc un meilleur contrôle du transit de puissance, une augmentation de la puissance maximale transmissible et une augmentation de la stabilité statique. Le TCSC peut, lui aussi, être utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance. Il suffit pour cela de lui ajouter une boucle d'amortissement du même type que celle vue pour les dispositifs FACTS shunt (voir figure I.4).

• Le déphaseur statique (SPS – Static Phase Shifter)

Ces déphaseurs ont été créés afin de remplacer les déphaseurs mécaniques (transformateurs déphaseurs).

Les déphaseurs commandés par thyristors fonctionnent en injectant sur les trois phases de la ligne de transport d'énergie une tension en quadrature avec la tension simple de la phase correspondante. Un tel déphaseur est montré par la figure I.9, une seule phase étant représentée.



Figure I.9 - Déphaseur commandé par thyristors

Comme pour les dispositifs FACTS vus précédemment, le déphaseur peut être utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance moyennant l'ajout d'une boucle d'amortissement dans sa régulation.

• Le déphaseur-régulateur universel (UPFC - Unified Power Flow Controller)

L'UPFC est le dernier dispositif FACTS à être apparu puisqu'il a été présenté au début de cette décennie [GY90-1, ME92]. Il est actuellement en phase d'expérimentation par TVA (Tenessee Valley Authority).

Ce compensateur est capable de contrôler les trois paramètres de la ligne de transmission (tension, impédance, déphasage) et d'intervenir dans le contrôle du transit de puissance active. En fait, il réunit les fonctions des trois précédents types de dispositifs FACTS (compensateur shunt, compensateur série et déphaseur) en un seul système employant deux onduleurs de tension. La figure I.10 donne le schéma de principe de l'UPFC.

L'onduleur 1 est utilisé pour fournir la demande de puissance active de l'onduleur 2 à travers la liaison à courant continu et il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive indépendamment de la puissance active qui le traverse. L'onduleur 2 engendre la tension Ut ainsi que la demande de puissance réactive correspondant à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif FACTS 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 des onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant une des fonctions temporairement. Il pourra donc être utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance. De plus, il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que les fonctions série et déphaseur pourront être utilisées afin d'amortir les oscillations de puissance [CA95].

Ceci le met en avant des autres systèmes de compensation et de contrôle du transit de puissance, et lui promet certainement une grande place dans les réseaux du futur proche.

Cependant, il convient de noter que la commande de deux onduleurs fonctionnant simultanément est relativement complexe.



Figure I.10 - Schéma de principe de l'UPFC

### I.4 - Phénomènes d'interaction

Cependant, à côté des avantages apportés par les dispositifs FACTS pour une meilleure exploitation des réseaux, l'utilisation de nombreux dispositifs FACTS dans un réseau complexe, interconnecté, introduit une nouvelle dimension en terme de dynamique qui doit être attentivement examinée afin d'assurer une complète compatibilité de ces dispositifs. Il est essentiel qu'il y ait un haut degré de coordination entre les dispositifs connectés en différents lieux en s'assurant que leurs actions ne soient pas négatives au vu de la fiabilité du réseau.

C'est ainsi qu'apparaît la notion d'interactions entre les dispositifs FACTS entre eux, mais aussi avec d'autres éléments du réseau dont les régulations des machines.

Ces interactions peuvent être de différents types.

### I.4.1 - Interactions "harmoniques" [IEEE95, IEEE96, HA92]

Ce type d'interaction peut provenir de l'insertion de dispositifs FACTS tels que le SVC, le STATCOM, le TCSC et/ou de l'insertion de convertisseurs HVDC (High Voltage DC - redresseurs et onduleurs haute tension). Il est caractérisé par la génération ou l'amplification d'harmoniques dans les signaux de tension et de courant. Les convertisseurs HVDC sont une des causes majeures de la génération d'harmoniques dans les grands réseaux électriques. Les dispositifs à base d'électronique de puissance interagissent avec les régulations. L'étude de tels phénomènes nécéssite

un programme d'analyse des harmoniques ou d'étude temporelle en transitoire rapide pouvant être complétée par l'étude des valeurs propres (théorie des petits signaux) [HA92].

• Exemple d'interaction harmonique

Un des cas les plus connus d'instabilité due aux harmoniques est celui apparaissant avec les lignes à courant continu (lignes HVDC - High voltage Direct Current) de Châteauguay [HA92]. Il s'agit là d'une instabilité provenant du second harmonique. Le réseau étudié correspond à l'interconnexion entre le réseau d'Hydro-Québec et celui de NYPA (New York Power Authority). Il est constitué par une ligne de transport de 765kV reliant Châteauguay (Québec) à Massena et Marcy (Etats-Unis). Les générateurs de Beauharnois sont connectés à Châteauguay via quatre lignes de 120kV et donc de transformateurs 765/120kV. Deux lignes HVDC bidirectionnelles d'une capacité chacune de 500MW sont connectées à Châteauguay par l'intermédiaire de transformateurs placés aux terminaux de ces deux lignes. Enfin, deux SVC de +166/-100Mvar sont insérés près des terminaux.

La courbe (a) de la figure I.11 donne la caractéristique fréquentielle de l'impédance du système en courant alternatif vue par le noeud de Châteauguay lorsque les convertisseurs HVDV et les SVCs sont déconnectés. Elle met en évidence un léger effet de résonance du second harmonique. La figure (b) donne cette même caractéristique lorsque les convertisseurs HVDC sont connectés. On note une très nette amplification de l'effet de résonance du second harmonique. Enfin, la courbe (c) présente les résultats obtenus avec l'ajout de régulation auxiliaire sur les convertisseurs afin de limiter l'ampleur du second harmonique.

De plus, cette étude montre que les SVCs amplifient par leur régulation l'instabilité du système (voir figure I.12). Il apparaît ici que plus le gain de la régulation des SVCs est élevé, plus le système est instable. En effet, une valeur propre dont la partie réelle est positive correspond à un mode instable, mode dont la pulsation est donnée par la partie imaginaire de cette valeur propre. L'examen des valeurs propres relève de la théorie petits signaux et concerne les études dynamiques.

Remarque : Le second harmonique est vu du côté continu comme deux oscillations à 120±60 Hz, d'où une valeur propre à 377 rad/s.



a) Système courant alternatif seul

0. Kp = 0.0

b) Système courant alternatif + convertisseurs HVDC

c) Système courant alternatif + convertisseurs HVDC + régulations auxiliaires courant continu
Figure I.11 - Impédance effective du système en fonction de la fréquence [HA92]



Figure I.12 - Evolution de la valeur propre associée au mode harmonique pour une valeur croissante du gain Kp du SVC (Système courant alternatif + convertisseurs HVDC) [HA92] <u>I.4.2 - Résonances sous-synchrones (SSR - SubSynchronous Resonance) et interactions</u> torsionnelles sous-synchrones (SSTI - SubSynchronous Torsional Interaction) [HA87, GE90, LA90, CL95, IEEE95, IEEE96, BR96]

Il est possible de voir apparaître ou s'amplifier des phénomènes de résonance sous-synchrone avec l'introduction de convertisseurs HVDC et/ou de dispositifs FACTS shunt ou série de par la présence d'éléments capacitifs et inductifs dans les réseaux. Ces interactions sont normalement plus complexes dans les réseaux comportant une compensation série puisque des interactions avec plusieurs types de modes peuvent apparaître. Leur gamme de fréquence est très étendue puisque la fréquence peut être de quelques hertz comme elle peut être proche de celle du synchronisme.

Les oscillations torsionnelles sont le fruit d'une interaction de l'arbre des turbines vapeur avec les réseaux compensés par capacités séries ou avec les régulations du système d'excitation des machines, du couple mécanique, des convertisseurs HVDC ou des dispositifs FACTS [HA87].

Pour ces deux types d'interaction, les outils d'étude sont identiques à ceux utilisés pour l'étude des interactions générant des harmoniques. Il est également possible d'utiliser un logiciel d'étude dynamique et d'examiner les valeurs propres [GE90].

• Exemple d'interaction entraînant des phénomènes de résonance sous-synchrone

Afin d'illustrer ce type d'interaction, nous pouvons présenter ici quelques résultats issus d'une étude menée par Hydro-Québec et General Electric concernant l'introduction de plusieurs SVCs dans le réseau d'Hydro-Québec [GE90].

L'insertion des SVCs a entraîné dans ce cas la création de nouveaux modes de résonance. Ceux-ci se traduisent par des oscillations de tension aux noeuds de connexion des SVCs avec des fréquences de quelques Hz à près de 20 Hz suivant les conditions d'exploitation.

La figure I.13 illustre ces modes en donnant l'impédance vue par les SVCs (au nombre de six) en fonction de la fréquence. Trois modes résonants émergent (vers 6, 9 et 17 Hz).

De plus, les régulations des SVCs interagissent avec des modes résonants existants, pouvant même entraîner l'instabilité. Ainsi, deux modes, l'un à 42 Hz et l'autre à 51 Hz, déjà initialement faiblement amortis, deviennent toujours plus instables lorsque le temps de réponse Tr des SVCs est plus court, comme le montre l'examen des valeurs propres (figure I.14). A noter que la fréquence de base du système est de 60 Hz.



Figure I.13 - Impédance en fonction de la fréquence vue de chaque SVC [GE90]



Figure I.14 - Valeurs propres avec et sans HVDC suivant Tr [GE90]

La figure I.15 donne la réponse temporelle de la régulation des SVCs suite à un incident pour des temps de réponse Tr de 0.133 s (cas a) et 0.5 s (cas b).





On y note la présence d'oscillations faiblement amorties de fréquences comprises autour de 40 et 50 Hz, correspondant donc aux deux valeurs propres associées aux modes résonants amplifiés par les SVCs.

• Exemple d'interaction torsionnelle sous-synchrone avec des SVCs

Le phénomène d'interaction torsionnelle peut être illustré par une étude récente portant sur une machine connectée à un noeud infini [BR96]. Un SVC est alors inséré dans le système.

Les auteurs étudient l'influence du SVC en donnant le coefficient d'amortissement électrique suivant la fréquence pour plusieurs temps de réponse du SVC (voir figure I.16). L'utilisation de ces coefficients est propre aux auteurs et permet de bien mettre en valeur ces interactions.

Au delà de 35 Hz, le coefficient d'amortissement négatif est dû à une interaction entre la machine synchrone et le réseau, et n'est donc pas dû à la présence du SVC [BR96].

Par contre, en dessous de 15 Hz, le coefficient est négatif de par l'action du SVC et se traduit par des oscillations torsionnelles.

Enfin, il existe un temps de réponse pour lequel l'interaction est maximisée, ici 0.03 s. En dessous et en dessus de cette valeur, l'interaction est réduite.

La figure I.17 illustre, quant à elle, l'influence du gain de la régulation du SVC pour un temps de réponse de 0.03 s (c'est-à-dire dans le pire des cas). On constate qu'accroître le gain de la régulation implique une augmentation du risque d'interaction torsionnelle dans une gamme de fréquence de 5 à 15 Hz.



Figure I.16 - Influence de la constante de temps de réponse du SVC [BR96]



Figure I.17 - Influence du gain de la régulation du SVC [BR96]

#### I.4.3 - Interactions de régulation [IEEE95, IEEE96, WO96]

Les régulations associées à de nombreux dispositifs que l'on rencontre dans les grands réseaux électriques, c'est-à-dire les régulations des dispositifs FACTS, des convertisseurs HVDC, des capacités séries réglables, les régulations de tension (AVR) et de puissance des générateurs et les stabilisateurs de puissance (PSS), ont des modes d'oscillation naturels à des fréquences sous-synchrones (de 1 Hz à 35 Hz).

En fonction des "distances électriques" entre les dispositifs, ces régulations peuvent interagir entre elles et il peut en résulter des comportements insatisfaisants de ces dispositifs, soutenant des oscillations ou même entraînant une instabilité dynamique [IEEE96]. Il s'agit ici par exemple de l'apparition d'un nouveau mode d'oscillation lié à l'interaction de deux régulations de dispositifs FACTS.

Un autre type d'interaction de régulations est l'interaction entre une régulation et un mode d'oscillation naturel d'un élément du réseau [IEEE96]. Par exemple, l'introduction d'un dispositif FACTS près d'un autre pourrait dégrader l'amortissement d'un mode d'oscillation naturel de ce dernier.

De plus, une interaction de régulation peut aussi avoir un effet différent des deux effets évoqués précédemment. En effet, l'introduction d'un système à base d'électronique de puissance peut provoquer l'amplification d'un effet de résonance via une interaction de régulation. Par exemple, la présence d'un TCSC près d'une capacité série peut provoquer un effet de résonance tel que cela a été présenté avec les résonances sous-synchrones [CL95]. Il est alors possible que l'introduction d'un SVC près d'un TCSC accentue cet effet de résonance, via une interaction de régulation entre ces deux dispositifs FACTS. On peut noter ici une certaine ambiguïté quant au type d'interaction qui rentre en jeu (l'étude doit-elle être celle d'un phénomène de résonance sous-synchrone ou celle d'une interaction de régulation, ou même plus certainement des deux à la fois?), ce qui accentue encore la complexité de l'étude des phénomènes mis en jeu.

Enfin, des interactions entre les régulations des dispositifs FACTS entre eux ou des interactions entre les régulations des dispositifs FACTS et celles des stabilisateurs de puissance des machines peuvent entraîner une dégradation de l'amortissement des oscillations de puissance [HA87, FR95]. Cela est particulièrement vrai lorsque ces dispositifs FACTS sont utilisés justement afin d'amortir des modes d'oscillation inter-régions.

Ce problème d'interactions de régulation attire toujours plus d'attention avec l'accroissement dans les réseaux électriques du nombre de dispositifs à base d'électronique de puissance et des commandes qui leur sont associées, accroissement qui ne fait que débuter. Surtout, la complexité de ces phénomènes en rend l'étude délicate.

Si les phénomènes d'interactions torsionnelles ou harmoniques et si les phénomènes de résonance sont connus depuis longtemps, ils prennent aujourd'hui une nouvelle dimension avec l'insertion des dispositifs FACTS. De plus, le phénomène d'interactions de régulation des dispositifs FACTS, bien plus récent, est peu maîtrisé. Aussi, nous nous intéresserons ici plus attentivement à ce dernier type d'interaction.

#### I.4.3.1 - Les phénomènes d'interaction de régulation relatés dans la littérature

Les études portant sur les interactions de régulation des dispositifs FACTS sont peu nombreuses et ne visent que les SVCs. En effet, ce dispositif FACTS est un des plus connus, et la naissance de projets industriels visant à implanter plusieurs SVCs dans une même zone entraîne l'examen de l'existence d'éventuelles interactions entre SVCs ou encore avec les convertisseurs HVDC.

Une des premières études date de 1989 et a été présentée par Ramos et Tyll [RA89]. Elle présente les performances dynamiques d'un réseau radial brésilien sur lequel trois SVCs devaient être implantés. L'étude est basée sur l'examen des valeurs propres (théorie des petits signaux). Des paires de valeurs propres conjuguées associées aux régulations de SVCs sont mises en évidence lors de l'insertion de deux SVCs. Chaque paire de valeurs propres conjuguées correspond à un mode d'oscillation. Une de ces paires de valeurs propres reflète une interaction entre ces deux dispositifs FACTS. De plus, celle-ci est fortement influencée par les gains des régulations de ces SVCs. Enfin, le même phénomène est observé avec les trois SVCs. Dans ce cas-là, la paire de valeurs propres correspondant à l'interaction inter-SVC correspond 'pratiquement' au mode critique.

Une autre étude a été menée dans le cadre d'un projet d'implantation de SVCs dans le réseau américain 'Southwestern' [BE94-2]. Elle a permis de mettre en évidence la potentialité d'une interaction négative entre les régulations des SVCs avec celles des convertisseurs HVDC proches. Cependant, aucune précision n'est apportée quant à la démarche permettant d'arriver à cette affirmation. Une analyse plus détaillée devait être menée afin de mieux cerner ces problèmes.

En 1996, la "slow transient task force IEEE" [IEEE96] a mis en évidence sur un réseau test contenant trois SVCs (voir figure I.18 - il s'agit en fait du réseau radial brésilien de [RA89]) un phénomène d'interaction entre régulations.



Figure I.18 - Réseau préconisé pour l'étude des interactions [IEEE96]

La figure I.19 donne la réponse dynamique du système à une variation de la tension de référence de SVC3. Celle-ci passe de 0 p.u. (per unit) à 1 p.u.



Terminal Voltage Variations in Response to a Step In Vref of SVC3

Figure I.19 - Variations de tension des SVCs en réponse à un changement de la tension de référence de SVC3 [IEEE96]

Cette figure montre que les tensions aux noeuds de connexion des SVCs oscillent toujours plus dans le temps. Ce comportement instable est dû à un phénomène d'interaction des SVCs à travers les régulations de tension. Ce premier test est mené avec des valeurs de gain identiques pour les trois dispositifs FACTS (kp = 4.0).

La figure I.20 représente la réponse dynamique du système à cette même variation de tension de référence, mais dans le cas de la coordination des SVCs afin de prévenir une interaction entre eux. Cette coordination s'effectue ici par l'intermédiaire des gains des dispositifs FACTS. Dans ce cas-là, de nouvelles conditions stables sont atteintes, et cela sans interactions indésirables entre les régulations des SVCs.

En pratique, les pentes 'kp' (voir figure I.18) et les gains des trois SVCs ne sont pas égaux. Enfin, l'instabilité peut aussi être provoquée par une variation de la tension de référence de SVC1 et de SVC2. Cependant, le SVC3 peut entraîner l'instabilité plus aisément de par un plus grand dimensionnement.

Parallèlement, la méthode utilisée pour coordonner les dispositifs FACTS n'est pas mentionnée dans l'étude.

Les résultats sont obtenus par une étude temporelle, et confirmés par l'examen des valeurs propres. Il s'agit ici juste d'une mise en évidence de l'existence de ces interactions, celles-ci pouvant être éliminées par une bonne coordination entre les dispositifs FACTS. Cependant, aucun test sous perturbation n'a été présenté.



Figure I.20 -Variations de tension des SVCs en réponse à un changement de la tension de référence de SVC3 - kp1=1.92, kp2=1.58, kp3=0.6 [IEEE96]

Un autre travail, présenté par Tang et Sakis Meliopoulos [TA96] montre que l'ajout d'un deuxième SVC dans un réseau simple provoque l'apparition de deux modes d'oscillation inter-SVC. L'étude est effectuée à partir d'une méthode dérivée des valeurs propres.

Un article présenté en 1996 concerne l'introduction d'un SVC en juin 1995 dans une station de conversion AC/DC en Norvège [TH96]. Un logiciel de simulation temporelle a été développé afin d'étudier une éventuelle interaction entre la régulation de tension du SVC et la régulation de courant du convertisseur HVDC. Les simulations ne révèlent aucune interaction, ce qui n'a pas été infirmé lors des quatre premiers mois d'exploitation.

De plus, des interactions de régulation entraînant l'amplification d'un phénomène de résonance ont été présentées dans la littérature [GE90, CL95].

Ainsi, les ingénieurs d'Hydro-Québec ont étudié l'effet de la présence d'une ligne HVDC et de plusieurs SVCs dans leur réseau [GE90]. Cette étude, menée à partir des valeurs propres, met en évidence le fait que le système peut devenir instable de par l'interaction du système HVDC sur le mode résonant lorsque la réponse du SVC est rapide et que ce dernier est proche de sa pleine charge
capacitive. Il est à noter que la régulation du système HVDC est définie afin d'amortir au mieux les oscillations pour le réseau sans SVC.

Une étude plus récente, menée par le New York Power Authority sur le réseau de transport de l'état de New York, a porté sur les interactions de régulation entre un SVC et un TCSC qui pourrait être implanté à proximité de ce premier [CL95].

Le TCSC est alors utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance. Il est observé qu'une oscillation, correspondant à une résonance due aux inductances du réseau et des capacités séries fixes, est faiblement amortie. Ce comportement, inacceptable, indique la présence d'un phénomène d'interaction dû à la régulation du TCSC et qui a pour conséquence l'apparition d'un effet de résonance. Surtout, une interaction de régulation, due cette fois-ci au SVC, entraîne l'amplification de l'effet de résonance.

Ces deux dernières études sont des exemples montrant la complexité des phénomènes mis en jeu avec les nouveaux dispositifs à base d'électronique de puissance. On assiste à un phénomène d'interaction de la régulation d'un dispositif FACTS sur un effet de résonance, phénomène amplifié par l'interaction de la régulation d'un deuxième dispositif FACTS avec celle du premier.

On peut noter qu'aucune étude n'a porté sur les interactions de STATCOM ou d'UPFC entre eux ou avec d'autres dispositifs FACTS, ou encore avec les régulations de machines ou avec des charges dynamiques.

### I.4.3.2 - Mise en évidence d'interactions de régulation dans un réseau test

Lors de ce travail de thèse, des interactions de régulation ont été observées sur un réseau test symétrique composé de 4 machines réparties dans 2 zones. Toujours dans le but de mettre en évidence les enjeux de cette thèse et de sensibiliser le lecteur à ces phénomènes d'interaction, nous présenterons sommairement ici deux exemples d'interaction que nous avons rencontrés et dont l'analyse sera effectuée ultérieurement.

Ainsi l'insertion simultanée de deux STATCOMs utilisés en soutien de tension dans ce réseau test a entraîné la dégradation d'un mode d'oscillation inter-régions déjà à l'origine faiblement amorti. De plus, suivant le positionnement des dispositifs FACTS, le système peut même devenir instable. La figure I.21 donne, lors de l'insertion d'un seul STATCOM, la tension au noeud de connexion du STATCOM. Le soutien de tension assuré par le dispositif FACTS est nettement observable. La figure I.22, quant à elle, permet d'observer le transit de puissance active existant sur une ligne inter-

régions après un court-circuit fugitif pour le réseau en présence de deux STATCOMs. Il apparaît que le système devient instable.



Figure I.22 - Transit de puissance active entre zones en fonction du temps

Cette dégradation de la stabilité du réseau est liée à un phénomène d'interaction entre les dispositifs FACTS entre eux et les régulations des machines. Nous pouvons noter ici que nous rencontrons des phénomènes du même type que ceux présentés par la "slow transient task force IEEE" concernant l'insertion de trois SVCs dans le réseau radial brésilien.

Un second exemple de phénomènes d'interaction peut être donné ici, mais pour une utilisation du STATCOM en amortissement des oscillations de puissance. Toujours dans le réseau test composé

de 2 zones et 4 machines, nous avons connecté simultanément un PSS et un STATCOM dont le but était d'amortir les oscillations de puissance présentes entre les deux zones. Nous avons alors constaté que ce mode d'oscillation inter-régions était sensible à un phénomène d'interaction entre le PSS et le STATCOM. Il en résulte une dégradation de l'amortissement de ce mode. La figure I.23 illustre ce propos. Il s'agit une nouvelle fois du transit de puissance active entre les deux zones après un court-circuit fugitif. Il apparaît que l'amortissement du mode d'oscillation inter-régions est plus rapide dans le cas de l'insertion du STATCOM seul par rapport à celui de l'insertion simultanée du STATCOM et du PSS.



Figure I.23 - Transit de puissance active entre zones en fonction du temps

De plus, l'interaction PSS - STATCOM a aussi pour effet de dégrader l'amortissement d'un mode d'oscillation lié à la régulation du PSS, comme cela est visible sur la figure I.24 représentant la tension d'excitation du générateur accueillant le PSS. Sur cette figure, on distingue l'oscillation liée à la régulation du PSS se superposer à l'oscillation liée au mode inter-régions.





Les phénomènes d'interaction PSS – STATCOM ont donc ici pour effet de dégrader, non seulement l'amortissement du mode inter-régions, mais aussi celui d'un mode « naturel » du PSS.

Nous rappelons ici que la présentation de ces deux exemples n'a pour but que de sensibiliser le lecteur aux problèmes liés aux phénomènes d'interaction. Ces deux exemples seront présentés de façon plus complète par la suite.

# I.5 - Conclusion

L'insertion de nombreux dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques peut entraîner l'apparition de phénomènes d'interaction entre ces dispositifs FACTS, mais aussi avec d'autres éléments du réseau comme, par exemple, les régulations de tension des machines et les stabilisateurs de puissance qui leur sont associés, ou encore les charges dynamiques.

Ces interactions peuvent être de plusieurs types : interactions "harmoniques", effet de résonances sous-synchrones, interactions torsionnelles sous-synchrones et interactions de régulation.

Les phénomènes d'interaction de régulation, dont la complexité est remarquable, sont les plus méconnus. Or, dans la perspective de l'implantation de nombreux dispositifs FACTS dans les réseaux de transport, il est nécessaire de mieux appréhender ces phénomènes afin de pouvoir proposer des solutions pour parer ces problèmes. Aussi nous intéresserons-nous par la suite uniquement aux phénomènes d'interaction de régulation dont l'étude relève de la théorie petits signaux.

# CHAPITRE II

# THEORIE PETITS SIGNAUX

# CHAPITRE II

# **THEORIE PETITS SIGNAUX**

## **II.1 - Introduction**

Les interactions de régulation se présentent donc sous la forme d'apparition ou d'amplification d'oscillations dans le réseau pouvant entraîner ou engendrer une instabilité. Par conséquent, l'analyse de ces phénomènes d'interaction prend place dans le cadre de la stabilité dynamique, et donc de la théorie petits signaux. Dans ce chapitre, nous présenterons cette théorie petits signaux (étude dynamique) nécessaire à la bonne compréhension de ce travail de thèse.

### **II.2 - Représentation d'état**

Le comportement dynamique d'un système tel qu'un système de puissance peut être décrit par un jeu de 'n' équations différentielles non linéaires du premier ordre.

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} = f_i(x_1, \dots, x_n, u_1, \dots, u_r, t) \qquad i = 1, \dots, n$$
(II.1)

n : ordre du système

- r : nombre de variables d'entrée
- f<sub>i</sub>: i<sup>ième</sup> fonction non linéaire
- x; : i<sup>ième</sup> variable d'état
- ui : j<sup>ième</sup> variable d'entrée
- t: temps

En écrivant cette équation sous une forme vectorielle :

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x, u, t) \tag{II.2}$$

$$x = \begin{vmatrix} x_1 \\ \dots \\ x_n \end{vmatrix} \qquad u = \begin{vmatrix} u_1 \\ \dots \\ u_r \end{vmatrix} \qquad f = \begin{vmatrix} f_1 \\ \dots \\ f_n \end{vmatrix}$$

- x : vecteur d'état
- u : vecteur des variables d'entrée
- f : vecteur de fonctions non linéaires

Si  $\partial x/\partial t$  ne dépend pas explicitement du temps, le système est dit autonome. Alors,

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x,u) \tag{II.3}$$

De la même manière, les variables de sortie peuvent être exprimées suivant les variables d'état et les variables d'entrée.

$$y = g(x, u) \tag{II.4}$$

$$y = \begin{vmatrix} y_1 \\ \dots \\ y_m \end{vmatrix} \qquad g = \begin{vmatrix} g_1 \\ \dots \\ g_m \end{vmatrix}$$

y : vecteur des variables de sortie

 $y_k$ :  $k^{i\dot{e}me}$  variable de sortie

- g : vecteur de fonctions non linéaires
- gk: k<sup>ième</sup> fonction non linéaire

Cette représentation est la représentation exacte du système. Elle peut être utilisée par exemple dans le cas de l'étude de stabilité transitoire, par traitement numérique. Cependant, dans le cas de la stabilité dynamique, les perturbations sont faibles, ce qui permet de linéariser le système.

# II.3 - Linéarisation du système

Soit  $x_0$  le vecteur d'état initial et  $u_0$  le vecteur des variables d'entrée correspondant au point d'équilibre. De l'équation (II.3), on déduit :

$$\frac{\partial \mathbf{x}_0}{\partial t} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \tag{II.5}$$

Une perturbation dans le système peut s'exprimer sous la forme suivante :

 $x = x_0 + \Delta x$   $u = u_0 + \Delta u$ Par conséquent, il est possible d'écrire

$$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial x_{\theta}}{\partial t} + \frac{\partial \Delta x}{\partial t} = f\left[(x_{\theta} + \Delta x), (u_{\theta} + \Delta u)\right]$$
(II.6)

Si cette perturbation est sur l'ensemble des variables de faible amplitude, les fonctions non linéaires f(x,u) peuvent s'exprimer sous la forme de séries de Taylor. Si les termes supérieurs au premier ordre sont négligés,

$$\frac{\partial \Delta x_i}{\partial t} = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_{1+\ldots+} \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_{1+\ldots+} \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \qquad i = 1, \ldots, n$$
(II.7)

De même, on obtient :

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_{1+\ldots+} \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_{1+\ldots+} \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \qquad j = 1,\ldots,m$$
(II.8)

De (II.7) et (II.8), il est possible d'écrire :

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \tag{II.9}$$
$$\Delta y = C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u$$

$$A = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_{1}}{\partial x_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{1}}{\partial x_{n}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_{n}}{\partial x_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{n}}{\partial x_{n}} \end{vmatrix} \qquad B = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_{1}}{\partial u_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{1}}{\partial u_{r}} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_{n}}{\partial u_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{n}}{\partial u_{r}} \end{vmatrix}$$

$$C = \begin{vmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{vmatrix} \qquad D = \begin{vmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{vmatrix}$$

- $\Delta x$ : vecteur d'état de dimension 'n'
- $\Delta y$ : vecteur des variables de sortie de dimension 'm'
- $\Delta u$ : vecteur des variables d'entrée de dimension 'r'
- A : matrice d'état de dimension 'nxn'
- B: matrice des variables d'entrée de dimension 'nxr'
- C: matrice des variables de sortie de dimension 'mxn'
- D : matrice de dimension 'mxr' définissant le facteur de dépendance des valeurs d'entrée par rapport aux variables de sortie

Nous obtenons ainsi la représentation d'état linéarisée du système. Il est alors possible de calculer les valeurs propres de la matrice d'état et d'utiliser les propriétés liées à celles-ci.

## **II.4 - Analyse des valeurs propres**

• Valeurs propres de la matrice d'état A

En utilisant la transformation de Laplace et depuis le système (II.9), il résulte les équations d'état

$$s.\Delta x(s) - \Delta x(0) = A.\Delta x(s) + B.\Delta u(s)$$
  
$$\Delta y(s) = C.\Delta x(s) + D.\Delta u(s)$$
 (II.10)

Ce système, si  $\Delta x(0)=0$ , peut se représenter par le schéma bloc ci-dessous :



Figure II.1 - Schéma bloc du système (II.10)

Depuis l'équation (II.10), on obtient :

$$\Delta x(s) = (s.I - A)^{-1} [\Delta x(0) + B. \Delta u(s)]$$
(II.11)

$$\Delta x(s) = \frac{adj(s, I-A)}{det(s, I-A)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)]$$
(II.12)

De même, on obtient :

$$\Delta y(s) = C \cdot \frac{adj(s, I-A)}{det(s, I-A)} [\Delta x(0) + B \cdot \Delta u(s)] + D \cdot \Delta u(s)$$
(II.13)

Les transformées de Laplace  $\Delta x$  et  $\Delta y$  ont deux composantes, l'une dépendant des conditions initiales et l'autre des variables d'entrée.

Les pôles de  $\Delta x(s)$  et  $\Delta y(s)$  sont les racines de l'équation

$$det(s.I-A) = 0 \tag{II.14}$$

Les valeurs de 's' satisfaisant cette équation sont les valeurs propres de la matrice A. L'équation (II.15) est l'équation caractéristique de la matrice A.

Les valeurs propres d'une matrice A sont les valeurs de paramètre scalaire  $\lambda$  pour lesquelles il existe une solution non triviale (autre que  $\Phi=0$ ) à l'équation

$$A.\Phi = \lambda.\Phi \tag{II.15}$$

A : matrice nxn

 $\Phi$  : vecteur nx1

$$(A - \lambda. I).\Phi = 0 \tag{II.16}$$

Pour une solution non triviale,

$$det(A - \lambda.I) = 0 \tag{II.17}$$

Les valeurs propres peuvent être réelles ou complexes. Si les coefficients de la matrice A sont réels (cas des systèmes physiques et donc des grands réseaux électriques), les valeurs complexes sont conjuguées. Une matrice et sa transposée ont les mêmes valeurs propres.

### • Vecteurs propres associés à une valeur propre

Pour chaque valeur propre  $\lambda i$ , le vecteur  $\Phi i$  satisfaisant l'équation (II.15) est le vecteur propre de droite de A associé à la valeur propre  $\lambda i$ .

$$A.\Phi_i = \lambda_i.\Phi_i \qquad i = 1,...,n \tag{II.18}$$

$$\Phi_i = \begin{vmatrix} \Phi_{Ii} \\ \dots \\ \Phi_{ni} \end{vmatrix}$$

De même, le vecteur Yi satisfaisant l'équation

$$\Psi_{i.} A = \lambda_{i.} \Psi_{i} \qquad i = l, \dots, n \qquad (II.19)$$

avec  $\Psi_i = |\Psi_{1i} \dots \Psi_{ni}|$  est appelé vecteur propre de gauche associé à la valeur propre  $\lambda_i$ . Les vecteurs propres de gauche et de droite correspondant aux différentes valeurs propres sont orthogonaux.

$$\Psi_{j} \cdot \Phi_{i} = 0 \quad \text{si } i \neq j \tag{II.20}$$

Si ces vecteurs sont normalisés,

$$\Psi_{i} \Phi_{i} = 1 \tag{II.21}$$

• Matrices modales

Les matrices modales  $\Phi$  et  $\Psi$  sont définies par

 $\Phi = | \Phi_{I} \dots \Phi_{n} |$ matrice nxn  $\Psi = | \Psi_{I}^{T} \dots \Psi_{n}^{T} |^{T}$ matrice nxn

Soit  $\Lambda$  matrice diagonale ( $\lambda_1,..,\lambda_n$  éléments de la diagonale).  $\Lambda$  est une matrice nxn.

 $\Lambda = \begin{vmatrix} \lambda_{1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \lambda_{n} \end{vmatrix}$ 

Il est alors possible d'écrire :

 $A.\Phi = \Phi.\Lambda \tag{II.22}$ 

$$\Psi.\Phi = I \qquad \Psi = \Phi^{-I} \tag{II.23}$$

$$\Phi^{-1}.A.\Phi = \Lambda \tag{II.24}$$

La réponse libre est donnée par :

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \Delta x \tag{II.25}$$

Soit la variable z telle que :

 $\Delta x = \Phi. z \tag{II.26}$ 

Depuis (II.25) et (II.26), on obtient

$$\Phi \cdot \frac{\partial z}{\partial t} = A \cdot \Phi \cdot z \tag{II.27}$$

$$\frac{\partial z}{\partial t} = \Phi^{-t} \cdot A \cdot \Phi \cdot z \tag{II.28}$$

Au vu de l'équation (II.24),

$$\frac{\partial z}{\partial t} = \Lambda . z \tag{II.29}$$

Cette dernière équation a l'avantage sur l'équation (II.25) de voir une matrice  $\Lambda$  diagonale. Elle représente 'n' équations du premier ordre non couplées

$$\frac{\partial z_i}{\partial t} = \lambda_{i.} z_i \qquad i = 1, \dots, n \tag{II.30}$$

Ces équations ont pour solution avec  $z_i(0)$  valeur initiale de  $z_i$ 

$$z_i(t) = z_i(0).e^{\lambda_i t} \tag{II.31}$$

Or  $\Delta x(t) = \Phi \cdot z(t)$ , soit

$$\Delta x(t) = \begin{bmatrix} \Phi_1 & \dots & \Phi_n \end{bmatrix} \begin{vmatrix} z_1(t) \\ \dots \\ z_n(t) \end{vmatrix}$$
(II.32)

Donc, depuis l'équation (II.31),

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^{n} \Phi_{i, Zi}(0) \cdot e^{\lambda_{i} t}$$
(II.33)

D'où  $z(t) = \Phi^{-l} \Delta x(t) = \Psi \Delta x(t)$ , et donc

$$z_i(t) = \Psi_{i.} \Delta x(t) \tag{II.34}$$

Pour t=0,  $z_i(0) = \Psi_i \Delta x(0)$ 

Soit Ci produit scalaire  $\Psi$ i. $\Delta x(0)$ . A partir de l'équation (II.33),

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^{n} \Phi_{i.} C_{i.} e^{\lambda_{it}}$$
(II.35)

La réponse temporelle de la i<sup>ième</sup> variable d'état est donnée par :

$$\Delta x_i(t) = \Phi_{il}. C_{l.} e^{\lambda_{lt}} + \Phi_{i2}. C_{2.} e^{\lambda_{2t}} + \dots + \Phi_{in}. C_{n.} e^{\lambda_{nt}}$$
(II.36)

L'équation précédente donne l'expression de la réponse libre dans le temps suivant les valeurs propres et les vecteurs propres.

Ainsi, la réponse libre est donnée par une combinaison linéaire de 'n' modes dynamiques correspondant aux 'n' valeurs propres de la matrice d'état. Le produit scalaire  $C_i = \Psi_i \Delta x(0)$  représente l'amplitude de l'excitation du i<sup>ième</sup> mode.

La caractéristique temporelle d'un mode correspondant à une valeur propre  $\lambda_i$  est donnée par e<sup> $\lambda_i$ t</sup>.

• Une valeur propre réelle négative correspond à un mode non oscillatoire. Une valeur propre réelle positive représente une instabilité apériodique. Les valeurs de C et les vecteurs propres associés aux valeurs propres réelles sont aussi réelles.

• Les valeurs propres complexes viennent par paires, et chaque paire correspond à un mode d'oscillation. Les valeurs de C et des vecteurs propres sont telles que x(t) soit réelle à tout instant t. Par exemple,  $(a+jb).e^{(\sigma-j\omega)t}+(a-jb).e^{(\sigma+j\omega)t}$  a la forme  $e^{\sigma t}.sin(\omega t+\theta)$ .

La partie réelle de la valeur propre donne l'amortissement. La partie imaginaire donne la pulsation d'oscillation.

Une partie réelle négative représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive représente une oscillation d'amplitude croissante, et donc une instabilité.





Dans l'exemple ci-dessus, une paire de complexes conjugués ont leur partie réelle positive. Le système est alors instable.

Pour une valeur propre  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ , la fréquence d'oscillation est  $f = \frac{\omega}{2\pi}$ , le taux d'amortissement est  $\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$ .

Nous voyons donc ici que les valeurs propres de la matrice d'état nous permettent d'identifier les différents modes d'oscillation présents dans le réseau.

## II.5 - Commandabilité et observabilité

Le système a été représenté précédemment par l'équation (II.9).

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u$$
$$\Delta y = C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u$$

En utilisant la variable z définie par l'équation (II.26), on obtient

$$\Phi \cdot \frac{\partial z}{\partial t} = A \cdot \Phi \cdot z + B \cdot \Delta u$$

$$\Delta y = C \cdot \Phi \cdot z + D \cdot \Delta u$$
(II.37)

Ces équations peuvent être réécrites sous une forme plus classique.

$$\frac{\partial z}{\partial t} = \Lambda . z + Bm.\Delta u$$

$$\Delta y = Cm.z + D.\Delta u$$
(II.38)

avec les matrices Bm et Cm définies par  $Bm = \Phi^{-1}.B$  et  $Cm = C.\Phi$ .

En examinant l'équation (II.38), si la i<sup>ième</sup> ligne de la matrice Bm est composée de valeurs nulles, alors les entrées n'ont aucune action sur le i<sup>ième</sup> mode. Dans un tel cas, le i<sup>ième</sup> mode est dit incommandable.

Toujours depuis l'équation (II.38), on peut observer que la j<sup>ième</sup> colonne de la matrice Cm montre si la variable  $z_i$  intervient sur les variables de sortie. Si les valeurs de ce vecteur colonne sont nulles, le mode correspondant est inobservable.

La matrice Bm, de dimension 'nxr', est appelée matrice de commandabilité, et la matrice Cm, de dimension 'mxn', est appelée matrice d'observabilité. L'élément Bm(i,j) de la matrice Bm est le facteur de commandabilité du mode  $\lambda i$  par le signal uj. L'élément Cm(j,i) de la matrice Cm est le facteur d'observabilité du mode  $\lambda i$  par le signal yj

# II.6 - Forme des modes et sensibilité

On a vu précédemment (équations (II.32) et (II.34)) que la réponse du système est donnée par

$$\Delta x(t) = \Phi . z(t) = [\Phi_1 \dots \Phi_2] . z(t)$$
(II.39)

et

$$z(t) = \Psi \cdot \Delta x(t) = \begin{bmatrix} \Psi_I^T & \dots & \Psi_n^T \end{bmatrix}^T \cdot \Delta x(t)$$
(II.40)

Les variables  $\Delta x_1,...,\Delta x_n$  sont les variables d'état d'origine représentant les performances dynamiques du système. Les variables  $z_1,...,z_n$  sont les variables d'état transformées telles que chaque variable représente une seul et unique valeur propre.

L'équation (II.39) montre que le vecteur propre de droite donne la forme du mode, c'est-à-dire l'activité relative des variables d'état lorsque un mode est excité. Ainsi, le degré d'activité de la variable d'état  $x_k$  pour le i<sup>ième</sup> mode est fourni par l'élément  $\Phi_{ki}$  du vecteur propre de droite  $\Phi_i$ . Les normes des éléments de  $\Phi_i$  donnent l'étendue de l'activité des 'n' variables d'état pour le i<sup>ième</sup> mode, et les angles de ces éléments donnent les déplacements de phase des variables d'état par rapport au mode.

L'équation (II.40) montre que le vecteur propre de gauche  $\Psi_i$  donne quelle combinaison des variables d'état originales active le i<sup>ième</sup> mode uniquement.

Ainsi, le k<sup>ième</sup> élément du vecteur propre de droite  $\Phi_i$  quantifie l'activité de la variable  $x_k$  pour le i<sup>ième</sup> mode alors que le k<sup>ième</sup> élément du vecteur propre de gauche  $\Psi_i$  pèse la contribution de cette activité sur le i<sup>ième</sup> mode.

Maintenant, il s'agit d'examiner la sensibilité des valeurs propres aux éléments de la matrice d'état. Pour cela, il est possible d'utiliser l'équation (II.18).

$$A. \Phi_i = \lambda_i. \Phi_i \qquad i = 1, \dots, n$$

Soit  $a_{kj}$  élément de la matrice A se situant à la k<sup>ième</sup> ligne et j<sup>ième</sup> colonne. En différentiant l'expression précédente,

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i + A \cdot \frac{\partial \Phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i + \lambda_i \cdot \frac{\partial \Phi_i}{\partial a_{kj}}$$
(II.41)

En multipliant les deux termes de l'égalité par  $\Psi_i$ , et en rappelant que  $\Psi_i \cdot \Phi_i = 1$  et que  $\Psi_i \cdot (A - \lambda_i \cdot I) = 0$ ,

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \Psi_{ik.} \Phi_{ji} \tag{II.42}$$

Ainsi, la sensibilité de la valeur propre  $\lambda_i$  à l'élément  $a_{kj}$  de la matrice d'état est égale au produit de l'élément du vecteur propre de gauche  $\Psi_{ik}$  par l'élément du vecteur propre de droite  $\Phi_{ii}$ .

Les concepts de commandabilité, d'observabilité et de sensibilité peuvent être appliqués par exemple afin de déterminer l'influence qu'aurait l'insertion dans le réseau d'un dispositif FACTS et ce sur chaque mode d'oscillation.

# II.7 - Facteurs de participation [VE82,HS87,PA89,VI91,KU94]

La matrice de participation P est définie par :

$$P = |P_1 \dots P_n| \text{ avec } P_i = \begin{vmatrix} P_{1i} \\ \dots \\ P_{ni} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \Phi_{1i}, \Psi_{i1} \\ \dots \\ \Phi_{ni}, \Psi_{in} \end{vmatrix}$$
(II.43)

 $\Phi_{ki}$ : élément de la k<sup>ième</sup> ligne et de la i<sup>ième</sup> colonne de la matrice modale  $\Phi$  $\Psi_{ik}$ : élément de la i<sup>ième</sup> ligne et de la k<sup>ième</sup> colonne de la matrice modale  $\Psi$  L'élément  $P_{ki} = \Phi_{ki} \cdot \Psi_{ik}$  est appelé le facteur de participation. Il permet de mesurer la participation relative de la k<sup>ième</sup> variable d'état au i<sup>ième</sup> mode d'oscillation, et vice-versa.

Alors que  $\Phi_{ki}$  mesure l'activité de x<sub>k</sub> dans le i<sup>ième</sup> mode d'oscillation et que  $\Psi_{ik}$  pèse la contribution de son activité sur ce mode, le facteur de participation mesure la participation "nette" ou effective.

Le produit des éléments des vecteurs propres de gauche et de droite rend le facteur de participation sans dimension, c'est-à-dire indépendant du choix des unités.

Depuis l'équation (II.42), il apparaît que le facteur de participation  $p_{ki}$  correspond à la sensibilité de la valeur propre  $\lambda_i$  à l'élément diagonal  $a_{kk}$  de la matrice d'état A.

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \tag{II.44}$$

Les facteurs de participation fournissent donc la participation relative des variables d'état sur les différents modes, et par conséquent de connaître quelles sont les variables d'état les plus impliquées dans chaque mode d'oscillation.

Ils pourront donc être utilisés pour la caractérisation des différents modes d'oscillation.

### **II.8** - Conclusion

La théorie petits signaux nous fournit donc des outils d'étude des phénomènes d'interaction de régulation. Les valeurs propres de la matrice d'état, matrice provenant de la représentation linéarisée du système, fournissent un outil d'étude de ces oscillations en termes de fréquence et d'amortissement. De plus, l'utilisation de propriétés liées à ces valeurs propres permettent, entre autres, de mesurer la participation des différentes variables d'état à chaque mode d'oscillation.

# CHAPITRE III

# OSCILLATIONS TRES BASSE FREQUENCE DES SYSTEMES DE PUISSSANCE ET INTERACTIONS

÷.

# **CHAPITRE III**

# OSCILLATIONS TRES BASSE FREQUENCE DES SYSTEMES DE PUISSSANCE ET INTERACTIONS

### **III.1 - Introduction**

Depuis la fin des années 1950 et le début des années 1960, la plupart des nouvelles unités de production comporte des régulateurs de tension d'excitation. Cependant, l'action de ces régulateurs peut avoir un impact négatif sur la stabilité dynamique. En effet, des oscillations faibles en amplitude et en fréquence persistent sur de longues périodes avec comme conséquence la limitation du transit de puissance. Aussi a-t-on développé des stabilisateurs de système de puissance, appelés PSSs en anglais, c'est-à-dire Power System Stabilizers. Ces PSSs ont pour mission l'amortissement des oscillations en agissant sur le système d'excitation du générateur.

Cependant, ces dernières années, les interconnexions des grands réseaux de puissance ont entraîné l'apparition d'oscillations de basse fréquence entre les réseaux interconnectés, oscillations qui peuvent disparaître, mais aussi croître, rendant alors nécessaire la séparation des deux réseaux. Un des premiers exemples de ces phénomènes fut donné aux Etats-Unis en 1964 par la connexion du Northwest Power Pool et du Southern Power Pool [YU83], et cela avant la mise en place du WSCC (Western Systems Coordinating Council). Lors de cette connexion est apparue une oscillation basse fréquence obligeant alors les opérateurs à séparer les deux systèmes. D'autres phénomènes similaires ont ensuite été constatés par exemple lors de l'interconnexion du Saskatchewan -Manitoba - West Ontario System au Canada en 1965 [YU83], sur le réseau WSCC en 1978, lors de la connexion des réseaux yougoslave, autrichien et italien en 1971 et 1974, dans le réseau du Sud Est australien en 1975 puis de l'Ouest en 1982 et 1983 [KU95-2], lors de l'interconnexion du Southern Scotland Electric Power avec le British Grid en Grande Bretagne en 1978 [YU83], à Taïwan en 1984, lors de l'interconnexion Ghana - Côte d'Ivoire en 1985, au Sud du Brésil en 1985 et 1987 [KU95-2]. Enfin, l'interconnexion des réseaux de Centre-Europe (Pologne, République Tchèque, Slovaquie et Hongrie) et des réseaux d'Europe de l'Ouest est à l'origine d'oscillations de puissance faiblement amorties, phénomène apparu pour la première fois en octobre 1995 [WE97]. Comme on peut le constater à la suite de cette énumération (non exhaustive), ces phénomènes d'oscillation de puissance inter-régions touchent l'ensemble des continents. De plus, la France n'est pas épargnée puisque de tels phénomènes ont été observés sur les axes d'interconnexion France-Espagne, France-Italie ou encore France-Allemagne.

En dépit de l'insertion de PSSs, ces problèmes d'oscillations basse fréquence entre régions subsistent. Alors, compte tenue de leur réponse rapide à des changements dans les réseaux de puissance, les dispositifs FACTS apparaissent comme des outils efficaces pour l'amortissement de ces oscillations de puissance. Cependant, comme nous l'avons vu dans le premier chapitre, il peut résulter de l'installation de dispositifs FACTS, que ce soit en fonctionnement conventionnel ou afin d'amortir les oscillations de puissance, des phénomènes d'interaction dont l'étude relève de la théorie petits signaux.

Dans ce chapitre, nous nous intéresserons dans un premier temps aux modes d'oscillation basse fréquence que l'on peut rencontrer dans un réseau de puissance, et plus particulièrement aux modes d'oscillation électromécaniques. Afin d'illustrer ce propos, nous analyserons suivant la théorie petits signaux un réseau test composé de 4 machines réparties dans 2 zones. Nous présenterons alors les dispositifs FACTS pour une utilisation en terme d'amortissement des oscillations de puissance, avec illustration par l'insertion d'un STATCOM (STATic COMpensator) dans le réseau test.

Enfin, nous mettrons en évidence des phénomènes d'interaction sur des modes d'oscillation basse fréquence apparaissant lors de l'insertion simultanée de deux STATCOMs et celle d'un PSS et d'un STATCOM dans le réseau test, et ce lors de l'utilisation du STATCOM en soutien de tension ou en amortissement des oscillations de puissance.

### **III.2** - Les oscillations très basse fréquence

### III.2.1 - Les différents types de modes d'oscillation

Les oscillations très basse fréquence que l'on rencontre dans les grands réseaux électriques peuvent être de plusieurs types :

- les modes d'oscillation liés aux régulations d'éléments du réseau tels que les machines ou les dispositifs FACTS ;
- les modes d'oscillation torsionnels ;
- les modes d'oscillation électromécaniques, qui correspondent à un échange d'énergie cinétique entre les machines via la vitesse de rotation électrique et la position angulaire rotorique des machines. Ce sont ces modes qui posent de nombreux problèmes dans le cas des interconnexions de grands réseaux électriques.

Afin d'illustrer la présence de ces oscillations basse fréquence dans les réseaux de puissance, nous nous proposons d'analyser, en s'appuyant sur la théorie petits signaux, un réseau test composé de 2 zones et 4 machines.

#### III.2.2 - Illustration par l'analyse du réseau test 2 zones 4 machines

Le réseau que nous nous proposons d'étudier est composé de 2 zones, chaque zone comportant chacune 2 machines. Les machines synchrones sont de puissance nominale égale et équipées de régulations identiques (régulations de la tension d'excitation et du couple mécanique délivré par la turbine). Les 2 zones sont topologiquement symétriques et elles sont reliées entre elles par deux lignes d'interconnexion parallèles. Ce réseau est donné figure III.1.



Figure III.1 - Réseau test 2 zones 4 machines

Une étude petits signaux a donc été menée afin de déterminer les différents modes d'oscillation, et plus particulièrement les modes électromécaniques, présents dans ce réseau test. Il s'agissait de calculer les facteurs de participation (voir chapitre II) de chaque variable d'état pour l'ensemble des valeurs propres du système afin d'identifier les modes d'oscillation.

Huit modes d'oscillation (huit paires de valeurs propres complexes conjuguées) ont été mis en évidence. Ceux-ci sont rapportés dans le tableau III.1 sous la forme de leurs valeurs propres associées, de leur fréquence et de leur coefficient d'amortissement  $\xi$  respectif.

Le tableau III.2 donne pour chaque mode les variables d'état prépondérantes (*i.e.* les variables d'état associées aux facteurs de participation les plus élevés).

'EFD' désigne ici une variable d'état liée à la régulation de la tension d'excitation vue du stator des machines tandis que 'CM' désigne une variable d'état associée à la régulation de vitesse (régulation du couple mécanique délivré par la turbine) des machines.

' $\omega$ ' désigne la vitesse de rotation électrique de la machine, ' $\theta$ ' la position angulaire rotorique de la machine et ' $\lambda$ f' le flux magnétique de l'enroulement d'excitation de la machine.

Chapitre III - Oscillations très basse fréquence des systèmes de puissance et interactions

	valeurs	fréquence	بح
r	propres	(ПZ)	
λ1	-0.65±j8.00	1.27	0.08
λ2	-0.68±j8.04	1.28	0.08
λ3	-0.05±j4.54	0.72	0.01
λ4	-0.75±j2.35	0.37	0.30
λ5	-0.50±j1.49	0.24	0.31
λ6	-0.42±j1.28	0.20	0.31
λ7	-0.26±j0.56	0.09	0.41
λ8	-0.26±j0.56	0.09	0.42

Tableau III.1 - Valeurs propres, fréquence et taux d'amortissement des modes d'oscillations

modes	variables d'état prépondérantes
d'oscillation	
λ1	$\omega(G1), \theta(G1); \omega(G2), \theta(G2);$
	ω(G11), θ(G11) ; ω(G12), θ(G12)
λ2	$\omega(G1), \theta(G1); \omega(G2), \theta(G2);$
	ω(G11), θ(G11); ω(G12), θ(G12)
- λ3	$\omega(G1), \theta(G1); \omega(G2), \theta(G2);$
	ω(G11), θ(G11); ω(G12), θ(G12)
λ4	$CM(G1), \omega(G1); CM(G2), \omega(G2);$
	CM(G11), ω(G11) ; CM(G12), ω(G12)
λ5	$EFD(G1), \lambda f(G1); EFD(G2), \lambda f(G2);$
	EFD(G11), λf(G11) ; EFD(G12), λf(G12)
λ6	$EFD(G1), \lambda f(G1); EFD(G2), \lambda f(G2);$
	EFD(G11), λf(G11) ; EFD(G12), λf(G12)
λ7	$EFD(G1), \lambda f(G1);$
	EFD(G2), λf(G2)
λ8	$EFD(G11), \lambda f(G11);$
	EFD(G12), λf(G12)

Tableau III.2 - Variables d'état prépondérantes des modes d'oscillation

Le mode  $\lambda 4$  est un mode lié aux régulations de vitesse des machines. Toutes les machines du réseau sont concernées.

Les 4 derniers modes dépendent des flux principaux des machines et de variables d'état liées aux régulations de la tension d'excitation des machines. Il s'agit donc de modes liés aux régulations de tension des machines. Les modes  $\lambda 5$  et  $\lambda 6$  voient la participation de toutes les machines du réseau, tandis que le mode  $\lambda 7$  est lié aux machines de la zone A et le mode  $\lambda 8$  à celles de la zone B.

Enfin, il apparait que les 3 premiers modes sont des modes électromécaniques puisque ceux-ci voient de fortes participations de ' $\omega$ ' et ' $\theta$ '. En particulier, le mode  $\lambda$ 3 est très faiblement amorti. Il s'agit du mode critique.

Comme cela a été précisé en introduction, les modes électromécaniques sont aujourd'hui un vrai problème résultant de l'interconnexion croissante des grands systèmes électriques. Nous nous proposons donc d'examiner plus attentivement ces modes d'oscillation électromécaniques et les moyens d'y remédier.

### III.3 - Les modes électromécaniques

#### III.3.1 - Modes locaux - Modes inter-régions [LA81]

Les oscillations électromécaniques dans les systèmes de puissance surviennent dans une gamme de fréquence variant de 0.2 à 2.5 Hz. Elles correspondent à un échange, entre machines, d'énergie stockée dans les masses tournantes, c'est-à-dire d'énergie cinétique.

Plusieurs types de modes d'oscillation sont observés :

- Les modes inter-régions ou inter-zones, qui correspondent à des modes d'oscillation entre groupes de machines. La fréquence de ces modes est généralement comprise entre 0.2 et 0.8 Hz.

- Les modes locaux, correspondant à des oscillations entre machines proches. La fréquence de ces modes d'oscillation est comprise entre 0.8 et 1.8 Hz.

- Les modes d'oscillation rencontrés dans les systèmes faiblement maillés. Une oscillation de ce type correspond à un échange d'énergie entre une machine et le système. Ces modes, dont les fréquences sont de l'ordre de 0.8 Hz, sont généralement considérés comme des modes locaux.

- Les modes d'oscillation entre machines dans un même site de production, dont la fréquence est comprise entre 1.5 et 2.5 Hz. Ils ont pour conséquence une action réciproque sur les régulations plutôt que sur les transferts de puissance et, par conséquent, ne seront pas pris en compte dans cette étude.

Dans le cas du réseau test analysé précédemment (figure III.1), nous avons déterminé 3 modes électromécaniques faiblement amortis ( $\lambda$ 1,  $\lambda$ 2 et  $\lambda$ 3). Nous allons ici examiner de plus près ces différents modes. Le tableau III.3 donne, pour les 3 modes électromécaniques, les valeurs des facteurs de participation de la variable d'état ' $\theta$ ' (position angulaire rotorique) et les valeurs de la forme des modes suivant ' $\theta$ ' pour chaque machine.

		G1		G2		G11		G12
modes	FP	FM	FP	FM	FP	FM	FP	FM
λ1	0.31	0.26∠50°	0.33	0.27∠-129°	0.16	0.19∠47°	0.15	0.18∠-134°
λ2	0.12	0.17∠174°	0.19	0.23∠-5°	0.27	0.26∠-1°	0.37	0.31∠179°
λ3	0.22	0.30∠19°	0.15	0.26∠18°	0.21	0.30∠-162°	0.16	0.26∠-162°

FP : facteur de participation

FM : forme des modes.

Tableau III.3 - Facteurs de participation et formes des modes selon ' $\theta$ ' de chaque machine pour les modes électromécaniques

Il s'agit alors de déterminer si l'on est en présence de modes locaux ou de modes inter-régions, et quelles sont les machines qui oscillent les unes contre les autres. Pour cela, il est possible d'examiner la forme des modes (voir chapitre II) pour les variables d'état ' $\theta$ ' des machines (tableau III.3 et figure III.2). Pour le mode  $\lambda 1$ , il apparaît que les machines G1 et G11 oscillent contre les machines G2 et G12 (figure III.2-a). Or l'examen des facteurs de participation met en évidence que la machine G1 est nettement prépondérante devant la machine G11 (0.31 contre 0.16) tandis que la machine G2 est, quant à elle, prédominante devant la machine G12 (0.33 contre 0.15). Le mode  $\lambda 1$  est donc un mode local qui voit principalement les machines G1 et G2 s'opposer.





b - mode  $\lambda 2$ 



c - mode λ3 Figure III.2 - Forme des modes selon 'θ'

Dans le cas du mode  $\lambda 2$ , les machines G1 et G12 oscillent contre les machines G2 et G11 (figure III.2-b). Cependant, les facteurs de participation des machines G11 et G12 sont respectivement nettement supérieurs à ceux des machines G2 et G1 (respectivement 0.37 contre 0.19 et 0.27 contre 0.12). Il s'agit donc ici encore d'un mode local voyant la machine G11 osciller contre la machine G12.

L'examen de la forme des modes pour le mode  $\lambda$ 3 montre que les machines G1 et G2 oscillent contre les machines G11 et G12 (figure III.2-c). Par les facteurs de participation, nous observons que chacune des machines a un rôle non négligeable dans ce mode d'oscillation. Nous sommes donc en présence d'un mode d'oscillation inter-régions opposant deux groupes de machines, les machines G1 et G2 (zone A) d'une part et les machines G11 et G12 (zone B) d'autre part. Ce mode d'oscillation, le plus faiblement amorti, est le mode critique.

Afin d'exciter ce mode, nous avons simulé avec EUROSTAG, logiciel d'étude dynamique des réseaux (voir annexe A1), un court-circuit triphasé fugitif résistif sur une des deux lignes d'interconnexion du réseau test. Ce défaut permet de "visualiser" l'amortissement du mode d'oscillation inter-régions. Le court-circuit survient au bout de 100 secondes. La ligne où se produit le court-circuit est ouverte après 50 ms, ce qui conduit à l'élimination du défaut, puis la ligne est refermée 1 ms plus tard. La figure III.3 montre le transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion parallèle à la ligne où se produit le court-circuit. Nous constatons bien la présence d'une oscillation très faiblement amortie puisque celle-ci subsiste durant plus de 40 secondes.



Figure III.3 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3 en fonction du temps

De plus, l'examen des vitesses de rotation des machines nous montrent bien que les machines G1 et G2 oscillent ensemble contre les machines G11 et G12 (figure III.4).



Figure III.4 - Vitesses de rotation électrique des machines en fonction du temps

Le réseau test que nous venons d'analyser est en fait un réseau très connu pour l'étude fondamentale des modes d'oscillation inter-régions [KL95, RO96].

Traditionnellement, des stabilisateurs de puissance sont ajoutés aux boucles de régulation de la tension d'excitation des machines afin d'amortir les modes électromécaniques locaux. Il s'agit des PSSs (Power System Stabilizers). Le principe de base du PSS, sa structure, le choix du lieu d'insertion et les méthodes de réglage sont donnés dans l'annexe A4.

Cependant, avec l'interconnexion des grands réseaux électriques, des modes d'oscillation interrégions très faiblement amortis peuvent être critiques. Dans ces cas-là, les dispositifs FACTS, grâce à leur réponse rapide à des changements dans le réseau et la possibilité d'implantation proche des lignes d'interconnexion, sont apparus comme un outil pouvant compléter ou suppléer les PSSs.

### III.3.2 - Utilisation des dispositifs FACTS afin d'amortir les oscillations de puissance

Dans cette partie, nous envisagerons l'utilisation des dispositifs FACTS avec une fonction supplémentaire qui a pour but d'amortir les oscillations de puissance. Nous examinerons les méthodes permettant le choix du lieu d'implantation des dispositifs FACTS vis-à-vis de l'amortissement des oscillations de puissance et le choix du signal d'entrée, ainsi que le réglage de la boucle d'amortissement. Enfin, nous validerons ces concepts pour l'amortissement du mode critique du réseau test par l'intermédiaire d'un STATCOM.

### III.3.2.1 - Les dispositifs FACTS et l'amortissement des oscillations de puissance

Afin de profiter des dispositifs FACTS pour l'amortissement des oscillations de puissance, il faudra ajouter une boucle d'amortissement du même type que celle d'un PSS dans la commande du dispositif FACTS. Le signal d'entrée de la boucle d'amortissement peut être de divers types : transit de puissances active, réactive ou apparente dans une ligne, courant en ligne, fréquence, déphasage, etc.

Une boucle classique d'amortissement est similaire à une boucle de PSS. Elle est composée de quatre fonctions, comme le montre l'équation III.1.

$$Gdamp(s) = Ks. \frac{Tw.s}{1 + Tw.s} \cdot \frac{(1 + s.T_1).(1 + s.T_3)}{(1 + s.T_2).(1 + s.T_4)} \cdot FILTRE(s)$$
(III.1)

avec : T1, T2, T3, T4, Ks :

Tw:

constantes de temps et gain permettant d'obtenir la compensation de phase et un bon amortissement pour le mode d'oscillation visé constante de temps permettant d'éliminer la composante continue de la variable d'entrée de la boucle

La compensation de phase est obtenue par l'intermédiaire de deux blocs avance/retard (ou plus si nécessaire).

Le bloc Tw.s/(1+Tw.s), nommé wash-out en anglais, permet de ne pas réagir aux variations normales de vitesse de la machine (filtre passe-haut).

Le bloc symbolisé ici par FILTRE(s) correspond à un filtre de type passe-bas accompagné

éventuellement d'un limiteur. Il a pour but d'atténuer le gain à haute-fréquence (impact du bruit).

Le réglage d'une boucle d'amortissement peut être décomposé en deux grandes étapes. Dans un premier temps, il s'agit d'obtenir la compensation de phase désirée, et ensuite le gain optimal sera recherché.

### • Compensation de phase

Les propriétés liées aux sensibilités (voir chapitre II) donnent l'information de la compensation de phase souhaitée pour amortir au mieux le mode cible.

Pour un signal d'entrée  $\Delta$ IN,  $\Delta$ OUT étant le signal de sortie de la boucle d'amortissement, la fonction de transfert de la boucle d'amortissement 'Gdamp(s,q)', où 'q' est un paramètre de cette fonction de transfert, peut être représentée par le bloc de la figure III.5.

$$\Delta IN - Gdamp(s,q) \Delta OUT$$

Figure III.5 - Fonction de transfert de la boucle d'amortissement

En boucle ouverte, Gdamp(s,q)=q=0 et la sensibilité de la valeur propre  $\lambda i$  par rapport à 'q' est alors égale au produit du facteur de commandabilité de  $\Delta OUT$  sur  $\lambda i$  et du facteur d'observabilité de  $\lambda i$  par  $\Delta IN$  (voir chapitre II).

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = Bm_{i, \, \Delta OUT.} Cm_{i, \, \Delta IN} \tag{III.2}$$

Décomposons la fonction de transfert Gdamp(s) suivant les blocs assurant l'obtention de la compensation de phase CP(s) d'une part et le gain K de la boucle d'amortissement d'autre part : Gdamp(s)=CP(s).K



Figure III.6 - Fonction de transfert de la boucle d'amortissement décomposée suivant la compensation de phase et le gain

On a alors :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = Bm_{i, \, \Delta OUT}.CP(\lambda_i).Cm_{i, \, \Delta IN} \tag{III.3}$$

Or nous désirons déplacer  $\lambda i$  vers la partie gauche du plan complexe, c'est-à-dire la partie stable. Par conséquent, la phase de  $\partial \lambda / \partial K$  doit être de ±180° (figure III.7).



Figure III.7 - Sens du déplacement de  $\lambda i$  dans le plan complexe

Le déphasage optimal à obtenir pour  $CP(\lambda i)$  doit alors être tel que :

$$\angle CP(\lambda i) = \pm 180^{\circ} - \angle Bm_{i, \Delta OUT.}Cm_{i, \Delta IN}$$
(III.4)

La sensibilité nous permet donc de connaître quel est le retard de phase à compenser pour déplacer les valeurs propres associées au mode cible vers la partie gauche du plan complexe, donc vers la partie stable. Il s'agit alors de régler les différentes constantes de temps des blocs avance-retard de façon à obtenir une compensation de phase satisfaisante.

• Réglage du gain

Pour obtenir le gain optimal, il est possible d'observer le déplacement dans le plan complexe des valeurs propres conjuguées associées au mode à amortir. Bien entendu, l'amélioration de l'amortissement de ce mode d'oscillation ne doit pas entraîner une trop grande dégradation de la stabilité des autres modes d'oscillation.

Il s'agit donc de tracer le déplacement des valeurs propres dans le plan complexe suivant la valeur du gain. Plusieurs types de graphes peuvent être obtenus. Les deux graphes suivants sont les plus représentatifs.

Seules les parties supérieures du plan complexe ont été représentées car les parties inférieures en sont l'exacte image, les valeurs complexes étant conjuguées. Sur ces graphes apparaît une autre valeur propre que celle représentant le mode cible. Il peut s'agir par exemple d'un mode électromécanique, d'un mode lié aux régulations des machines, etc.



Figure III.8 - Exemple de déplacement des valeurs propres pour des valeurs croissantes du gain



Figure III.9 - Exemple de déplacement des valeurs propres pour des valeurs croissantes du gain

Dans le cas de la figure III.8, le gain optimal est obtenu pour le taux d'amortissement maximum du mode cible. Dans ce cas-là, l'autre mode d'oscillation n'est pas "perturbateur" puisque son taux d'amortissement reste supérieur à celui du mode cible.

Dans le cas de la figure III.9, si la valeur propre du mode cible se déplace vers la gauche lorsque le gain augmente, et donc devient toujours plus stable, celle de l'autre mode devient toujours moins stable. Aussi, le gain optimal sera obtenu pour un même taux d'amortissement pour les deux modes.

L'étude du déplacement des valeurs propres dans le plan complexe permet donc de déterminer la valeur optimale du gain.

III.3.2.2 - Lieu d'implantation des dispositifs FACTS vis-à-vis de l'amortissement des oscillations de puissance

La fonction première d'un dispositif FACTS n'est pas l'amortissement des oscillations de puissance. Cependant, puisqu'il peut être utilisé dans ce but, il est possible de prendre en compte cette nouvelle fonction lors du choix du lieu d'implantation du dispositif FACTS. Nous allons ici examiner les outils dont nous disposons pour déterminer le lieu d'implantation optimal d'un dispositif FACTS vis-à-vis de l'amortissement des oscillations de puissance.

Les facteurs de participation ne peuvent être utilisés pour le positionnement des dispositifs FACTS comme cela est traditionnellement fait pour les PSSs. En effet, ces facteurs sont calculés suivant les variables d'état différentielles, variables liées aux machines, et non suivant les noeuds susceptibles d'accueillir le dispositif FACTS (voir annexe A2).

Les études concernant la détermination du lieu optimal d'implantation d'un dispositif FACTS dans un grand réseau sont peu nombreuses. En effet, la plupart des études porte plutôt sur la vérification de l'efficacité des dispositifs FACTS dans l'amortissement des oscillations de puissance. Plusieurs méthodes de positionnement d'un SVC ou d'un TCSC ont cependant été présentées ces dernières années [HA95, PA91, PA95, MI95, KU95-1]. Elles reposent sur la commandabilité du mode cible. Il s'agit de déterminer pour les différents positionnements envisagés le plus grand facteur de commandabilité du mode cible. Cette commandabilité est calculée suivant un signal d'entrée  $\Delta B$ , variation de la susceptance du SVC ou un signal d'entrée  $\Delta X$ , variation de la réactance du TCSC.

Nous avons adapté cette approche suivant la commandabilité au STATCOM. Nous nous proposons donc ici de déterminer la matrice du signal d'entrée Bst obtenue pour l'insertion d'un STATCOM, dispositif FACTS qui sera utilisé pour cette étude sur le réseau test. Le signal d'entrée sera ici IQst, le courant réactif injecté par le STATCOM dans le réseau. La modélisation du STATCOM est donnée en annexe A3.

La représentation d'état du système suivant une matrice jacobienne non réduite peut s'écrire :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & N \\ P & Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta a \end{bmatrix}$$
(III.5)

 $\begin{array}{l} \Delta \mathbf{x} : \text{variables d'état différentielles} \\ \Delta \mathbf{a} : \text{variables d'état algébriques} \\ \begin{bmatrix} M & N \\ P & Q \end{bmatrix} : \text{jacobien non-réduit du système} \end{array}$ 

Celle-ci est similaire à la représentation d'état adoptée par EUROSTAG (voir annexes A1 et A2). Un tel système peut être décomposé comme suit :

$\int \Delta \dot{x}$	]	$\int M$	0	0	Ns	Nc	$\int \Delta x$
$\begin{bmatrix} -0 \\ 0 \end{bmatrix}$		Pg	l Qgg	Qgl	Qgs	0	$\Delta Vg$
0	=	0	l Qlg	Qll	0	0	$\Delta Vl$
0		Ps	Qsg	0	Qss	0	ΔIs
0		Pc	Qcg	Qcl	Qcs	Qcc	Das

 $\Delta Vg$  vecteur contenant les composantes réelles et imaginaires des tensions des noeuds de raccordement des générateurs

- $\Delta Vl$  vecteur contenant les composantes réelles et imaginaires des tensions des autres noeuds du réseau (noeuds de charge)
- $\Delta$ Is vecteur contenant les composantes dans l'axe direct et l'axe en quadrature des courants statoriques des générateurs
- Δas vecteur contenant les variables algébriques liées aux régulations. Il s'agit pour les machines synchrones de la tension d'excitation vue du stator et du couple mécanique délivré par la turbine, mais aussi des variables d'interface définie par l'utilisateur dans le cas du logiciel EUROSTAG (voir annexes A1 et A2).

Le sous-système décrit par l'équation III.7 correspond en fait à la somme des courants (composantes réelle et imaginaire) aboutissant au noeud Ni de tension Vli.

$$Qlig.\Delta Vg + Qlil.\Delta Vl = 0 \tag{III.7}$$

*Qlig* et *Qlil* sont les vecteurs lignes contenus respectivement dans les matrices *Qlg* et *Qll* décrivant cette somme des courants.

Le STATCOM agit sur le réseau par l'intermédiaire d'un échange de puissance réactive, donc de courant réactif IQst vu depuis le STATCOM. Un courant IQst positif signifiera ici un courant injecté dans le réseau.

Si les pertes du STATCOM sont négligées, le courant actif échangé avec le réseau est nul (IDst=0). Or

$$IQ_{st} = \cos(\varphi).IIst - \sin(\varphi).IRst$$
(III.8)

avec  $\varphi$  phase au noeud de connexion du STATCOM, IRst partie réelle et IIst partie imaginaire du courant échangé vu par le réseau (voir figure III.10).





Après linéarisation, nous obtenons :

$$\Delta IQ_{st} = [\cos(\varphi)]_0 \cdot \Delta II_{st} - [\sin(\varphi)]_0 \cdot \Delta IR_{st} - ([\cos(\varphi)]_0 \cdot [IR_{st}]_0 + [\sin(\varphi)]_0 \cdot [II_{st}]_0) \cdot \Delta \varphi \qquad (\text{III.9})$$

Or, à l'état d'équilibre, si le STATCOM est utilisé pour l'amortissement des oscillations de puissance, le courant échangé avec le réseau est nul. Aussi  $[IR_{st}]_0 = [II_{st}]_0 = 0$ , d'où :

$$\Delta IQ_{st} = [\cos(\varphi)]_0 \cdot \Delta II_{st} - [\sin(\varphi)]_0 \cdot \Delta IR_{st}$$
(III.10)

Supposons que le STATCOM soit implanté sur le noeud Ni. Le sous-système décrit par l'équation III.7 deviendra

$$Qlig.\Delta Vg + Qlil.\Delta Vl + I.\Delta I_{st} = 0$$
(III.11)

avec  $\Delta I_{st} = \begin{bmatrix} \Delta I R_{st} \\ \Delta I I_{st} \end{bmatrix}$  et I matrice identité.

Si un STATCOM est installé sur chaque noeud N, pour 'n' noeuds, la représentation d'état du système devient alors :

$$\begin{bmatrix} \Delta x \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & 0 & 0 & Ns & Nc & 0 \\ Pg & Qgg & Qgl & Qgs & 0 & 0 \\ 0 & Qlg & Qll & 0 & 0 & I \\ Ps & Qsg & 0 & Qss & 0 & 0 \\ Pc & Qcg & Qcl & Qcs & Qcc & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta VI \\ \Delta Is \\ \Delta Is \\ \Delta I_{st} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta IQ_{st}$$
(III.12)  
avec  $T = \begin{bmatrix} [-\sin(\varphi_{N1})]_0 & [\cos(\varphi_{N1})]_0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & [-\sin(\varphi_{Nn})]_0 & [\cos(\varphi_{Nn})]_0 \end{bmatrix}$ 

Le système est donc de la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & N_{st} \\ P_{st} & Q_{st} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta a_{st} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ B_{nr} \end{bmatrix} \Delta I Q_{st}$$
(III.13)

Après réduction, on obtient :

$$\Delta \dot{x} = (M - N_{st} Q_{st}^{-1} P_{st}) \Delta x - N_{st} Q_{st}^{-1} B_{nr} \Delta I Q_{st}$$
(III.14)

soit :

$$\Delta \dot{x} = A_{st} \Delta x + B_{st} \Delta I Q_{st} \tag{III.15}$$

La matrice modale de commandabilité Bm est alors obtenue par le produit  $\psi$ .B<sub>st</sub> où  $\psi$  est la matrice modale de gauche obtenue depuis la matrice d'état A<sub>st</sub>. Nous accédons alors aux facteurs de commandabilité du mode cible pour les différents positionnements du STATCOM.
NB : La modélisation du STATCOM adoptée pour notre étude prend en compte les pertes du dispositif (voir annexe A3). Aussi, en pratique, avec EUROSTAG, nous faisons apparaître IQst sous la forme d'une variable d'état algébrique suivant un gain de STATCOM nul, ce qui nous ramène en boucle ouverte. Il nous suffit alors après linéarisation du système sous EUROSTAG de reconstruire la matrice B<sub>st</sub> sous MATLAB. Le calcul de la commandabilité se fait donc en prenant en compte les pertes du STATCOM.

### III.3.2.3 - Signal d'entrée du dispositif FACTS

Les signaux d'entrée d'un dispositif FACTS peuvent être de divers types.

Il peut s'agir par exemple dans le cas d'un dispositif FACTS série de la différence des fréquences ou de phases relevées de part et d'autre de celui-ci, de la variation de puissances active, réactive ou apparente ou encore de la variation de courant transistant par celui-ci. Dans le cas d'un dispositif FACTS shunt, il est possible d'observer la variation de fréquence ou de phase au noeud de connexion, les transits de puissances ou de courant depuis le noeud de connexion...

Afin de déterminer le meilleur signal, il est possible de calculer les facteurs de sensibilité des différents modes d'oscillation pour chaque signal envisagé. Ces facteurs donnent la sensibilité d'un mode à la fermeture de la boucle de retour (voir annexe A1). Une sensibilité élevée d'un mode signifie que les valeurs propres associées à ce mode vont migrer fortement lors du rebouclage. Au contraire, si la sensibilité est faible, les valeurs propres ne migreront que très peu lors du rebouclage, et le taux d'amortissement du mode ne variera donc pas. Il s'agit alors de choisir ici un signal d'entrée ne produisant qu'une faible sensibilité pour les modes autres que le mode cible, et cela pour ne pas risquer de devoir limiter les performances du dispositif FACTS sous peine de déstabiliser les autres modes.

### *III.3.2.4 - Application au réseau test 2 zones 4 machines*

Nous allons ici encore chercher à amortir le mode inter-régions du réseau test précédemment étudié. Pour cela, nous implanterons dans celui-ci un STATCOM de puissance nominale de  $\pm 100$  Mvar. Dans un premier temps, nous avons donc observé les facteurs de commandabilité du STATCOM sur le mode cible, c'est-à-dire le mode inter-régions, pour l'ensemble des noeuds de charge du réseau et avons ainsi déterminé son positionnement. Les normes de ces facteurs de commandabilité sont données dans le tableau III.4.

Il apparaît que le mode cible est le plus commandable lorsque le STATCOM est implanté sur le noeud LB13 (figure III.1). De même, la connexion du STATCOM sur le noeud LB3 correspond à un fort facteur de commandabilité. Ces résultats ne sont pas surprenants puisque les noeuds LB3 et

LB13 voient l'ensemble du transit de puissance entre les deux zones et, bien sûr, puisque le réseau est symétrique. C'est donc en implantant un STATCOM sur un de ces noeuds que l'on sera le plus actif sur le mode inter-régions. Inversement, les noeuds LB1 et LB11 qui ne voient respectivement que la participation des machines G1 et G11 sont les moins "prédestinés" à recevoir le STATCOM.

noeud de	facteur de
charge	commandabilité
LB1	0.272
LB2	0.300
LB3	0.342
LB13	0.344
LB12	0.301
LB11	0.269

Tableau III.4 - Facteurs de commandabilité du STATCOM suivant les noeuds de charge

Comme les facteurs de commandabilité obtenus pour l'insertion d'un STATCOM sur les noeuds LB3 et LB13 sont du même ordre, ces deux emplacements sont retenus.

Ensuite, nous avons sélectionné le signal d'entrée parmi 4 signaux : les puissances active P, réactive Q et apparente S et enfin le courant I transitant depuis la zone du noeud de connexion du STATCOM vers la zone opposée. Pour cela, les sensibilités des différents modes d'oscillation pour ces 4 signaux d'entrée ont été calculées. Le tableau III.5 reprend le rapport des normes des sensibilités de chaque mode par celle de la sensibilité du mode cible. Les résultats présentés ici correspondent à l'insertion du STATCOM sur le noeud LB13. Dans le cas du STATCOM connecté au noeud LB3, les résultats concernant les sensibilités sont équivalents et ne seront donc pas présentés ici.

Nous observons alors que, pour les signaux I, P et S (courant, puissance active et puissance apparente), les modes d'oscillation autres que le mode cible ont une sensibilité très faible. Pour le signal Q (puissance réactive), le mode  $\lambda 6$  a une sensibilité supérieure à celle du mode cible. Par conséquent, ce signal sera écarté. En fait, la proportion de puissance réactive transitant entre les deux zones est faible devant la proportion de puissance active. Aussi, puissances active et apparente sont quasiment égales, et, suivant le per-unitage, les valeurs de courant et de puissances active et apparente sont équivalentes. Les résultats obtenus pour ces trois signaux sont comparables. Nous ne présenterons ici que l'étude menée avec le courant en ligne pour signal d'entrée.

modes	Ι	Р	Q	S
d'oscillation	LB13=>LB3	LB13=>LB3	LB13=>LB3	LB13=>LB3
λ1	0.01	0.01	≈0	0.01
λ2	0.01	0.03	0.11	0.03
λ3	1	1	1	1
λ4	≈0	≈0	≈0	≈0
λ5	≈0	0.01	≈0	≈0
λ6	0.36	0.35	1.81	0.35
λ7	≈0	≈0	≈0	≈0
λ8	0.03	0.03	0.14	0.03

Tableau III.5 - Rapport des normes des sensibilités des modes d'oscillation par celle du mode cible suivant le signal d'entrée

Le réglage de la boucle d'amortissement du STATCOM a été effectué suivant l'obtention de la compensation de phase, puis la détermination du gain afin de stabiliser au mieux le mode cible sans dégrader l'amortissement des autres modes d'oscillation. La boucle d'amortissement a une structure classique (voir équation III.1).

Le tableau III.6 donne les valeurs propres obtenues après insertion du STATCOM sur le noeud LB3 ou le noeud LB13 et reprend celles obtenues pour le réseau seul.

La lecture de ce tableau montre que le mode inter-régions est très nettement amorti, que le STATCOM soit implanté sur le noeud LB3 ou sur le noeud LB13. Comme nous pouvions nous y attendre à la lecture des facteurs de sensibilité, les modes autres que le mode cible ne voient pas de variations sensibles. En particulier, les deux modes locaux ne subissent que de faibles modifications. En fait, les échanges de puissance entre les machines G1 et G2 (mode local  $\lambda$ 1) transitent par les noeuds LB1 et LB2, tandis que les échanges de puissance entre les machines G11 et G12 (mode local  $\lambda$ 2) transitent par les noeuds LB11 et LB12. Un STATCOM installé sur le noeud LB3 ou LB13, noeuds qui ne "voient" pas les oscillations de puissance dues à ces modes locaux, n'aura qu'une faible action sur ces modes.

Cependant, 4 nouveaux modes d'oscillation apparaissent. L'examen de ceux-ci par l'intermédiaire des facteurs de participation nous montre qu'il s'agit de modes liés à la régulation du STATCOM. Le premier mode,  $\lambda$ sta1, correspond en fait à un mode d'oscillation lié à la dynamique interne du STATCOM non représentative du comportement réel du dispositif FACTS (oscillation venant de la résolution d'équations différentielles dues au modèle moyen généralisé - voir annexe A3). Ne

	réseau se	eul	réseau av	vec	réseau avec			
			STATCOM s	ur LB3	STATCOM sur LB13			
	valeurs	ξ	valeurs	ξ	valeurs	ξ		
	propres		propres		propres			
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-0.74±j7.99	0.09	-0.64±j8.00	0.08		
λ2	-0.68±j8.04	0.08	-0.66±j8.00	0.08	-0.75±j8.00	0.09		
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-1.64±j4.97	0.31	-1.60±j4.98	0.31		
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.30		
λ5	-0.50±j1.49	0.32	-0.50±j1.49	0.32	-0.50±j1.49	0.32		
λ6	-0.42±j1.28	0.31	-0.42±j1.32	0.30	-0.42±j1.32	0.30		
λ7	-0.26±j0.56	0.42	-0.26±j0.56	0.42	-0.26±j0.56	0.42		
λ8	-0.26±j0.56	0.42	-0.26±j0.56	0.42	-0.26±j0.56	0.42		
λstal	-	_	-421±j642	0.55	-421±j642	0.55		
λsta2	-	-	-31.63±j8.13	0.97	-31.59±j8.09	0.97		
λsta3	-	_	-8.33±j18.06	-8.33±j18.06 0.42		0.47		
λsta4		_	-2.15±i3.69	0.50	-2.17±i3.62	0.51		

reflétant pas le fonctionnement physique du STATCOM, il ne sera donc pas pris en considération dans le cadre de cette étude petits-signaux.

Tableau III.6 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation du réseau pour le réseau seul, avec STATCOM sur le noeud LB3 et avec STATCOM sur le noeud LB13

Les 3 autres modes sont liés, quant à eux, à la boucle de régulation du STATCOM. Le mode  $\lambda$ sta2 correspond à un mode voyant la participation des flux magnétiques de l'enroulement amortisseur de l'axe en quadrature des machines, et plus particulièrement de la machine la plus proche du STATCOM (G2 pour le STATCOM sur le noeud LB3 et G12 pour le STATCOM sur le noeud LB13) et, donc, la participation des variables d'état liées à la boucle d'amortissement du STATCOM. Le mode  $\lambda$ sta3 est du même type. Cependant, la participation des variables d'état correspondant aux flux magnétiques de l'enroulement amortisseur de l'axe en quadrature est nettement plus faible.

Enfin, le mode  $\lambda$ sta4 voit la participation des variables d'état liées aux régulations de vitesse de toutes les machines, des vitesses de rotation et positions angulaires rotoriques de celles-ci et, bien sûr, des variables d'état liées à la boucle d'amortissement du STATCOM. Il faut bien noter ici que ces 3 derniers modes, contrairement au mode  $\lambda$ sta1, dépendent des variables liées à la boucle d'amortissement du STATCOM employée dans EUROSTAG. Nous reviendrons dans la partie suivante sur ces trois modes.

Comme précédemment, nous avons simulé un court-circuit sur une des deux lignes d'interconnexion et avons observé la réponse temporelle des différents signaux. Ainsi, la figure III.11 donne le transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion parallèle à la ligne où se produit le court-circuit.



Figure III.11 - Transit de puissance active entre les noeuds LB13 et LB3 en fonction du temps





L'oscillation inter-régions est très rapidement amortie, que ce soit avec le STATCOM connecté au noeud LB3 ou avec celui du noeud LB13. On peut aussi observer de légères différences dans la répartition des transits de puissance quant à l'état d'équilibre. Cela est dû à l'acheminement de puissance active au nœud LB3 ou LB13 correspondant aux pertes du STATCOM.

La figure III.12 présente un zoom de la figure précédente et permet d'observer la similitude des signaux et la qualité de l'amortissement, que le STATCOM soit connecté au noeud LB3 ou au noeud LB13. Le STATCOM est donc très bien réglé.



Figure III.13 - Vitesse de rotation électrique de la machine G1 suivant le temps

Enfin, la figure III.13 montre l'effet amortissant du STATCOM sur la vitesse de rotation de la machine G1, machine la plus impliquée dans l'oscillation inter-régions. Cette courbe présente uniquement l'amortissement obtenu avec le STATCOM connecté sur le noeud LB13, l'amortissement obtenu avec le STATCOM sur LB3 étant similaire.

Nous voyons donc ici que le STATCOM permet d'amortir considérablement le mode d'oscillation inter-régions.

# III.3.3 - Conclusion

Les modes électromécaniques, et en particulier les modes inter-régions, posent aujourd'hui un vrai problème dans les grands réseaux électriques. Le PSS est l'outil traditionnel auquel ont recours les opérateurs. Cependant, dans le cas des oscillations inter-régions, celui-ci peut se révéler insuffisant car, alors que le nombre de machines entrant en jeu est élevé, le PSS agit sur une seule machine. Son efficacité est donc limitée. De plus, l'insertion de nombreux PSSs nécéssite une bonne coordination de ceux-ci.

Les dispositifs FACTS, pouvant être implantés près des lignes d'interconnexion, sont apparus comme un moyen supplémentaire d'amortir plus efficacement les oscillations inter-régions, que ce soit en complément ou même en remplacement des traditionnels PSSs.

### III.4 - Analyse de phénomènes d'interaction

#### III.4.1 - Introduction

Lors de l'insertion d'un dispositif FACTS dans un réseau de puissance en présence de PSS, ou encore lors de l'insertion simultanée de plusieurs dispositifs FACTS dans un même réseau, il est possible de voir des phénomènes d'interaction altérant la stabilité du réseau.

L'objectif de cette partie est de mettre en évidence des phénomènes d'interaction entre dispositif FACTS et éléments du réseau dont le PSS, ainsi qu'entre dispositifs FACTS entre eux, puis de les analyser. Pour cela, nous utiliserons le réseau test 2 zones 4 machines. Nous nous placerons d'abord dans le cas d'une utilisation conventionnelle (soutien de tension) du STATCOM avant de l'utiliser pour l'amortissement des oscillations de puissance.

### III.4.2 - Utilisation du STATCOM en soutien de tension

Dans cette partie, nous observerons l'influence de l'insertion d'un STATCOM dans le réseau avant de s'attacher aux éventuels phénomènes d'interaction entre PSS et STATCOM et enfin entre deux STATCOMs.

### - Interactions STATCOM - éléments du réseau

Nous avons souhaité déterminer l'influence de l'insertion d'un STATCOM suivant son positionnement. A cet effet, les deux lignes d'interconnexion parallèles ont été remplacées par une seule ligne d'interconnexion équivalente. De plus, nous avons "déplacé" le STATCOM le long de cette ligne, cette dernière étant découpée en 4 tronçons de même impédance (figure III.14). Bien entendu, un tel découpage de la ligne n'a pas de sens physique puisqu'il est difficile en pratique de créer de nouvelles installations uniquement dans le but d'y installer un dispositif FACTS. Cependant, par cette étude, nous cherchons à mettre en évidence l'influence de la distance entre les éléments participant à des phénomènes d'interaction.





Pour chaque positionnement du STATCOM, nous avons relevé le taux d'amortissement du seul mode d'oscillation inter-régions. La figure III.15 reprend les valeurs de ces taux d'amortissement pour l'insertion d'un seul STATCOM dans le réseau et de l'insertion de deux STATCOMs. Dans ces deux cas, les taux d'amortissement ont été déterminés pour les cinq positions du STATCOM. L'abscisse '0' correspond au STATCOM sur LB3, l'abscisse '0.25' au STATCOM sur LB1/4, etc.





A l'observation de cette figure, il apparaît que, lorsque le STATCOM est connecté au noeud LB3 ou LB13, le taux d'amortissement du mode inter-régions subit une nette dégradation de par les phénomènes d'interaction entre le STATCOM et les régulations des machines. Par contre, lorsque le STATCOM est au milieu de la ligne, il n'y a pas de dégradation sensible.

La figure III.16 donne la tension au noeud de connexion du STATCOM lorsque celui-ci est installé au noeud LB3. Le soutien de tension apparaît très nettement. Dans le même temps, on distingue une oscillation sur la tension qui persiste plus longtemps en présence du STATCOM.



La figure III.17 permet d'observer la dégradation de l'amortissement du mode inter-régions lorsque ce STATCOM est inséré sur le noeud LB3. Après le court-circuit, l'état stable est retrouvé après plus de 150 secondes en présence du STATCOM contre moins de 60 secondes pour le réseau sans STATCOM (voir figure III.3).





En pratique, plus le STATCOM est éloigné des machines, moins la dégradation de l'amortissement du mode inter-régions est importante.

Pour autant, les facteurs de participation ne fournissent aucun élément d'analyse. En effet, ceux des variables d'état différentielles liées à la régulation du STATCOM sont quasiment nuls tandis que les

facteurs de participation des variables ' $\omega$ ' et ' $\theta$ ' des machines ne subissent pas de modifications notables. Nous sommes donc ici en présence de phénomènes d'interaction que nous ne pouvons hélas caractériser avec ces outils. Par contre, l'examen des facteurs de commandabilité du STATCOM sur le mode inter-régions permet de mettre en valeur l'action du STATCOM lors de son insertion sur les noeuds LB3 et LB13, et dans une moindre mesure sur LB1/4 et LB3/4, et au contraire, son absence d'action lors de sa connexion au noeud LB1/2 (figure III.18). Ces facteurs de commandabilité montrent que les phénomènes d'interaction sont véhiculés par les modes d'oscillation.



suivant le positionnement du STATCOM

# - Interactions STATCOM - STATCOM

Nous allons ici mettre en présence dans notre réseau test deux STATCOMs afin de déterminer si ceux-ci interagissent. Un premier STATCOM est fixé à demeure sur le noeud LB3. Un second STATCOM est alors déplacé le long de la ligne d'interconnexion. La figure III.15 donne le taux d'amortissement pour chaque positionnement du second STATCOM. Une nouvelle fois, seul le mode inter-régions est pris en compte.

Il résulte de cette courbe que, pour le mode inter-régions, les phénomènes d'interaction sont les plus violents pour l'insertion du STATCOM sur le noeud LB13. Pire, cette insertion entraîne dans ce

s

cas-là une instabilité. Il est intéressant de noter que les phénomènes d'interaction sur le mode interrégions sont donc les plus violents lorsque les deux STATCOMs s'opposent, chacun étant connecté à une extrémité de la ligne d'interconnexion.





La figure III.19 confirme les résultats obtenus par l'étude petits-signaux. Ainsi, nous constatons effectivement, après le court-circuit, l'amplification de l'oscillation de puissance liée au mode interrégions, un STATCOM étant connecté sur le noeud LB3, le second sur LB13.

Ici encore, l'examen des facteurs de participation ne fournit aucune information intéressante. Cependant, l'examen des facteurs de commandabilité du STATCOM montre bien que celui-ci est le plus actif s'il est connecté au noeud LB13 (voir figure III.18).

### - Interactions STATCOM - PSS

Cette partie verra l'étude de l'influence de l'insertion du STATCOM dans le réseau avec PSS. Le PSS est ajouté à la régulation de tension de la machine G1. Le STATCOM est déplacé ici encore le long de la ligne d'interconnexion. Les taux d'amortissement obtenus pour le mode inter-régions sont donnés par la figure III.20. Les autres modes d'oscillation ne voient pas de modifications majeures de leur taux d'amortissement.

Depuis la figure III.20, on note une très nette dégradation du taux d'amortissement lorsque le STATCOM est connecté au noeud LB3. Pour le STATCOM connecté sur LB1/4, LB1/2 et LB3/4, la dégradation du taux d'amortissement est de plus en plus faible lorsque l'on s'écarte de la zone A, et donc du PSS.



Figure III.20 - Taux d'amortissement du mode inter-régions suivant le positionnement du STATCOM

Nous sommes donc ici en présence d'un phénomène d'interaction entre PSS et STATCOM, phénomène qui tend à s'atténuer et disparaître lorsque le STATCOM est éloigné du PSS.

La figure III.21 confirme les résultats obtenus par l'étude petits-signaux. Ainsi, on note bien la dégradation de l'amortissement du mode d'oscillation inter-régions lorsque le STATCOM est inséré sur le noeud LB3.



Figure III.21 - Transit de puissance active entre les noeuds LB13 et LB3 en fonction du temps

A noter ici que les facteurs de participation ne fournissaient, une nouvelle fois, aucune information intéressante. L'examen des facteurs de commandabilité du STATCOM sur le mode inter-régions

permet une nouvelle fois de mettre en évidence la forte action du dispositif FACTS sur ce mode lorsqu'il est connecté à proximité du PSS (voir figure III.22). C'est bien à travers ce mode que le dispositif FACTS interagit avec le PSS.



Figure III.22 – Facteurs de commandabilité du mode inter-régions suivant le positionnement du STATCOM

# III.4.3 - Utilisation des dispositifs FACTS en amortissement des oscillations de puissance

Après avoir mis en évidence des phénomènes d'interaction lors de l'utilisation de STATCOMs en soutien de tension, nous nous intéresserons ici à l'utilisation de ces dispositifs afin d'amortir le mode d'oscillation inter-régions de notre réseau test, et non plus en soutien de tension. Nous reviendrons dans un premier temps sur l'influence de l'insertion du STATCOM dans le réseau seul avant d'analyser l'interaction d'un STATCOM avec un PSS, puis de deux STATCOMs.

# - Interactions STATCOM - éléments du réseau

Dans la partie III.3.2.4, nous avions mis en évidence lors de l'insertion du STATCOM, que ce soit sur LB3 ou LB13, trois nouveaux modes d'oscillation :  $\lambda$ sta2,  $\lambda$ sta3 et  $\lambda$ sta4 (voir tableau III.6). Ces 3 modes sont liés à la boucle de régulation du STATCOM.

Le mode  $\lambda$ sta2 correspond à un mode voyant la participation des flux magnétiques de l'enroulement amortisseur de l'axe en quadrature des machines, et plus particulièrement de la machine la plus proche du STATCOM (G2 pour le STATCOM sur le noeud LB3 et G12 pour le STATCOM sur le noeud LB13) et, bien sûr, la participation des variables d'état liées à la boucle d'amortissement du STATCOM. Il s'agit donc d'un mode relevant d'un phénomène d'interaction entre les machines et le STATCOM, phénomène plus virulent avec la machine la plus proche du STATCOM. Il convient cependant de noter que ce mode est très fortement amorti (0.97).

Le mode  $\lambda$ sta3 est du même type. Pour autant, les participations des variables d'état liées aux machines sont nettement plus faibles. Le taux d'amortissement de ce mode, même s'il est plus faible que celui du mode sta2 (taux d'amortissement de 0.47), reste élevé.

Le mode  $\lambda$ sta4 voit, quant à lui, la participation des variables d'état liées aux régulations de vitesse de toutes les machines, des vitesses de rotation et positions angulaires rotoriques de celles-ci et, enfin, des variables d'état liées à la boucle d'amortissement du STATCOM. Il s'agit ici encore d'un mode d'oscillation ayant pour origine une interaction entre les machines et le STATCOM. Cependant, comme précédemment, le taux d'amortissement de ce mode reste élevé puisqu'il atteint 0.51.

Nous sommes donc ici en présence d'interactions de régulation entre le STATCOM et les régulations des machines (que ce soient les régulations de tension ou de vitesse). Cependant, les phénomènes oscillatoires qui en découlent ne sont guère contraignants.

- Interactions STATCOM - PSS

Après nous être intéressés aux interactions entre le STATCOM et les régulations des machines, nous allons analyser ici l'interaction d'un PSS et d'un STATCOM. Ce dernier sera successivement placé sur le noeud LB13 et le noeud LB3.

- Insertion du STATCOM sur le noeud LB13

Le tableau III.7 donne les résultats obtenus dans ce cas sous la forme des valeurs propres et des taux d'amortissement. Nous reprenons dans ce tableau le cas de référence (réseau sans PSS ni STATCOM) et les résultats obtenus en présence du seul PSS et du seul STATCOM afin de mettre en évidence d'éventuels phénomènes d'interaction. Seuls les modes d'oscillation subissant des modifications notables sont reportés dans ce tableau.

Il apparaît ici que le mode inter-régions  $\lambda 3$  est nettement moins amorti que pour le STATCOM seul (0.16 contre 0.31). Il n'est pas étonnant de voir un phénomène d'interaction néfaste entre PSS et STATCOM entraînant une modification des valeurs propres associées au mode inter-régions puisque ces deux dispositifs ont été réglés dans le but d'amortir ce mode.

	réseau		réseau		réseau ave	réseau avec	seau avec PSS	
	seul		avec PSS	5	STATCO	М	et STATCO	DM
	valeurs	ξ	valeurs	٤L	valeurs	ξ	valeurs	لاح
	propres		propres		propres		propres	
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	-0.64±j8.00	0.08	-3.66±j5.60	0.55
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	-1.60±j4.98	0.31	-0.94±j5.68	0.16
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	-0.75±j2.35 0.30		-0.99±j2.46	0.37
λpss2	-	-	-2.01±j14.25	0.14	-	-	-2.28±j14.43	0.16
λsta4	_	-	-	-	-2.17±j3.62	0.51	-2.58±j2.97	0.66

ξ.,

Tableau III.7 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation du réseau

Le mode  $\lambda 1$  est plus amorti que pour le PSS seul (0.55 contre 0.47), et ce bien que le STATCOM n'ait, en principe, que peu d'action sur ce mode. Le mode  $\lambda$ sta4 lié au STATCOM voit, quant à lui, son taux d'amortissement augmenter (0.61 contre 0.51). Enfin, le taux d'amortissement du mode  $\lambda$ pss2 lié au PSS subit une légère amélioration (0.16 contre 0.14). Or l'examen des facteurs de participation nous apprend que STATCOM et PSS prennent tous deux part à ces trois modes d'oscillation. Aussi les variations des valeurs propres associées à ces trois modes sont-elles le fruit de l'interaction PSS-STATCOM qui, si cette dernière était néfaste dans le cas du mode interrégions, témoigne d'un effet positif pour ces trois modes.





La figure III.23 illustre la dégradation du mode inter-régions. L'incident simulé correspond toujours au court-circuit défini au §.III.3.1. La dégradation de l'amortissement du mode d'oscillation inter-

régions par rapport à celui obtenu en présence du STATCOM seul apparaît nettement. Cette réponse oscillatoire plus longue se retrouve sur la tension (voir figure III.24).



Figure III.24 - Tension au noeud LB13 en fonction du temps

- Insertion du STATCOM sur le noeud LB3

Nous avons ensuite effectué le même travail en connectant le STATCOM sur le noeud LB3. Le tableau III.8 reprend les résultats obtenus.

	réseau		réseau		réseau ave	ec	réseau avec PSS			
	seul		avec PSS		STATCO	М	et STATCO	OM		
	valeurs	ξ	valeurs	ξ	valeurs	ξ	valeurs	ξ		
	propres		propres		propres		propres			
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	-0.74±j7.99	0.09	-1.62±j7.00	0.23		
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	-1.64±j4.97	0.31	-0.48±j3.18	0.15		
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	-0.75±j2.35	0.30	-1.83±j2.60	0.57		
λpss2	-	-	-2.01±j14.25	0.14		-	-1.15±j14.01	0.08		
λsta4	-	-	_	-	-2.15±j3.69	0.50	-3.76±j3.31	0.75		

Tableau III.8 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation du réseau

Ici encore, nous constatons que l'amortissement du mode inter-régions se dégrade nettement (0.15 contre 0.31 dans le cas du STATCOM seul).

Quant au mode local  $\lambda 1$ , il subit cette fois-ci lui aussi une diminution sensible de son taux d'amortissement (0.23 contre 0.47 pour le réseau avec PSS). L'interaction qui s'était révélée bénéfique pour ce mode lors de la connexion du STATCOM sur le noeud LB13 apparaît néfaste ici. Il en va de même pour le mode  $\lambda pss2$ , qui voit son taux d'amortissement chuter de 0.14 pour le réseau avec PSS à 0.08 en présence du STATCOM. Alors que nous n'avions noté qu'un faible phénomène d'interaction, qui plus est positif, dans le cas du STATCOM sur le noeud LB13, nous sommes ici en présence d'un phénomène d'interaction entre PSS et STATCOM entraînant une très nette dégradation de l'amortissement de ce mode.

Le mode  $\lambda$ sta4, quant à lui, voit une amélioration très sensible de son taux d'amortissement (0.75 contre 0.50 pour le STATCOM inséré seul dans le réseau). Comme précédemment, l'interaction PSS-STATCOM se révèle positive pour ce mode d'oscillation. Nous pouvons cependant noter que ce phénomène d'interaction est plus "violent" que pour la connexion du STATCOM au noeud LB13.

Enfin, le mode d'oscillation  $\lambda 4$ , qui n'était pas concerné par un phénomène d'interaction lors de la connexion du STATCOM au noeud LB13, est sujet cette fois-ci à un phénomène d'interaction PSS-STATCOM dont l'action se révèle bénéfique puisque son taux d'amortissement atteint 0.57 contre 0.35 pour le réseau avec PSS et 0.30 pour le réseau avec STATCOM.

Les phénomènes d'interaction PSS-STATCOM sont donc plus "virulents" pour le STATCOM connecté au noeud LB3 par rapport au STATCOM connecté au noeud LB13.





La figure III.25 permet d'observer la dégradation de l'amortissement du mode inter-régions lors de l'insertion simultanée du PSS et du STATCOM.

La dégradation de l'amortissement du mode  $\lambda pss2$  peut être observée sur la tension d'excitation du générateur G1, générateur qui accueille le PSS. Ainsi, figure III.26, nous pouvons noter, en comparant les tensions d'excitation de la machine G1 dans le cas du réseau avec PSS et dans le cas du réseau avec PSS et STATCOM la présence de l'oscillation liée à ce mode.



Figure III.26 - Tension d'excitation de la machine G1 suivant le temps

- Interactions STATCOM - STATCOM

Enfin, nous avons inséré les deux STATCOMs ensemble dans le réseau. L'un est connecté au noeud LB3, l'autre au noeud LB13. Les résultats obtenus par l'étude petits-signaux sont rapportés tableau III.9. Seuls les deux modes voyant une évolution de leurs valeurs propres associées y sont donnés.

	réseau		réseau ave	ec	réseau ave	ec	réseau avec			
	seul		STATCO	M	STATCOM STATCOM			s sur		
			sur LB3		sur LB13		LB3 et LB	13		
	valeurs	ξ	valeurs	ξ	valeurs	ξ	valeurs	ξ		
	propres		propres		propres		propres			
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-1.64±j4.97	0.31	-1.60±j4.98	0.31	-1.47±j6.28	0.23		
λsta4		-	-2.15±j3.69	0.50	-2.17±j3.62	0.51	-1.40±j2.41	0.50		

Tableau III.9 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation du réseau

Comme attendu, le mode inter-régions subit une modification de son taux d'amortissement (0.23 contre 0.31 pour les STATCOMs insérés seul dans le réseau). En effet, les dispositifs FACTS agissant tous deux sur ce mode, il est logique de noter une interaction STATCOM-STATCOM entraînant une évolution des valeurs propres associés à ce mode.

Enfin, il convient de noter que, bien que son taux d'amortissement soit constant, le mode  $\lambda$ sta4, mode lié aux régulations des STATCOMs, est sujet à un phénomène d'interaction entre les deux dispositifs FACTS puisque les valeurs propres associées à celui-ci voient une forte évolution.

### III.4.4 - Conclusion

Que ce soit lors de leur utilisation en soutien de tension ou en amortissement des oscillations de puissance, les STATCOMs interagissent avec les éléments du réseau. Ainsi, des phénomènes d'interaction entre STATCOM et les régulations des machines, entre STATCOM et PSS et enfin entre STATCOM et STATCOM ont été mis en évidence dans le réseau test. Ces interactions peuvent être bénéfiques, mais aussi néfastes, entraînant la dégradation de l'amortissement de modes d'oscillation, et même conduire à l'instabilité.

Dans le cas du STATCOM utilisé en soutien de tension, les facteurs de participation ne nous ont pas permis d'analyser et donc de caractériser les phénomènes d'interaction rencontrés. L'examen des facteurs de commandabilité du STATCOM permet cependant d'observer l'action de celui-ci sur les modes, modes qui véhiculent les interactions entre éléments du réseau.

Par contre, lorsque le STATCOM est utilisé pour l'amortissement des oscillations de puissance, les facteurs de participation nous ont permis de mettre en avant des phénomènes d'interaction de régulation, que ce soit entre STATCOM et PSS ou STATCOM et STATCOM.

### **III.5** - Conclusion

Dans les grands réseaux électriques, des oscillations électromécaniques de basse fréquence persistent sur de longues périodes et, par conséquent, limitent le transit de puissance. On distingue les modes locaux, qui voient la participation de quelques machines proches les unes des autres, et les modes inter-régions, qui correspondent à des échanges de puissance à travers des lignes d'interconnexion entre groupes de machines.

Avec l'interconnexion croissante des systèmes de puissance, la potentialité d'apparition d'oscillations inter-régions très faiblement amorties s'est fortement accrue. Les dispositifs FACTS présentent l'avantage de répondre rapidement à des changements dans les réseaux et peuvent être implantés près des lignes d'interconnexion. Cependant, leur insertion entraîne des phénomènes d'interaction avec des éléments du réseau (régulations des machines, PSSs, autres dispositifs

FACTS, ...), que ces dispositifs FACTS soient utilisés de façon conventionnelle ou pour amortir les oscillations de puissance.

Ces interactions peuvent dégrader l'amortissement de certains modes d'oscillation et même entraîner une instabilité, ou encore faire apparaître de nouveaux modes d'oscillation.

Il apparaît donc nécessaire de coordonner les différents dispositifs FACTS et certains éléments du réseau tels que les PSSs.

# CHAPITRE IV

# COORDINATION DES DISPOSITIFS

FACTS ET PSS

# **CHAPITRE IV**

# **COORDINATION DES DISPOSITIFS FACTS ET PSS**

### **IV.1 - Introduction**

Afin de remédier aux phénomènes d'interaction, il est envisageable d'effectuer une coordination des différentes régulations [BA95,BR95,PO97,UR91,CO97]. L'application de techniques d'optimisation peut permettre de réaliser celle-ci. Dans ce chapitre, nous envisagerons l'utilisation de deux techniques d'optimisation : une méthode de type "minimax" d'une part, et une méthode linéaire quadratique décentralisée d'autre part.

Ces deux techniques seront appliquées afin de coordonner PSS et STATCOM, puis STATCOM et STATCOM lors de leur insertion dans le réseau test 2 zones 4 machines.

# IV.2 - Méthode "Minimax"

IV.2.1 - Concept de la méthode "minimax" [PA97-1,PA97-2,PA98-2]

Le but est ici de minimiser les valeurs correspondant au pire des cas (valeurs maximales) d'un jeu de fonctions à plusieurs variables. De plus, des contraintes peuvent être imposées, toujours sous forme de fonctions. Cette méthode, connue sous le nom de "minimax", peut être formulée mathématiquement de la façon suivante :

minimiser 
$$\{max(F(X))\}\$$
  
X sujet à  $H(X)>0$ 

'X' est un vecteur composé de l'ensemble des variables.

'F(X)' définit le jeu de fonctions à minimiser tandis que H(X) correspond au jeu de fonctions décrivant les contraintes.

Nous avons utilisé la fonction d'optimisation "minimax" de MATLAB 5. Celle-ci repose sur une méthode de programmation séquentielle quadratique [MA94].

### IV.2.2 - Mise en oeuvre de la méthode "minimax"

Il s'agissait alors, dans le cadre de cette étude, de donner pour fonctions à minimiser l'opposé des taux d'amortissement des modes cibles (ce qui revient à maximiser les taux d'amortissement) tout en fixant comme contraintes des taux d'amortissement minimaux à assurer pour les autres modes d'oscillation.

Pour un système représenté par  $\begin{cases} \dot{X} = AX + BU \\ Y = CX \end{cases}$ 

il s'agit de déterminer par "minimax" la matrice diagonale G défini par U = GY.

Ici, nous nous attacherons à coordonner les gains des boucles d'amortissement des STATCOMs et du PSS.

Les fonctions à minimiser et les fonctions contraintes correspondent donc aux taux d'amortissement des modes d'oscillation. Cependant, il n'est pas possible d'exprimer explicitement les taux d'amortissement en fonction des gains. Aussi convient-il à chaque itération de "minimax" de recalculer la matrice d'état  $A_{BF} = A + B.G.C$  et la matrice diagonale  $\Lambda_{BF}$  contenant les valeurs propres. L'organigramme IV.1 donne la structure du programme de coordination développé sous MATLAB intégrant la fonction "minimax".



Organigramme IV.1 - Structure du programme de coordination par "minimax"

Gn correspond à la matrice diagonale G donnée à chaque itération par "minimax" tandis que Gopt est la matrice diagonale solution fournie par "minimax".

# IV.2.3 - Application de "minimax"

Afin de valider cette méthode d'optimisation, nous l'avons mise en oeuvre et appliquée à notre réseau test afin de coordonner PSS et STATCOM, puis STATCOMs entre eux. Or nous avons vu précédemment que les phénomènes d'interaction sont nettement plus importants lors de l'utilisation du STATCOM afin d'amortir les oscillations de puissance, interaction se répercutant non seulement sur le mode inter-régions, mais aussi sur d'autres modes d'oscillation. Nous présenterons ici uniquement les résultats obtenus pour l'utilisation de ce dispositif FACTS afin d'amortir les oscillations de puissance, les résultats dans ce cas étant les plus intéressants et significatifs.

- Cas STATCOM-PSS

Nous allons ici utiliser la méthode "minimax" afin de coordonner les gains du PSS et du STATCOM lorsque ce dernier est connecté au noeud LB3 ou au noeud LB13.

# • STATCOM connecté sur le noeud LB3

Dans un premier temps, nous avons comme objectif d'obtenir le meilleur amortissement possible pour le mode inter-régions  $\lambda 3$  tout en imposant des contraintes sur le mode lié à la régulation du PSS  $\lambda pss2$  et sur le mode local  $\lambda 1$  opposant les machines G1 et G2.

Pour le mode  $\lambda$ pss2, nous désirions que le taux d'amortissement ne soit pas inférieur à 0.15 (taux d'amortissement obtenu lors de l'utilisation du PSS seul) tandis que celui du mode  $\lambda$ 1 ne devait pas être inférieur à 0.08, c'est-à-dire à la valeur du taux d'amortissement de ce mode dans le cas du réseau seul. Cela peut être exprimé sous la forme suivante :

 $\xi$  désignant le taux d'amortissement, Gst le gain du STATCOM et Gpss celui du PSS.

Les résultats obtenus par l'application de "minimax" suivant cette configuration sont donnés par le tableau IV.1 pour le cas 1. Seuls les modes d'oscillation voyant une modification sensible de leurs caractéristiques (fréquence, amortissement) sont donnés. De plus, les gains du STATCOM et du PSS obtenus avec "minimax" apparaissent dans ce tableau.

Le taux d'amortissement du mode inter-régions est alors très bon puisqu'il atteint 0.60. Cependant, celui du mode d'oscillation  $\lambda 4$  est de seulement 0.14 alors qu'il était supérieur à 0.30 dans les cas du réseau seul, du réseau avec PSS ou STATCOM et du réseau avec PSS et STATCOM non coordonnés. Comme nous l'avions noté précédemment (cf. §.III.4.3), ce mode est sujet à un phénomène d'interaction entre PSS et STATCOM. Si, lors de l'insertion non coordonnée du PSS et du STATCOM, ce phénomène d'interaction avait un effet positif sur le taux d'amortissement (0.57 contre 0.30 dans le cas du réseau seul), il se révèle ici néfaste.

Le mode  $\lambda$ sta4 voit lui aussi une nette variation de son taux d'amortissement puisque celui-ci est désormais égal à 0.65 contre 0.50 dans le cas du réseau seul et 0.75 dans le cas de la présence des deux dispositifs non coordonnés. Cependant, le gain du STATCOM obtenu par "minimax" est différent de celui que nous avions fixé lorsque ce dispositif FACTS était inséré seul dans le réseau. Or ce mode est lié à la régulation du STATCOM. Par conséquent, il est impossible d'affirmer que ce mode est sujet à un phénomène d'interaction.

Nous avons alors modifié les contraintes imposées sur "minimax". En effet, le taux d'amortissement minimal du mode d'oscillation a été fixé à 0.30 afin d'en éviter la détérioration. Celui du mode  $\lambda$ pss2 lié à la régulation du PSS est toujours fixé à 0.15. Enfin, le taux d'amortissement du mode local  $\lambda$ 1 ne doit pas être inférieur à 0.15 afin de s'assurer de l'amélioration de l'amortissement de ce mode par le PSS. Il est possible de synthétiser cette configuration par :

	minimiser {r	$\max\left(-\xi_{\lambda 3}(G_{st}, G_{pss})\right)\right\}$
cas 2 ·	sujet	$[\xi_{\lambda 1}(G_{st}, G_{pss}) - 0.15] > 0$
<u>cas 2</u> .		$[\xi_{\lambda 4}(G_{st}, G_{pss}) - 0.30] > 0$
		$[\xi_{\lambda pss 2}(G_{st}, G_{pss}) - 0.15] > 0$

Le tableau IV.1 donne pour le cas 2 les résultats obtenus dans cette configuration.

La coordination des gains obtenue avec "minimax" donne un taux d'amortissement de 0.37 pour le mode  $\lambda 4$ . Par contre, le mode cible  $\lambda 3$  voit son taux d'amortissement égal à 0.29 contre 0.60 lors du réglage précédent et 0.31 dans le cas du STATCOM seul. Enfin, le mode local  $\lambda 1$  voit son taux d'amortissement égal à 0.29, ce qui reste très nettement inférieur au taux d'amortissement obtenu lors de l'insertion du PSS seul. Cependant, il convient de noter que ce taux d'amortissement est plus élevé que le taux relevé en présence du PSS et du STATCOM non coordonnés (0.29 contre 0.23).

En pratique, si la contrainte imposée sur le mode  $\lambda 4$  a pour effet d'atténuer les phénomènes d'interaction entre PSS et STATCOM sur ce mode, elle limite aussi les performances du STATCOM de par la réduction de son gain. En effet, le gain donné par "minimax" n'est que de 0.05 contre 0.28 dans le cas 1 et 0.11 pour le STATCOM seul. Les phénomènes d'interaction STATCOM-PSS présents ici limitent par conséquent l'efficacité du dispositif FACTS.

	réseau		réseau réseau avec		réseau avec		réseau avec PSS		coordination		coordination	
	seul		PSS		STATCOM sur LB3		et STATCOM		cas 1		cas 2	
	valeurs propres	٤	valeurs propres ξ		valeurs propres	٤	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ	valeurs propres	يح
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	-0.74±j7.99	0.09	-1.62±j7.00	0.23	-1.51±j7.65	0.19	-1.96±j6.38	0.29
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	-1.64±j4.97	0.31	-0.48±j3.18	0.15	-1.53±j2.06	0.60	-1.09±j3.64	0.29
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	-0.75±j2.35	0.30	-1.83±j2.60	0.57	-0.40±j2.77	0.14	-1.22±j3.04	0.37
λpss2	-	-	-2.01±j14.25	0.14	-	-	-1.15±j14.01	0.08	-1.95±j12.86	0.15	-2.03±j13.04	0.15
λsta4	-	-	-	-	-2.15±j3.69	0.50	-3.76±j3.31	0.75	-3.62±j4.28	0.65	-4.69±j3.23	0.82
Gpss	-	- 12.5			-		12.5		9.3		12.2	
Gst	-				0.11		0.11		0.28		0.05	

Tableau IV.1 - Valeurs propres et taux d'amortissement ξ des modes d'oscillation Application de la méthode 'minimax' pour un PSS sur G1 et un STATCOM sur LB3 Gains Gpss du PSS et Gst du STATCOM

	réseau	réseau réseau		réseau avec	réseau avec		réseau avec PSS		coordination		n	
	seul		avec PSS		STATCOM sur LB13		et STATCOM		cas 1		cas 2	
	valeurs propres	پېر	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ	valeurs propres	٤	valeurs propres	ξ
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	-0.64±j8.00	0.08	-3.66±j5.60	0.55	-0.75±j8.00	0.09	-1.25±j8.22	0.15
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	-1.60±j4.98	0.31	-0.94±j5.68	0.16	-1.62±j5.02	0.31	-1.52±j5.18	0.28
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	-0.75±j2.35	0.30	-0.99±j2.46	0.37	-0.76±j2.35	0.31	-0.82±j2.37	0.33
λpss2	-	-	-2.01±j14.25	0.14	-	-	-2.28±j14.43	0.16	-17.69±j3.11	0.98	-10.15±j8.11	0.78
λsta4	· _	-	-	-	-2.17±j3.62	0.51	-2.58±j2.97	0.66	-2.14±j3.58	0.51	-2.29±j3.51	0.55
Gpss	-		12.5				12.5		3.10-2		2.5	
Gst	-		-		0.11		0.11		0.12		0.11	

Tableau IV.2 - Valeurs propres et taux d'amortissement ξ des modes d'oscillation Application de la méthode 'minimax' pour un PSS sur G1 et un STATCOM sur LB13 Gains Gpss du PSS et Gst du STATCOM Afin d'illustrer les résultats obtenus avec "minimax", nous avons observé la réponse du système pour les cas 1 et 2 après un incident (il s'agit toujours du court-circuit présenté au chapitre II). La figure IV.1 montre que le phénomène oscillatoire présent dans le cas 1 ne se retrouve pas dans le cas 2.





La figure IV.2 nous donne, quant à elle, le couple mécanique de la machine G1. Nous observons à nouveau un phénomène oscillatoire pour le cas 1, phénomène très atténué dans le cas 2.



Figure IV.2 - Couple mécanique (en p.u.) de la machine G1 en fonction du temps

Il s'agit de l'oscillation due au mode d'oscillation  $\lambda 4$ , mode qui voit la participation de variables d'état liées aux couples mécaniques et des vitesses de rotation de toutes les machines. Puisque

toutes les machines sont concernées, ce phénomène oscillatoire se répercute sur les transits de puissance des lignes d'interconnexion.

Enfin, la figure IV.3 permet de visualiser l'amélioration de l'amortissement du mode d'oscillation inter-régions que nous avons obtenu avec "minimax" dans le cas 2 par rapport à la configuration voyant PSS et STATCOM non coordonnés.





STATCOM connecté sur le noeud LB13

Comme dans le cas associant PSS et STATCOM connecté au noeud LB3, une première application de la fonction "minimax" visait à amortir au mieux le mode cible avec comme contraintes un taux d'amortissement minimal de 0.15 pour le mode  $\lambda$ pss2 et de 0.08 pour le mode local  $\lambda$ 1.

 $\begin{array}{lll} \mbox{minimiser} \left\{ max \left( -\xi_{\lambda 3}(G_{st}, \ G_{pss}) \right) \right\} \\ \mbox{cas 1}: & sujet & \left[ \xi_{\lambda 1}(G_{st}, \ G_{pss}) - 0.08 \right] > 0 \\ & \left[ \xi_{\lambda pss 2}(G_{st}, \ G_{pss}) - 0.15 \right] > 0 \end{array}$ 

Le tableau IV.2 reprend sous la désignation 'cas 1' les résultats obtenus dans cette configuration. Il apparaît que nous obtenons avec "minimax" un taux d'amortissement de 0.31 pour le mode cible et de seulement 0.08 pour le mode local  $\lambda$ 1. Par contre, le taux d'amortissement du mode  $\lambda$ 4 est égal à 0.31, c'est-à-dire du même ordre que celui obtenu pour le réseau seul ou avec PSS et STATCOM insérés seuls ou ensemble sans coordination. En fait, le PSS et le STATCOM, chargés tous deux d'amortir le mode cible, mais chacun dans une zone, ne sont pas complémentaires, mais antagonistes. Par conséquent, le gain obtenu pour le PSS par "minimax" est quasi nul. En effet, il n'est que de 0.03 contre 12.5 lors de l'insertion du PSS seul. Le PSS se révèle donc inutile. Nous ne pouvons donc être en présence de phénomènes d'interaction.

Nous avons alors souhaité appliquer une seconde fois la méthode "minimax", mais en imposant un taux d'amortissement minimal de 0.15 pour le mode local  $\lambda 1$  afin d'utiliser le PSS pour l'amortissement de ce mode électromécanique. La contrainte imposée sur le mode  $\lambda pss2$  n'a pas été modifiée.

 $\begin{array}{c} \text{minimiser} \left\{ \max \left( -\xi_{\lambda 3}(G_{\text{st}}, G_{\text{pss}}) \right) \right\} \\ \underline{\text{cas 2}} : \\ \text{sujet} \\ \left[ \xi_{\lambda 1}(G_{\text{st}}, G_{\text{pss}}) - 0.15 \right] > 0 \\ \left[ \xi_{\lambda \text{pss2}}(G_{\text{st}}, G_{\text{pss}}) - 0.15 \right] > 0 \end{array}$ 

Les résultats alors obtenus (tableau IV.2 - cas 2) donnent un taux d'amortissement de 0.28 pour le mode cible et de 0.15 pour le mode local  $\lambda$ 1 (c'est-à-dire le taux minimal fixé comme contrainte). Le gain du PSS n'est, cependant, que de 2.5 contre 14.5 pour le PSS seul. L'action du PSS vient s'opposer à celle du STATCOM, entraînant une légère dégradation de l'amortissement du mode inter-régions. Cependant, une coordination de ces deux dispositifs permet de limiter les effets négatifs de cette opposition.

Afin de visualiser les résultats obtenus avec "minimax", nous avons simulé un court-circuit fugitif sur la ligne reliant les noeuds LB1 et LB2, et ce afin d'exciter le mode local  $\lambda$ 1.





s

Dans la figure IV.4, il apparaît bien que, dans le cas 2, nous sommes en présence d'un mode d'oscillation légèrement plus amorti que dans le cas 1. Ainsi, la contrainte imposée dans le cas 2 sur le mode d'oscillation local  $\lambda$ 1 permet d'améliorer relativement l'amortissement non seulement du mode inter-régions, mais aussi de celui du mode  $\lambda$ 1.

Enfin, la figure IV.5 nous donne l'évolution temporelle après un court-circuit fugitif sur une ligne d'interconnexion du transit de puissance active sur la seconde ligne d'interconnexion. Nous observons bien que l'amortissement du mode inter-régions est plus élevé avec coordination suivant le cas 2 que sans coordination.





# - Cas STATCOM - STATCOM

La méthode "minimax" a aussi été appliquée afin de coordonner les STATCOMs connectés l'un sur le noeud LB3 et l'autre sur le noeud LB13. Il s'agit donc d'obtenir le meilleur amortissement possible pour le mode inter-régions en fixant comme contraintes un taux d'amortissement minimal de 0.08 pour les deux modes locaux  $\lambda 1$  et  $\lambda 2$  afin de ne pas détériorer l'amortissement "naturel" de ces deux modes. La formulation "minimax" est donc la suivante :

 $\begin{array}{ll} \text{minimiser} \left\{ \max \left( -\xi_{\lambda 3}(G_{\text{st1}}, \ G_{\text{st2}}) \right) \right\} \\ \text{sujet} & \left[ \xi_{\lambda 1}(G_{\text{st1}}, \ G_{\text{st2}}) - 0.08 \right] > 0 \\ & \left[ \xi_{\lambda 2}(G_{\text{st1}}, \ G_{\text{st2}}) - 0.08 \right] > 0 \end{array}$ 

Gst1 est le gain du STATCOM connecté au noeud LB3, Gst2 celui du STATCOM connecté au noeud LB13.

	réseau seul		réseau avec STATCON	c A	réseau avec STATCOM	4	réseau avec STATCOM	c Ís B13	réseau avec STATCOM	: Is
	valeurs propres E		valeurs propres	٤	valeurs propres	Ĕ	valeurs propres E		valeurs propres	, ξ
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-0.64±j8.00	0.08	-0.74±j7.99	0.09	-0.81±j7.96	0.10	-0.74±j7.99	0.09
λ2	-0.68±j8.04	0.08	-0.75±j8.00 0.09		-0.66±j8.00	0.08	-0.65±j8.00	0.08	-0.66±j8.05	0.08
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-1.60±j4.98	0.31	-1.64±j4.97	0.31	-1.47±j6.28	0.23	-1.64±j4.99	0.31
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.31	-0.75±j2.35	0.31
λsta4	-	-	-2.17±j3.62 0.51		-2.15±j3.69	0.50	-1.40±j2.41	0.50	-2.13±j3.66	0.50
Gst13	- 0.11			-		0.11		0.11		
Gst3	-		_		0.11 0.11		0.01			

Tableau IV.3 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation Application de la méthode 'minimax' pour un STATCOM sur LB3 et un STATCOM sur LB13 Gains Gst3 et Gst13 des STATCOMs Les résultats obtenus sont reportés dans le tableau IV.3.

Le taux d'amortissement du mode cible obtenu dans ce cas-là est alors de 0.31, c'est-à-dire du même ordre que le taux d'amortissement noté avec un STATCOM inséré seul dans le réseau. En fait, le gain du STATCOM connecté sur le noeud LB3 est quasiment nul, tandis que celui du STATCOM connecté au noeud LB13 est du même ordre que celui que nous avions lors de l'implantation de ce dispositif FACTS seul. Les deux dispositifs, oeuvrant chacun dans une zone, mais tous deux dans le but d'amortir le mode inter-régions, ont tendance à s'opposer. Le gain d'un STATCOM étant ici quasiment nul, nous ne sommes plus en présence de phénomènes d'interaction.

IV.2.4 - Conclusion

L'application d'une technique d'optimisation du type "minimax" permet de réaliser la coordination des régulations des dispositifs FACTS et du PSS. Cependant, les phénomènes d'interaction limitent l'efficacité de ces éléments. Ainsi, une telle coordination, si elle permet de limiter ces phénomènes d'interaction, ne les supprime pas.

Il convient tout de même de souligner que la méthode "minimax" telle que nous l'avions mise en place nécessite une bonne connaissance préalable des modes d'oscillation du réseau, en particulier de ceux qui subissent des phénomènes d'interaction, et ce afin de fixer correctement les contraintes.

### IV.3 - Méthode linéaire quadratique décentralisée

La théorie de la commande optimale a offert la possibilité d'une coordination entre les régulateurs des systèmes de puissance.

L'incorporation de contraintes de décentralisation sur la structure de la boucle de retour à la commande linéaire quadratique constitue une solution adéquate au problème de coordination dans les grands réseaux électriques, dont une des caractéristiques est le très grand nombre de variables d'état [IEEE95].

### IV.3.1- Principe de la méthode linéaire quadratique

La commande linéaire quadratique d'un système continu défini par les équations d'état

$$\begin{cases} \mathbf{x} = F(\mathbf{x}, \mathbf{u}), & \mathbf{x} \in \mathfrak{R}^{m}, \ \mathbf{u} \in \mathfrak{R}^{n} \\ \mathbf{y} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) & \mathbf{y} \in \mathfrak{R}^{p} \end{cases}$$
(IV.1)

consiste à déterminer la commande u(t) minimisant le critère quadratique :

$$J = \frac{1}{2} \int_{0}^{\infty} \left( u^{\mathsf{T}} R \ u + x^{\mathsf{T}} Q \ x \right) dt$$
(IV.2)

où Q est une matrice définie semi-positive de dimension (p x p) et R une matrice définie positive de dimension (m x m). Les matrices de pondération Q et R traduisent l'importance de chaque terme. La paire (A,  $Q^{1/2}$ ) doit être observable et la paire (A, B) commandable.

Un tel critère quadratique exprime un certain compromis entre les performances désirées (temps de réponse, dépassement) représentées par le terme  $x^TQx$  et une économie d'énergie de commande représentée par le terme  $u^TRu$ .

Dans le cas d'un système linéaire décrit par les équations d'état :

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A} \mathbf{X} + \mathbf{B} \mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C} \mathbf{X} \end{cases}$$
(IV.3)  
$$\mathbf{X} \in \mathfrak{R}^{n}, \ \mathbf{u} \in \mathfrak{R}^{m}, \ \mathbf{y} \in \mathfrak{R}^{p} \end{cases}$$

la commande u(t) minimisant le critère J est donnée par :

$$u(t) = -K X(t)$$
(IV.4)

où :

$$\mathbf{K} = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{B}^{\mathrm{T}}\mathbf{P} \tag{IV.5}$$

P étant la solution définie positive de l'équation de Ricatti

$$PA + ATP - PBR-1BTP + CTQC = 0$$
 (IV.6)

Il est à noter qu'une telle loi de commande, si elle existe, est toujours stabilisante [BO90]. On utilisera par la suite la notation  $\Pi(P)$  telle que

$$\Pi(\mathbf{P}) = \mathbf{P}\mathbf{A} + \mathbf{A}^{\mathrm{T}}\mathbf{P} - \mathbf{P}\mathbf{B}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{B}^{\mathrm{T}}\mathbf{P}$$
(IV.7)

# IV.3.2 - Le concept de décentralisation

La stabilisation par commande linéaire quadratique centralisée basée sur le retour d'état complet n'est pas réalisable dans la pratique pour le cas des réseaux électriques. En effet, une commande centralisée nécessite la connaissance en temps réel de toutes les variables du vecteur état.

Or les réseaux électriques sont dotés de plusieurs régulateurs (AVR, PSS, dispositifs FACTS, etc) et chaque régulateur dispose de ses propres signaux d'entrée. Il s'agit le plus souvent de signaux localement mesurables.

Une solution à ce problème consiste à adopter une technique de décentralisation. C'est le cas par exemple de la commande LQR par retour statique de sortie.

# IV.3.3 - Commande par retour de sortie : une commande décentralisée

La technique de commande LQR décentralisée ou par retour statique de sortie a été abordée dans plusieurs articles [CO97, GE85, FR95]. C'est un problème spécifique aux systèmes de grande taille, et donc aux réseaux électriques.

En effet, la commande linéaire quadratique décentralisée impose des contraintes sur la structure de la boucle de retour en permettant un feedback de seulement quelques variables d'état. Elle offre donc une solution à ce problème particulier de commande optimale.

IV.3.3.1 - Commande LQR basée sur la résolution de l'équation de Ricatti généralisée

Considérons un réseau électrique dont la représentation d'état est :

$$\begin{cases} X = A X + B u \\ y = C X \end{cases}$$

Nous nous proposons de lui appliquer une loi de commande satisfaisant les conditions suivantes :

- 1/ amortissement d'une manière optimale des modes critiques du réseau;
- 2/ garantie de la stabilité asymptotique de tous les modes du réseau;
- 3/ utilisation des mesures locales pour les régulateurs du système [GE85].

Les première et deuxième conditions peuvent être réalisées en effectuant un choix judicieux de la matrice de pondération Q. En effet, les variables d'états correspondant aux modes dont on se propose d'augmenter le taux d'amortissement seront fortement pondérés.

La troisième condition impose sur le gain de retour K une contrainte sur la structure. Ainsi la matrice K appartient à l'ensemble  $\Omega$  défini par

 $\Omega = \left\{ K \in \mathfrak{R}^{m} \times \mathfrak{R}^{n} \text{ tel que } F(K) = 0 \right\}$ 

où F est une fonction matricielle définie, dans le cas d'une commande par retour statique de sortie, par :

$$F(K) = K(I - C^{T}(CC^{T})^{-1}C)$$
 (IV.8)

soit

$$F(K) = K - bloc diag \{K_1, K_2, ...., K_M\}$$
 (IV.9)

avec  $K_i \in \mathfrak{R}^{m_i} \times \mathfrak{R}^{n_i}$ ,  $\sum_{i=1}^{M} m_i = m$  et  $\sum_{i=1}^{M} n_i = n$  dans le cas d'une commande décentralisée avec

 $i \in \{1...M\}$  où M est le nombre des sous-systèmes du système global.

Dans le cas d'une commande par retour de sortie, on obtient pour  $K \in \Omega$  avec F(K) définie par l'équation IV.8 :

$$K = K CT (C CT)-1C$$
  
= G C (IV.10)

où :

$$G = K C^{T} (C C^{T})^{-1}$$
 (IV.11)

Il apparaît donc que u = -K x(t) est équivalent à u = -G y(t).

D'autre part, si  $K \in \Omega$  avec F(K) définie par l'équation IV.8, on conclut que K doit être une matrice diagonale par bloc, ce qui caractérise la commande par retour d'état décentralisée.

Ainsi, le problème de commande linéaire quadratique décentralisée ou par retour statique de sortie peut être formulé comme suit :
# $\min_{K \to 0} J(K)$

où J est une fonction différentiable en K donnée par :

$$J(K) = \frac{1}{2} \int_{0}^{\infty} x^{T} (Q + K^{T} R K) x(t) dt$$
 (IV.12)

### IV.3.3.2 - Méthode de résolution de l'équation de Ricatti généralisée [GE85,PA98-2]

Nous commençons par donner les conditions nécessaires d'existence d'une solution au problème. Si la paire (A,  $Q^{\frac{1}{2}}$ ) est observable et la paire (A, B) est commandable, et si le système en boucle fermée (*A-B K*) est asymptotiquement stable, alors J(K) <  $\infty$  et le problème admet une solution. Une importante propriété de l'équation de Ricatti que nous utiliserons par la suite peut être formulée comme suit :

Si la matrice de gain  $K \in \mathfrak{R}^m \times \mathfrak{R}^n$  satisfait :

$$\mathbf{K} + \mathbf{L} = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{B}^{\mathrm{T}}\mathbf{P} \tag{IV.13}$$

où  $L \in \Re^m \times \Re^n$  une matrice quelconque et  $P \in \Re^n \times \Re^n$  la solution définie positive de l'équation de Ricatti :

$$\Pi(\mathbf{P}) = \mathbf{Q} + \mathbf{L}^{\mathrm{T}} \mathbf{R} \, \mathbf{L} \tag{IV.14}$$

alors le système (A-BK) est asymptotiquement stable [GE85].

Notons que cette propriété généralise la propriété de stabilité du problème de commande linéaire quadratique puisque en annulant le vecteur L dans l'équation IV.14, nous retrouvons l'équation de Ricatti IV.7.

Afin d'obtenir un gain  $K \in \Omega$ , nous proposons de choisir :

$$\mathbf{L} = \mathbf{F}(\mathbf{R}^{-1}\mathbf{B}^{\mathrm{T}}\mathbf{P}) \tag{IV.15}$$

En effet, en considérant les équations IV.8 et IV.13, nous obtiendrons :

$$K = R^{-1}B^{T}P - F(R^{-1}B^{T}P)$$
  
=  $R^{-1}B^{T}P C^{T}(CC^{T})^{-1}C$  (IV.16)  
=  $G C$ 

où  $G = R^{-1}B^{T}P C^{T} (CC^{T})^{-1}$ 

IV.3.3.3 - Algorithme

L'algorithme que nous présentons ici permet de résoudre le problème de commande linéaire quadratique décentralisée ou par retour de sortie.

Cet algorithme consiste à résoudre d'une manière itérative l'équation de Ricatti généralisée en tenant compte des contraintes sur la structure de la matrice de commande jusqu'à la convergence.

Il peut être formulé de la manière suivante :

1 - l=0 et  $L_l=0$ , choix des matrices de pondération Q=Q<sub>0</sub> et R=R<sub>0</sub>

2 - Résolution de l'équation de Ricatti :

 $A^{T}P_{l+1} + P_{l+1}A - P_{l+1}BR^{-1}B^{T}P_{l+1} + Q_{l+1} = 0 \quad \text{avec} \quad Q_{l+1} = Q_{0} + L_{l+1}^{T}RL_{l+1}$ 

3 - Calcul à partir des équations IV.7 ou IV.8 de la matrice  $L_{1+1} = F(R^{-1}B^{T}P_{1})$ 

### 4 - Test de convergence :

• Si  $||L_{l+1} - L_l|| < \varepsilon, \varepsilon$  étant un réel positif suffisamment négligeable par rapport à  $L_l$ 

alors la convergence est atteinte  $\rightarrow$  aller à l'étape 5.

• Sinon  $l \rightarrow l+1$  et revenir à l'étape 2.

# 5 - Calcul de K tel que

 $K = R^{-1}B^{T}P_{1} - L_{1+1}$ 

L'algorithme proposé garantit la stabilité globale du système à chaque itération [GE85].

IV.3.3.4 - Choix des matrices de pondération

# • Choix de la matrice Q

Le choix des poids de la matrice Q est délicat à effectuer. Nous proposons ici de déterminer ces poids, non pas depuis les variables d'état 'X', mais depuis les variables d'état 'z' représentant les modes.

La représentation modale du système est donnée pour  $X = \Phi z$  par :

$$\dot{z} = (\Phi^{-1}A\Phi).z + (\Phi^{-1}B).u = \Lambda.z + B_{m.}u$$
(IV.17)

Une telle représentation a été donnée chapitre II.

Si le critère quadratique est appliqué suivant cette représentation du système, le critère J à minimiser est égal à :

$$J = \frac{1}{2} \int_{0}^{\infty} (u^{T} R u + z^{T} Q_{m} z) dt$$
 (IV.18)

$$J = \frac{1}{2} \int_{0}^{\infty} \left( u^{T} R \ u + x^{T} \left( \left( \Phi^{-1} \right)^{T} Q_{m} \left( \Phi^{-1} \right) \right) x \right) dt$$
 (IV.19)

soit

$$Q = \left(\Phi^{-1}\right)^{T} Q_{m}\left(\Phi^{-1}\right)$$
 (IV.20)

Or le choix des poids de la matrice Qm est plus aisé à effectuer puisqu'il est alors possible de charger les poids directement liés aux modes d'oscillation que nous souhaitons amortir. Ensuite, par l'intermédiaire de la matrice modale de droite  $\Phi$ , il est possible de reconstituer la matrice Q.

• Choix de la matrice R

Les retours de sortie doivent tous avoir une influence comparable sur le mode d'oscillation critique. Par conséquent, la matrice R sera la matrice identité.

# IV.3.4. - Application de la méthode LQR décentralisée

Comme pour la méthode d'optimisation "minimax", nous validerons la méthode LQR décentralisée en l'appliquant à la coordination des PSS et STATCOM, puis STATCOM et STATCOM. Ici encore, nous ne présenterons que les résultats obtenus lorsque le dispositif FACTS est utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance car les résultats obtenus dans ce cas sont les plus révélateurs.

# - Cas STATCOM - PSS

Il s'agit ici de coordonner une nouvelle fois les gains du PSS et du STATCOM lorsque ce dernier est connecté au noeud LB3 ou au noeud LB13.

# • STATCOM connecté au noeud LB3

Puisque le PSS a pour but d'amortir les modes  $\lambda 1$  et  $\lambda 3$  et le STATCOM le mode  $\lambda 3$ , seuls les poids Qm liés à ces deux modes sont non nuls. La convergence est considérée atteinte pour  $\varepsilon = 10^{-2}$ . Le tableau IV.4 donne les résultats obtenus pour le mode inter-régions  $\lambda 3$ , le mode local  $\lambda 1$  sur lequel peut agir le PSS et le mode d'oscillation  $\lambda 4$ , et ce pour des poids Qm( $\lambda 1$ ) et Qm( $\lambda 3$ ) de 500.

Le taux d'amortissement du mode d'oscillation inter-régions  $\lambda 3$  est égal à 0.30, c'est-à-dire du même ordre que celui obtenu pour l'utilisation du STATCOM seul. Dans le même temps, on ne constate pas de modifications notables de l'amortissement des modes  $\lambda 1$  et  $\lambda 4$ . En fait, le gain du PSS donné par la méthode LQR décentralisée est quasiment nul tandis que le gain du STATCOM est comparable à celui que nous avions pour le STATCOM inséré seul dans le réseau. En effet, le gain du PSS n'est que de 0.11 contre 12.5 lorsque celui-ci est inséré seul dans le réseau, alors que le gain du STATCOM est de 0.12 contre 0.11 pour le STATCOM inséré seul.

En pratique, le fonctionnement simultané du PSS et du STATCOM entraîne des phénomènes d'interaction et la dégradation de la stabilité globale du réseau. L'application de la méthode linéaire

s

quadratique décentralisée, assurant la stabilisation globale du réseau, fait que l'action du PSS se trouve nettement limitée.

La figure IV.6 nous donne l'évolution temporelle du transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion après le court-circuit fugitif. Nous observons bien que l'amortissement du mode inter-régions est plus élevé avec coordination que sans coordination.



Figure IV.6 - Transit de puissance active entre les noeuds LB13 et LB3 en fonction du temps

STATCOM connecté au noeud LB13

Ici encore, les modes chargés sont les modes  $\lambda 3$  et  $\lambda 1$ . Le tableau IV.5 donne les valeurs propres de ces deux modes et du mode d'oscillation  $\lambda 4$  obtenues pour des poids Qm( $\lambda 3$ ) et Qm( $\lambda 1$ ) de 500. La convergence est une nouvelle fois fixée pour  $\varepsilon = 10^{-2}$ .

Les résultats obtenus sont du même ordre que ceux enregistrés pour le STATCOM connecté au noeud LB3. En effet, le gain du PSS est alors très faible. Ici encore, l'application de la méthode LQR décentralisée nous montre que l'action du PSS doit être très limitée sous peine de dégrader la stabilité globale du système, et ce en raison des phénomènes d'interaction opposant PSS et STATCOM.

	réseau seul		réseau avec PSS		réseau avec STATCOM sur LB3		réseau avec PSS et STATCOM		coordination LQR décentralisée	
	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ	valeurs propres	لح	valeurs propres	ξ
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	-0.74±j7.99	0.09	-1.62±j7.00	0.23	-0.72±j7.98	0.09
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	-1.64±j4.97	0.31	-0.48±j3.18	0.15	-1.65±j5.17	0.30
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	-0.75±j2.35	0.30	-1.83±j2.60	0.57	-0.75±j2.34	0.31
Gpss	-		12.5		-		12.5		0.1	
Gst	-		-		0.11		0.11		0.12	
Usi			-	_	0.11		0.11		0.12	

Tableau IV.4 - Valeurs propres et taux d'amortissement ξ des modes d'oscillation Application de la méthode LQR décentralisée pour un PSS sur G1 et un STATCOM sur LB3 Gains Gpss du PSS et Gst du STATCOM

	réseau seul		réseau avec PSS		réseau avec STATCOM sur LB13		réseau avec PSS et STATCOM		coordination LQR décentralisée	
	valeurs propres	بح	valeurs propres	ξ	valeurs propres	لح	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	-0.64±j8.00	0.08	-3.66±j5.60	0.55	-0.71±j8.01	0.09
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	-1.60±j4.98	0.31	-0.94±j5.68	0.16	-1.61±j5.72	0.27
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	-0.75±j2.35	0.30	-0.99±j2.46	0.37	-0.76±j2.35	0.31
Gpss	-		12.5		-		12.5		0.3	
Gst	-		-		0.11		0.11		0.16	

Tableau IV.5 - Valeurs propres et taux d'amortissement ξ des modes d'oscillation Application de la méthode LQR décentralisée pour un PSS sur G1 et un STATCOM sur LB13 Gains Gpss du PSS et Gst du STATCOM

	réseau seul		STATCOM sur LB13		STATCOM sur LB3		STATCOMs non coordonnés		STATCOMs coordonnés	
	valeurs propres	٤	valeurs propres	ξ	valeurs propres	٤	valeurs propres	ξ	valeurs propres	٤
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-0.64±j8.00	0.08	-0.74±j7.99	0.09	-0.81±j7.96	0.10	-0.76±j7.99	0.09
λ2	-0.68±j8.04	0.08	-0.75±j8.00	0.09	-0.66±j8.00	0.08	-0.65±j8.00	0.08	-0.65±j8.00	0.08
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-1.60±j4.98	0.31	-1.64±j4.97	0.31	-1.47±j6.28	0.23	-1.66±j5.55	0.29
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.30	-0.75±j2.35	0.31	-0.75±j2.35	0.31
Gst13	-		0.11		-		0.11		0.07	
Gst3	-				0.11		0.11		0.07	

Tableau IV.6 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation Application de la méthode LQR décentralisée pour un STATCOM sur LB3 et un STATCOM sur LB13 Gains Gst3 et Gst13 des STATCOMs La figure IV.7 montre bien que l'amortissement du mode inter-régions est meilleur lorsque PSS et STATCOM sont coordonnés.



Figure IV.7 - Transit de puissance active entre les noeuds LB13 et LB3 en fonction du temps

# - Cas STATCOM - STATCOM

Nous allons ici coordonné les deux dispositifs FACTS par l'intermédiaire de leur gain. Le premier STATCOM est connecté au noeud LB3, et le second au noeud LB13. Ces deux STATCOMs n'ayant normalement que très peu d'action sur les modes locaux  $\lambda 1$  et  $\lambda 2$ , seul le mode inter-régions  $\lambda 3$  est chargé. Le tableau IV.6 donne les résultats obtenus pour les modes  $\lambda 1$ ,  $\lambda 2$ ,  $\lambda 3$  et  $\lambda 4$  pour un poids Qm( $\lambda 3$ ) de 500. La convergence est considérée atteinte pour  $\varepsilon$ =10<sup>-2</sup>.

A la lecture de ce tableau, nous constatons que les gains des deux STATCOMs sont du même ordre. Compte tenu de la symétrie du réseau, leurs performances sont comparables. Ainsi, l'effort de stabilisation se répartit équitablement entre les deux STATCOMs.

Comme pour la méthode "minimax", nous obtenons un taux d'amortissement maximal du mode inter-régions égal à 0.31. Cependant, ici, ce sont les deux STATCOMs qui participent à part égale à l'amortissement du mode inter-régions. Pour autant, nous obtenons un taux d'amortissement comparable à celui obtenu pour l'insertion d'un seul STATCOM. Par conséquent, les deux dispositfs FACTS apparaissent ici encore antagonistes.

### IV.3.5 - Conclusion

La méthode linéaire quadratique décentralisée, grâce à l'incorporation de contraintes sur la structure de la boucle de retour, permet donc de réaliser la coordination de dispositifs FACTS et de PSSs assurant une stabilisation globale du système. Enfin, il apparaît ici encore que les phénomènes d'interaction limitent les performances des dispositifs FACTS ou du PSS.

#### **IV.4 - Conclusion**

Les méthodes "minimax" et linéaire quadratique décentralisée permettent toutes deux de coordonner les dispositifs FACTS et les PSSs. La méthode "minimax" intègre des contraintes sur certains modes d'oscillation dont on ne souhaite pas dégrader l'amortissement alors que la méthode linéaire quadratique décentralisée entraîne une stabilisation globale du système. La méthode "minimax" permet donc à l'utilisateur de s'autoriser la dégradation dans des limites fixées par les contraintes de l'amortissement de certains modes, et ce au profit de l'amortissement des modes cibles. Au contraire, la méthode LQR décentralisée, en assurant une stabilisation globale du système, ne permet pas d'établir un compromis entre la dégradation de certains modes au profit d'autres. Avec la coordination, les phénomènes d'interaction ne sont pas supprimés, mais leurs effets sont simplement réduits, et ce aux dépens des performances des dispositifs coordonnés.

Comme les phénomènes d'interaction ne peuvent être supprimés par la coordination et que la réduction par la coordination de leurs nuisances s'accompagne de la détérioration des performances des éléments coordonnés, nous proposons de prendre en considération dès le positionnement des dispositifs FACTS dans les systèmes de puissance cet aspect 'interaction'.

# CHAPITRE V

# INDICES DE SENSIBILITE

·

# CHAPITRE V

# **INDICES DE SENSIBILITE**

# V.1 - Introduction

Suivant la virulence des phénomènes d'interaction de régulation pouvant intervenir entre dispositifs FACTS entre eux ou entre dispositifs FACTS et d'autres éléments du réseau, une coordination des différents éléments interagissant peut n'avoir pour résultat qu'une simple limitation de ces phénomènes d'interaction accompagnée d'une sous-exploitation de certains des éléments coordonnés.

Nous proposons donc d'agir en amont de la coordination afin de se prémunir de phénomènes d'interaction trop violents. Il s'agit d'évaluer la possible présence de phénomènes d'interaction lors du choix du lieu d'implantation d'un dispositif FACTS. Nous pourrions alors effectuer par la suite de façon satisfaisante une coordination des différents éléments.

Notre but est donc de déterminer un critère nous permettant de prendre en compte la présence éventuelle d'interactions et leur virulence. Dans cette optique, des indices de sensibilité à l'insertion d'un dispositif FACTS (ici le STATCOM) seront établis pour chaque mode. Un indice modal de sensibilité élevé témoignerait de l'apparition de phénomènes d'interaction importants à travers le mode en question. Ensuite, un indice global de sensibilité, déterminé depuis l'ensemble des indices modaux, sera dégagé. Ces indices seront alors appliqués à 2 systèmes de puissance : le réseau test 4 machines 2 zones et un réseau réel 29 machines.

# V.2 - Définition des indices de sensibilité

• Définition des indices de sensibilité modaux [PA98-1]

Repartons de la représentation modale du système de puissance donnée dans le chapitre II.

$$\begin{cases} z = \Lambda \cdot z + b_m \cdot \Delta u \\ \Delta y = c_m \cdot z \end{cases}$$
(V.1)

 $\Lambda$  matrice diagonale composée des valeurs propres du système

 $b_m$  vecteur modal de commandabilité

*cm* vecteur modal d'observabilité

 $\Delta u$  et  $\Delta y$  sont ici respectivement le signal d'entrée et le signal de sortie du système linéarisé. Considérons maintenant une boucle de retour  $H(s) = \varepsilon \cdot h(s)$  entre le signal de sortie y et le signal d'entrée u.  $\varepsilon$  est un scalaire (gain de la boucle de retour) et h(s) la structure de la boucle de retour [AR80, MA90, PA89, RO96]. Pour de faibles valeurs du gain  $\varepsilon$ , la boucle de retour entraîne un déplacement de la valeur propre  $\lambda_i$  égale à :

$$\Delta \lambda_i = R_i \cdot H(\lambda_i) \tag{V.2}$$

où  $R_i = c_{m_i} \cdot b_{m_i}$  est le résidu.

 $c_{m_i}$  est le facteur d'observabilité de la valeur propre  $\lambda_i$  (i<sup>ième</sup> élément du vecteur modal d'observabilité  $c_m$ ) tandis que  $b_{m_i}$  est le facteur de commandabilité de la valeur propre  $\lambda_i$  (i<sup>ième</sup> élément du vecteur modal de commandabilité  $b_m$ ). Par conséquent, la sensibilité de la valeur propre  $\lambda_i$  est donnée par le produit des facteurs de commandabilité et d'observabilité.

En divisant l'équation (V.2) par  $\lambda_i$ , on obtient :

$$\frac{\Delta\lambda_i}{\lambda_i} = \frac{R_i}{\lambda_i} \cdot H(\lambda_i)$$
(V.3)

En boucle ouverte, l'indice de sensibilité  $SI_{\lambda_i}$  de la valeur propre  $\lambda_i$  à la fermeture de la boucle de retour peut donc être défini par :

$$SI_{\lambda_i} = \left\| \frac{R_i}{\lambda_i} \right\| = \left\| \frac{C_{m_i} \cdot B_{m_i}}{\lambda_i} \right\|$$
(V.4)

Cet indice modal se révèle sans dimension. Si celui-ci est élevé, la valeur propre  $\lambda_i$  est très sensible à la fermeture de la boucle de contre-réaction et sera donc sujet à un phénomène d'interaction. Au contraire, un faible indice montre que la valeur propre  $\lambda_i$ , peu sensible à la fermeture de la boucle de retour, n'est pas exposée à un phénomène d'interaction.

### • Application des indices modaux au STATCOM

Afin d'évaluer la sensibilité des valeurs propres à l'insertion d'un STATCOM au noeud 'n', il est possible de définir l'indice modal de sensibilité par :

$$SI_{\lambda_i}(n) = \left\| \frac{c_{m_{i,\Delta Vn}} \cdot b_{m_{i,\Delta IQn}}}{\lambda_i} \right\|$$
(V.5)

$\Delta Vn$ :	variation de tension au noeud 'n'
$c_{m_i}$ :	facteur d'observabilité de $\lambda_i$ par le signal $\Delta V n$
$\Delta IQn$ :	échange de courant réactif entre STATCOM et réseau au noeud 'n'
$b_{m_i}$ :	facteur de commandabilité de $\lambda_i$ par le signal $\Delta IQn$

Cet indice, calculé pour chaque noeud susceptible de recevoir le STATCOM, permet de déterminer pour quel positionnement du STATCOM la valeur propre  $\lambda_i$  est la moins sensible et donc pour quel positionnement du STATCOM les phénomènes d'interaction seront les moins violents via le mode lié à cette valeur propre.

Afin de faciliter l'utilisation de cet indice modal, il est possible de définir un indice de sensibilité unitaire  $USI_{\lambda_i}(n)$  à l'insertion d'un STATCOM au noeud 'n' :

$$USI_{\lambda_i}(n) = \frac{SI_{\lambda_i}(n)}{max(SI_{\lambda_i})}$$
(V.6)

Ainsi, un indice égal à 1 correspond à une sensibilité maximale de la valeur propre  $\lambda_i$  tandis qu'un indice nul signifie que l'insertion du STATCOM ne produira pas de phénomènes d'interaction via le mode associé à  $\lambda_i$ .

# • Définition d'un indice global de sensibilité

Si les indices modaux permettent d'étudier l'influence de l'insertion d'un STATCOM dans le réseau mode par mode, ou tout au moins pour les modes qui revêtissent un intérêt particulier (mode critique par exemple), il convient de définir un indice global de sensibilité qui permette de prendre en compte en un seul et unique indice l'ensemble des modes. En effet, sur de grands réseaux, il n'est pas raisonnable d'envisager l'étude de l'ensemble des modes.

Aussi un indice global de sensibilité, prenant en compte l'ensemble des valeurs propres, peut être défini par :

$$GSI(n) = \sum_{i=1}^{i=N} \left[ pond(i) \cdot SI_{\lambda_i}(n) \right]$$
(V.7)

'N' est le nombre de modes du système. 'pond(i)' correspond à la pondération du mode  $\lambda_i$ . Si l'on souhaite ne privilégier aucun mode (oscillatoire ou non), cette pondération pourra être égale à '1'

quel que soit le mode. Au contraire, si l'on souhaite donner plus de poids aux modes faiblement amortis, il est possible de fixer :

$$pond(i) = \exp(-10 \cdot \xi_i) \tag{V.8}$$

avec  $\xi_i$  taux d'amortissement du mode  $\lambda_i$ . Le choix de cette pondération a été établi « par expérience ». Le facteur 10 attribué au taux d'amortissement permet d'accroître considérablement le poids des modes d'oscillation faiblement amortis.

Nous examinerons les indices globaux obtenus avec et sans pondération de leur application aux 2 réseaux étudiés.

Enfin, il est possible de définir, comme pour les indices modaux, un indice global unitaire de sensibilité UGSI(n) à l'insertion d'un STATCOM au noeud 'n tel que :

$$UGSI(n) = \frac{GSI(n)}{max(GSI)}$$
(V.9)

• Interactions néfastes et interactions bénéfiques

La définition des indices modaux de sensibilité ne permet pas la distinction entre phénomènes d'interaction bénéfiques (amélioration du taux d'amortissement du mode d'oscillation) et phénomènes d'interaction néfastes (dégradation du taux d'amortissement). Pourtant, la phase du produit des facteurs d'observabilité et de commandabilité d'un mode nous informe de la direction de déplacement des valeurs propres conjuguées associées à ce mode. Mais un tel calcul est effectué en boucle ouverte, et la direction du déplacement n'est donnée que pour de faibles valeurs de gain en boucle fermée. Le graphe V.1 permet de visualiser le comportement possible d'une valeur propre suivant le gain de la boucle de contre-réaction.



Graphe V.1 - Exemple de migration de valeurs propres

Dans le cas présenté par ce graphe, si, pour de très faibles gains, la valeur propre a tendance à se déplacer vers la partie stable, il se peut que, pour des valeurs standards de gain, la valeur propre se rapproche de la zone d'instabilité.

Enfin, l'insertion d'un dispositif FACTS peut s'accompagner de phénomènes d'interaction bénéfiques sur certains modes, mais néfastes sur d'autres, ce qui complique l'étude et pose le problème de la définition d'un indice global.

Par conséquent, nous ne nous attacherons pas aux caractères bénéfiques ou néfastes des phénomènes d'interaction dans cette étude.

# V.3 - Application des indices modaux et globaux de sensibilité

Nous nous intéresserons ici à 2 réseaux : le réseau test 4 machines 2 zones et un réseau réel 29 machines. Pour le réseau 4 machines 2 zones, nous envisagerons 3 configurations : réseau seul, réseau avec un premier STATCOM en service et réseau avec un PSS ajouté à la régulation de tension d'une machine. Pour le réseau réel, nous ne nous placerons que dans le cas du système ne contenant ni PSS ni dispositif FACTS.

# V.3.1 - Démarche utilisée

Les phénomènes d'interaction sont "véhiculés" par les modes du système. Aussi, s'il est envisageable de "quantifier" un phénomène d'interaction à travers un mode, il se révèle impossible de déterminer un degré d'interaction à partir d'un indice global qui est dérivé de l'ensemble des indices modaux. Nous nous attacherons donc à démontrer la corrélation existante entre les indices modaux et la violence des phénomènes d'interaction dus à l'insertion du STATCOM via ce mode pour un panachage de modes d'oscillation du système. Nous déterminerons enfin dans chaque configuration les indices globaux.

Afin de mettre en évidence cette corrélation, nous examinerons le déplacement des valeurs propres liées au mode étudié, ce déplacement étant dû à l'insertion du STATCOM dans le réseau. Nous relèverons donc la norme  $\|\Delta\lambda_i\|$  définie pour le mode ' $\lambda$ i' par :

$$\left\|\Delta\lambda_{i}\right\| = \left\|\lambda_{i_{bf}} - \lambda_{i_{0}}\right\| \tag{V.10}$$

avec  $\lambda_{i_0}$  et  $\lambda_{i_{bf}}$  valeurs propres du mode 'i' avant et après insertion du STATCOM. Les déplacements de valeurs propres qui seront donnés par la suite seront toujours définis depuis cette équation. Il s'agira donc de la norme (en fait la distance) séparant les valeurs propres déterminées avant et après insertion du STATCOM.

Cependant, il convient de noter que l'examen de ce déplacement des valeurs propres présente une limite et n'est qu'indicatif. Examinons le graphe V.2.



Graphe V.2 - Exemple de migration des valeurs propres

Supposons qu'un premier positionnement du STATCOM entraîne le déplacement de  $\lambda_{i_0}$  vers  $\lambda_{i_{bf1}}$  et qu'un second positionnement du dispositif FACTS provoque le déplacement de  $\lambda_{i_0}$  vers  $\lambda_{i_{bf2}}$ . Si la trajectoire 2, la plus longue, met en valeur un phénomène d'interaction plus violent, la détermination du déplacement défini par l'équation (V.10) fera pourtant penser que les phénomènes d'interaction sont plus violents dans la première configuration.

De plus, il peut être intéressant d'examiner l'évolution du taux d'amortissement du mode étudié. Cependant, une telle analyse peut se révéler totalement fausse. Le graphe V.3 permet d'expliquer aisément pourquoi.



Graphe V.3 - Exemple de déplacement des valeurs propres

Supposons que nous insérons dans un réseau un STATCOM suivant trois positionnements différents. La valeur propre  $\lambda_{i_0}$  va se déplacer suivant ces trois positionnements différents vers  $\lambda_{i_{b'1}}$ ,  $\lambda_{i_{b'2}}$  ou  $\lambda_{i_{b'3}}$ . Les angles d'amortissement  $\theta$ , donnés par  $\theta = \arccos(\xi)$ , reflètent l'évolution des taux d'amortissement  $\xi$ . Les angles d'amortissement, et donc les taux d'amortissement de  $\lambda_{i_{b'1}}$  et  $\lambda_{i_{b'2}}$  sont très proches de celui de  $\lambda_{i_0}$ , alors que le taux d'amortissement va subir une modification plus nette pour  $\lambda_{i_{b'3}}$ . Pourtant, le déplacement de la valeur propre dans ce cas-là est le plus faible. Si les phénomènes d'interaction sont plus violents dans les deux premiers cas, l'examen de l'évolution du taux d'amortissement pourra faire croire que les phénomènes d'interaction sont les plus violents dans le troisisème cas, et donc nous induire en erreur. En conséquence, l'examen de l'évolution du taux d'amortissement des valeurs propres liées au mode étudié ne devra être pris en compte que si le déplacement des valeurs propres se fait dans la même direction suivant les différents positionnements du dispositif FACTS. Dans ce cas là uniquement, l'évolution des taux d'amortissement reflètera la réalité de la violence des phénomènes d'interaction. En pratique, nous n'examinerons l'évolution des taux d'amortissement que dans de rares cas.

# V.3.2 - Application au réseau test 4 machines 2 zones

Les indices de sensibilité ont donc été appliqués dans un premier temps au réseau test 2 zones 4 machines. Comme dans le chapitre III, les deux lignes d'interconnexion parallèles ont été remplacées pour cette étude par une seule ligne d'interconnexion équivalente. Nous avons "déplacé" le STATCOM le long de cette ligne, cette dernière étant découpée en 4 tronçons de même impédance.

Nous nous attacherons dans un premier temps à déterminer les indices de sensibilité pour l'insertion d'un STATCOM dans le réseau seul (*i.e.* sans autre dispositif FACTS ni PSS), puis pour l'insertion d'un STATCOM dans le réseau contenant un premier STATCOM en opération, et enfin pour le réseau avec un PSS ajouté à la régulation de tension du générateur G1.

# V.3.2.1 - Insertion d'un STATCOM dans le réseau seul

Nous nous attacherons à déterminer les indices de sensibilité pour quelques modes d'oscillation (mode électromécanique et modes liés aux régulations) et pour chaque noeud du réseau. Chaque fois, nous vérifierons que les indices nous renseignent bien sur la violence des phénomènes d'interaction sur ces modes. Enfin, les indices globaux de sensibilité seront calculés.

# • Mode d'oscillation inter-régions $\lambda$ =-0.05±j.4.54

Il s'agit du mode critique du système. Le taux d'amortissement de ce mode électromécanique est très faible (0.01). Les indices unitaires de sensibilité, calculés à chaque noeud du réseau avant insertion du dispositif FACTS, sont reportés dans la figure V.1.



A l'examen de ces indices, il apparaît que le mode critique est le plus sensible à l'insertion d'un STATCOM si ce dernier est connecté aux noeuds LB3 et LB13. Au contraire, l'indice est quasiment nul pour le noeud LB1/2 (centre de la ligne d'interconnexion), c'est-à-dire pour le noeud le plus éloigné électriquement des machines.

Nous avons alors inséré un STATCOM successivement sur chaque noeud du réseau. Le déplacement des valeurs propres associées au mode critique est reporté sur la figure V.2.

On constate que, conformément à ce que nous avions noté par les indices de sensibilité, le déplacement de la valeur propre a été plus important pour le STATCOM connecté aux noeuds LB3 et LB13 alors qu'il a été plus faible pour le noeud LB1/2. De plus, l'examen du taux d'amortissement du mode critique (figure V.3) permet de mettre nettement en valeur les phénomènes d'interaction qui sont générés par l'insertion du STATCOM sur les noeuds LB3 ou LB13. En effet, dans ces deux cas, le taux d'amortissement est réduit de moitié alors qu'il ne subit pas de modifications sensibles pour le STATCOM connecté au noeud LB1/2.



Figure V.3 - Taux d'amortissement du mode critique suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Les figures V.4 et V.5 montrent la dégradation de l'amortissement de l'oscillation inter-régions suivant le positionnement du STATCOM. Le mode inter-régions est ici excité par l'intermédiaire d'un court-circuit fugitif sur la ligne d'interconnexion. Ce court-circuit survient au bout de 200 secondes.



Figure V.4 - Transit de puissance de la zone B vers la zone A en fonction du temps

Lorsque le STATCOM est connecté sur le noeud LB3, le système n'a pas retrouvé un état d'équilibre 200 secondes après l'incident.



Figure V.5 - Transit de puissance de la zone B vers la zone A en fonction du temps

Par contre, si le STATCOM est connecté au noeud LB1/2, l'état d'équilibre est retrouvé après environ 130 secondes.

# Autres modes d'oscillation

Les résultats obtenus pour deux autres modes d'oscillation (liés aux régulations des machines) sont donnés en annexe A5.

# • Indices globaux de sensibilité

Nous avons enfin déterminé les indices globaux de sensibilité pour l'ensemble des noeuds du réseau test. La figure V.6 donne ces indices pour une pondération des modes liée au taux d'amortissement de chaque mode. La figure V.7 donne, quant à elle, ces mêmes indices pour une pondération unitaire pour chaque mode.



Figure V.6 Indices globaux pondérés de sensibilité suivant les noeuds du réseau



Figure V.7 Indices globaux non pondérés de sensibilité suivant les noeuds du réseau

Dans ces deux cas, les indices sont maximaux pour les noeuds LB1 et LB11, et minimaux pour le noeud LB1/2 (milieu de la ligne d'interconnexion). Cependant, de par le poids élevé imposé par le mode critique lors du calcul des indices avec pondération, le différentiel maxi/mini est accentué tandis que les indices de sensibilité se trouvent renforcés pour les noeuds LB2, LB3, LB12 et LB13 dans le cas de l'utilisation de la pondération. Pour autant, la "hiérarchie" des indices reste inchangée.

# V.3.2.2 - Insertion d'un STATCOM en présence d'un premier STATCOM

Nous reproduirons ici l'étude précédente, mais un STATCOM est désormais en opération sur le noeud LB3. Une nouvelle fois, nous calculerons les indices de sensibilité pour un panachage de modes d'oscillation avant de déterminer les indices globaux pour l'ensemble des noeuds du système.

• Mode d'oscillation inter-régions  $\lambda$ =-0.02±j.4.57

Le mode d'oscillation inter-régions est ici encore le mode critique du réseau. Le calcul des indices de sensibilité montre que l'indice est maximal si le second STATCOM est connecté au noeud LB13 (figure V.8). Au contraire, l'indice est faible pour les noeuds LB1/4 et LB1/2. L'examen du déplacement des valeurs propres associées au mode critique confirme les résultats obtenus pour les indices de sensibilité. En effet, le déplacement des valeurs propres est maximal pour le STATCOM connecté au noeud LB13 (figure V.9).



Cette analyse est confirmée par l'examen du taux d'amortissement du mode critique suivant le positionnement du STATCOM. Ainsi, par la figure V.10, on constate que le mode inter-régions

devient instable pour l'insertion du STATCOM aux noeuds LB13 et LB12, à savoir les noeuds présentant les plus forts indices de sensibilité. Les phénomènes d'interaction, ici néfastes, sont donc plus violents pour la connexion du STATCOM à ces deux noeuds, comme cela était attendu après calcul des indices de sensibilité.



Figure V.10 - Taux d'amortissement du mode inter-régions suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Afin de visualiser ces phénomènes d'interaction, le mode d'oscillation inter-régions a été "excité" par la simulation d'un court-circuit fugitif sur la ligne d'interconnexion. Les figures V.12 et V.13 montrent que le système est instable si le STATCOM est inséré sur le noeud LB13 alors que la stabilité est conservée pour le STATCOM connecté sur le noeud LB1/2.



Figure V.11 - Transit de puissance de la zone B vers la zone A en fonction du temps



Figure V.12 - Transit de puissance de la zone B vers la zone A en fonction du temps

• Autres modes d'oscillation

Afin de ne pas trop alourdir ce rapport, les résultats obtenus pour trois autres modes d'oscillation sont donnés en annexe A5.

• Indices globaux de sensibilité

Les figures V.13 et V.14 donnent les indices globaux de sensibilité déterminés pour chaque noeud du système. Ces indices sont calculés suivant une pondération liée au taux d'amortissement (figure V.13) et sans pondération (figure V.14).



Indices globaux pondérés de sensibilité suivant les noeuds du réseau



Figure V.14 Indices globaux non pondérés de sensibilité suivant les noeuds du réseau

Les résultats obtenus avec ou sans pondération sont sensiblement différents. Dans le premier cas (avec pondération), le mode d'oscillation inter-régions, très faiblement amorti, est prédominant. Ainsi, l'indice est le plus élevé pour le noeud LB13, cas qui présentait une instabilité du système. Le mode inter-régions, de par sa forte pondération, a tendance à "étouffer" les autres modes sujets aux phénomènes d'interaction.

Dans le second cas, l'indice est le plus élevé pour le noeud LB11, témoignant d'une "activité" d'interaction plus élevée si le STATCOM est connecté à ce noeud. Cependant, les indices déterminés sans pondération ne permettent pas de mettre clairement en évidence les phénomènes d'interaction liés au mode critique et qui peuvent porter le système à l'instabilité.

De plus, il est intéressant de noter que, dans les 2 cas, les indices calculés pour le noeud LB3, *i.e.* le noeud de connexion du premier STATCOM, ne sont pas les plus élevés. Cela met bien en évidence la complexité des phénomènes d'interaction.

Enfin, il apparaît ici que les indices pondérés et non pondérés peuvent être utilisés en parallèle. Les indices pondérés nous mettent en garde des phénomènes d'interaction sur les modes les plus proches de l'instabilité alors que les indices non pondérés reflètent la violence des phénomènes d'interaction de façon plus globale.

# V.3.2.3 - Insertion d'un STATCOM en présence d'un PSS

La machine G1 est désormais équipée d'un PSS qui permet d'amortir le mode d'oscillation interrégions et le mode électromécanique local lié aux machines G1 et G2. Le réseau ne comporte pas de dispositif FACTS. Une nouvelle fois, nous nous intéresserons à un panachage de modes d'oscillation, puis les indices globaux seront déterminés pour chaque noeud du système.

# • Mode d'oscillation inter-régions $\lambda$ =-0.72±j.4.90

Le mode inter-régions est nettement amorti grâce à l'action du PSS. Son taux d'amortissement est de 0.15. Les figures V.15 et V.16 donnent respectivement les indices modaux de sensibilité et le déplacement des valeurs propres associées à ce mode, déplacement dû à l'insertion du STATCOM.



L'indice modal maximal est obtenu pour le noeud LB1, c'est-à-dire le noeud de connexion de la machine équipée du PSS. De plus, les indices sont élevés pour les autres noeuds de la zone A. Ces résultats sont confirmés par l'examen du déplacement des valeurs propres. Enfin, la figure V.17 donne le taux d'amortissement du mode inter-régions en fonction du noeud de connexion du STATCOM. Il apparaît que l'amortissement est nettement dégradé lorsque le STATCOM est inséré sur le noeud LB1. Cette dégradation du taux d'amortissement est plus faible lorsque l'on s'éloigne de la zone A.



Figure V.17 - Taux d'amortissement du mode inter-régions suivant le noeud d'insertion du STATCOM

• Autres modes d'oscillation

Les résultats obtenus pour deux autres modes d'oscillation sont donnés en annexe A5.

• Indices globaux de sensibilité

Les indices globaux de sensibilité ont été déterminés une nouvelle fois avec une pondération liée aux taux d'amortissement de chaque mode et sans pondération.



Dans les deux cas, l'indice est maximal pour le noeud LB1. Cela résulte de la violence des phénomènes d'interaction entre le PSS et le STATCOM. De plus, les indices sont élevés pour les autres noeuds de la zone A, c'est-à-dire les noeuds les plus proches du noeud LB1.

Enfin, contrairement à ce qui avait été noté dans le cas de l'insertion de deux STATCOMs, les résultats obtenus pour des indices pondérés et non pondérés sont similaires. En effet, nous ne sommes pas en présence ici d'un mode très faiblement amorti qui prédomine dans le calcul des indices pondérés.

# V.3.3 - Application au réseau réel 29 machines

• Présentation du réseau

Ce réseau correspond à la représentation d'un système de puissance réel, mais simplifié, réputé pour les problèmes de stabilité qu'il connaît. En effet, il a subi deux écroulements de tension en juillet et août 1996.

Il s'agit en fait de plusieurs systèmes de puissance interconnectés entre eux. Il est composé de 173 noeuds et 29 machines. Le réseau de transport voit 7 niveaux de tension différents (de 115KV à 500KV). La figure V.21 donne une vision globale de ce système de puissance alors que la figure

V.20 en donne une représentation simplifiée suivant les zones et les niveaux de tension.

L'étude petits signaux a mis en évidence que ce système présentait de très nombreux modes d'oscillation, que ce soit des modes liés aux régulations des machines ou des modes électromécaniques (pour la plupart inter-régions).

De plus, nous sommes en présence de nombreux modes très faiblement amortis, voire instables pour trois d'entre eux. Ces trois modes instables seront présentés lors de l'application des indices modaux de sensibilité.

Comme pour les deux réseaux test, nous déterminerons les indices de sensibilité modaux pour un panachage de modes (modes électromécaniques, modes liés aux régulations des machines), puis nous nous intéresserons aux indices globaux. Cependant, il n'était pas envisageable de vérifier la corrélation entre déplacement des valeurs propres et indices de sensibilité pour les 173 noeuds du réseau (il aurait fallu effectuer pour les 173 positionnements du STATCOM une analyse de valeurs propres, et le système comporte plus de 400 modes). Nous avons par conséquent choisi un échantillon de 25 noeuds répartis sur l'ensemble du système de puissance. Ces noeuds témoins sont visibles sur la figure V.21 et sont donnés suivant la zone à laquelle ils appartiennent par la figure V.20.



Figure V.20 - Représentation simplifiée du réseau réel 29 machines



Figure V.21 - Représentation du réseau réel 29 machines

# • Mode d'oscillation $\lambda$ =0.18±j3.35

Ce mode, fortement instable, est un mode électromécanique inter-régions voyant la participation des machines MONT63, CANA28, NORT74 et CMAI33. La participation du générateur MONT63 est la plus importante. Ce mode d'oscillation concerne par conséquent l'extrême nord-est du système de puissance.



Figure V.22 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

L'indice de sensibilité de ce mode est maximal pour le noeud 64, c'est-à-dire le noeud de connexion de la machine MONT63. De plus, l'indice est non négligeable pour le noeud 31, noeud situé entre les générateurs CMAI33 et CANA28. Ces deux noeuds sont les seuls contenus dans la zone concernée par ce mode inter-régions. Pour tous les autres noeuds, les indices sont quasiment nuls.



Figure V.23 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

La figure V.23 donnant le déplacement des valeurs propres de ce mode, déplacement dû à l'insertion du STATCOM, reflète parfaitement ce qui était attendu après étude des indices de

sensibilité. Le déplacement est maximal lorsque le STATCOM est connecté au noeud 31 alors qu'il est quasi-nul pour les noeuds qui ne sont pas proches des 4 générateurs participant à ce mode électromécanique.

Des simulations temporelles ont permis de mettre en évidence l'action du STATCOM sur le réseau en fonction de son positionnement. La figure V.24 présente le transit de puissance active du noeud 64 vers le noeud 73 après un court-circuit fugitif sur une des deux lignes parallèles reliant les noeuds 73 et 75. Ce court-circuit permet d'exciter le mode inter-régions.



Figure V.24 - Transit de puissance active du noeud 64 vers le noeud 73 en fonction du temps

Les résultats de la figure V.24 montrent que le système perd la stabilité plus lentement en présence du STATCOM sur le noeud 64 que pour le réseau seul. Les phénomènes d'interaction dus à l'insertion du STATCOM se révèlent donc ici bénéfiques. De plus, les simulations ont montré que l'insertion du STATCOM sur un noeud à faible indice de sensibilité n'entraînait pas de modification sensible du taux d'amortissement (ou plutôt taux d'amplification) de ce mode inter-régions.

# • Mode d'oscillation $\lambda = 0.32 \pm j2.19$

Il s'agit d'un mode instable lié à la régulation de tension de la machine CRAI4. Ce mode voit les machines CRAI4 et HAYD9 s'opposer.

L'indice de sensibilité est maximal pour le noeud 3, à savoir le noeud de connexion commun aux 2 générateurs concernés par ce mode. Les autres indices sont très faibles.



Figure V.25 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau





L'observation du déplacement des valeurs propres associées à ce mode permet de mettre en évidence que l'insertion d'un STATCOM sur le noeud 3 entraîne effectivement des phénomènes d'interaction sur ce mode. Au contraire, si le STATCOM est connecté à n'importe quel autre noeud du réseau, les phénomènes d'interaction via ce mode seront faibles.

Une simulation temporelle a permis de mettre en évidence l'effet de l'insertion du STATCOM sur ce mode. Nous avons simulé un court-circuit fugitif sur la ligne reliant les noeuds 3 et 153. Cet incident permet d'exciter le mode étudié ici. La figure V.27 donne la réponse temporelle de la tension d'excitation de la machine CRAI3 très proche du lieu de court-circuit. Pour le réseau seul, en raison du mode instable lié à la régulation de tension de la machine, la tension d'excitation oscille toujours plus, et va très rapidement en butée. En présence d'un STATCOM connecté sur le noeud 3, si le mode d'oscillation est toujours instable, l'amplification est beaucoup plus lente. Les

phénomènes d'interaction entre le STATCOM et la régulation de la machine se révèlent ici encore bénéfiques.

Enfin, il a été vérifié que l'insertion du STATCOM sur un noeud à faible indice était sans effet sur la réponse temporelle de la tension d'excitation.



Figure V.27 - Tension d'excitation de la machine CRAI3 en fonction du temps

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =0.02±j1.55

Ce mode, également instable, est lié à la régulation de tension de la machine PALO13.



Figure V.28 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

L'indice de sensibilité de ce mode est maximal pour le noeud 21. De plus, il est élevé pour le noeud 129. Ces 2 noeuds sont les noeuds "témoins" les plus proches de la machine PALO13.

 $\mathbf{s}$ 



Figure V.29 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Le déplacement des valeurs propres associées à ce mode est donné par la figure V.29. Comme attendu, le déplacement est maximal lorsque le STATCOM est connecté au noeud 21. Le déplacement est sensible aussi pour le noeud 21 alors qu'il est très faible pour les autres noeuds.

Une étude temporelle a été menée pour ce mode. Ce dernier a été excité par l'intermédiaire d'un court-circuit sur une des deux lignes parallèles reliant les noeuds 14 et 129, c'est-à-dire des noeuds proches de la machine PALO13. La figure V.30 donne la réponse temporelle de la tension d'excitation de la machine PALO13.



Ici encore, il apparaît que, lorsque le STATCOM est connecté sur le noeud 21, le système perd la stabilité plus lentement que pour le réseau seul. Le STATCOM est ici encore à l'origine de phénomènes d'interaction bénéfiques sur ce mode. Par contre, l'insertion du dispositif FACTS sur un noeud présentant un faible indice de sensibilité n'a pas d'effets sur le signal de la tension d'excitation de la machine PALO13. Les phénomènes d'interaction sur le mode étudié ici sont donc quasiment nuls.

• Autres modes d'oscillation

Les indices de sensibilité ont été calculés pour plusieurs autres modes d'oscillation (modes électromécaniques locaux et inter-régions, modes liés aux régulations des machines). Afin de ne pas alourdir ce rapport, les résultats obtenus sont présentés en annexe A5.

• Indices globaux de sensibilité

Comme pour les deux réseaux test, les indices globaux ont été déterminés avec pondération (figure V.31) et sans pondération (figure V.32). Dans le premier cas, la pondération a été établie comme précédemment suivant le taux d'amortissement des modes.

Depuis la figure V.31 (indices pondérés), il apparaît que l'indice est maximal pour le noeud 3, c'està-dire le noeud de connexion des machines CRAI4 et HAYD9. Ce noeud présentait des indices modaux maximaux dans de nombreux cas. Il n'est donc pas surprenant de le voir présenter ici l'indice maximal.

Les noeuds 31 et 64, situés à l'extrême nord-ouest, présentent eux aussi des indices élevés. Ces noeuds sont dans la zone concernée par des modes faiblement amortis et par le mode inter-régions instable.



Figure V.31 - Indices globaux pondérés de sensibilité pour chaque noeud



La figure V.32 donne, quant à elle, les indices déterminés sans pondération.

Figure V.32 - Indices globaux non pondérés de sensibilité pour chaque nœud

L'indice maximal est désormais obtenu pour le noeud 94. Ce noeud est sur la seule ligne d'interconnexion entre les zones du nord-est et du nord-ouest. Il « voit » par conséquent de nombreux modes dont certains sont faiblement amortis. De plus, les indices sont de l'ordre de 0.4 pour les noeuds 3 et 154, qui sont des noeuds de connexion de machines de la zone nord-est, et de l'ordre de 0.2 pour les noeuds 31 et 64, qui sont à l'extrême nord-ouest. L'insertion du STATCOM sur ces noeuds résulterait en l'apparition d'interaction (ou plus certainement l'accentuation) de phénomènes d'interaction liés aux machines de l'extrême nord-est et du nord ouest.

Par contre, les indices relevés pour les noeuds de la zone sud sont les plus faibles, témoignant de faibles phénomènes d'interaction dans le cas de l'insertion d'un STATCOM sur ces noeuds.

# V.3 - Conclusion

La corrélation entre les indices modaux de sensibilité et la violence des phénomènes d'interaction a donc été établie pour le réseau test 2 zones 4 machines et un réseau réel 29 machines. Les indices ont également été appliqués à un troisième réseau test de 8 machines et les résultats sont présentés en annexe A5. Le calcul des indices globaux peut se faire avec et sans pondération. Alors que les indices non pondérés relatent l'activité globale qu'aurait un STATCOM s'il est inséré dans le système, les indices pondérés nous mettent plus particulièrement en garde quant aux phénomènes d'interaction sur les modes les plus faiblement amortis, c'est-à-dire sur les modes les plus proches de l'instabilité. Ces deux indices peuvent donc être perçus comme complémentaires

Cependant, il apparaît que ces indices nous mettent en garde de phénomènes d'interaction, que ceux-ci soient néfastes ou, au contraire, bénéfiques. Aussi leur application risque de nous interdire l'implantation d'un dispositif sur un nœud où le dispositif permettrait d'améliorer la stabilité du système. Il conviendra certainement par conséquent de développer dans le futur ces indices afin de déterminer l'aspect bénéfique ou néfaste des phénomènes d'interaction, et ce pour une meilleure utilisation des dispositifs FACTS.

# CHAPITRE VI

# INDICES D'INFLUENCE
### **CHAPITRE VI**

### **INDICES D'INFLUENCE**

### **VI.1 - Introduction**

L'insertion d'un dispositif FACTS dans un système de puissance ne doit donc pas entraîner de dégradation des performances dynamiques de celui-ci (ou tout au moins le moins possible). Les indices de sensibilité nous permettent de sélectionner le noeud d'insertion du dispositif FACTS afin d'éviter au mieux ces phénomènes d'interaction. Or le dispositif FACTS sera actif dans le système de puissance, et l'insertion d'un autre dispositif FACTS (ou autres éléments des systèmes de puissance) dans le réseau pourra entraîner des phénomènes d'interaction. Afin de se prémunir de ces phénomènes, nous proposons de délimiter des zones suivant l'influence du STATCOM dans le système de puissance. Une zone subissant une forte influence sera alors déclarée "inviolable".

De plus, dans certains cas, l'insertion d'un dispositif FACTS en un noeud donné du réseau peut s'avérer incontournable. Un bon réglage peut permettre de limiter l'importance des phénomènes d'interaction, voire même entraîner des phénomènes d'interaction bénéfiques. L'application des indices d'influence permettrait alors de dégager des zones où l'on s'interdira de positionner tout autre nouveau élément de réseau sous peine de voir les phénomènes d'interaction s'amplifier et éventuellement, de les voir prendre un aspect néfaste.

Nous nous attacherons dans un premier temps à définir ces indices pour le STATCOM. Ensuite, ces indices seront validés sur les deux réseaux du chapitre précédent (réseau test 2 zones 4 machines et réseau réel 29 machines).

### VI.2 - Définition des indices d'influence

Le but de cette partie est de dégager un indice d'influence du dispositif FACTS sur les noeuds du réseau. Un tel indice doit donc être calculé pour chaque noeud du réseau.

Un fort indice indiquerait que le noeud serait dans une zone subissant une forte influence du dispositif FACTS. L'insertion d'un autre dispositif FACTS en ce noeud entraînerait alors des phénomènes d'interaction entre les deux dispositifs. Au contraire, un indice nul signifierait que le

dispositif FACTS n'a aucune influence sur le noeud. L'insertion d'un nouveau dispositif FACTS sur ce noeud ne résulterait donc pas en des phénomènes d'interaction entre les deux dispositifs.

Les indices d'influence doivent donc être calculés à chaque noeud du réseau. Or les phénomènes d'interaction sont « véhiculés » par les modes du système. Aussi, si un mode est observable à un noeud, alors un STATCOM inséré en ce noeud sera susceptible d'interagir avec des dispositifs du réseau via ce mode. Il convient par conséquent de caractériser chaque noeud du réseau.

• Caractérisation des noeuds du réseau

Deux signaux peuvent être relevés à chaque noeud : la norme et l'angle de la tension de celui-ci. Les signaux correspondant aux puissances ou courant au départ d'un noeud ne seront pas retenus car ils sont liés à une ligne plutôt qu'à un noeud. Surtout, leur utilisation serait délicate dans le cas d'un noeud à plus de deux départs.

Les machines sont aujourd'hui pour la plupart équipées de régulations de tension. Or ces régulations ont pour effet de stabiliser la tension (en norme) des noeuds proches des machines. Au contraire, l'angle de la tension, lui, n'est pas stabilisé par les régulations de tension des machines. Par conséquent, le degré de liberté perdu par la norme se reportera sur l'angle de la tension. Aussi l'observabilité de l'angle de la tension sera alors plus élevée à l'approche des machines tandis que celle de la norme de la tension faiblira.

Afin d'illustrer ces propos, nous présentons les facteurs d'observabilité du mode d'oscillation interrégions relevés pour la norme et l'angle de la tension des noeuds du réseau test 4 machines. Les figures VI.1 et VI.2 donnent les normes « unitaires » de ces facteurs d'observabilité. Ces normes,  $OBS_V(n)$  pour la norme de la tension au noeud 'n' et  $OBS_{\theta}(n)$  pour l'angle de la tension au noeud 'n', sont donc obtenues suivant :

$$OBS_{V}(n) = \frac{\left\|Cm_{\lambda cr, \Delta Vn}\right\|}{\max\left\|Cm_{\lambda cr, \Delta V}\right\|}$$
(VI.1)

$$OBS_{\theta}(n) = \frac{\left\|Cm_{\lambda cr, \Delta \theta n}\right\|}{\max\left\|Cm_{\lambda cr, \Delta \theta}\right\|}$$
(VI.2)

 $Cm_{\lambda cr,\Delta Vn}$  est le facteur d'observabilité du mode ' $\lambda_{cr}$ ' par ' $\Delta V_n$ ' norme de la tension du noeud 'n'.  $Cm_{\lambda cr,\Delta \theta n}$  est le facteur d'observabilité du mode ' $\lambda_{cr}$ ' par ' $\Delta \theta_n$ ' angle de la tension du noeud 'n'.



de la norme de la tension



La figure VI.1 montre que l'observabilité du mode par la norme de la tension est plus faible pour les noeuds LB1, LB2, LB11 et LB12, soit les noeuds de connexion des machines, que pour les noeuds LB3 et LB13. Au contraire, l'observabilité du mode par l'angle de la tension est plus élevée pour les noeuds de connexion des machines que pour les noeuds LB3 et LB13 (figure VI.2).

• Observabilité des modes à chaque noeud

Nous proposons donc de caractériser l'observabilité de chaque mode au noeud 'n' par la moyenne arithmétique des normes "unitaires" des facteurs d'observabilité de la tension en norme et en angle. Cette observabilité pour le mode  $\lambda i$  est donc donnée par :

$$OBS_{\lambda i}(n) = \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{\left\| Cm_{\lambda i, \Delta Vn} \right\|}{\max \left\| Cm_{\lambda i, \Delta V} \right\|} + \frac{\left\| Cm_{\lambda i, \Delta \theta n} \right\|}{\max \left\| Cm_{\lambda i, \Delta \theta} \right\|} \right)$$
(VI.3)

La figure VI.3 donne cette observabilité pour le mode inter-régions du réseau test 4 machines.



Figure VI.3 - Observabilité suivant les noeuds du réseau



La figure VI.4 montre sous forme géographique l'observabilité du mode inter-régions.

Figure VI.4 - Observabilité suivant les noeuds du réseau

Cette observabilité nous fournit donc une géographie du mode. Si le mode est peu observable au noeud 'n', les phénomènes d'interaction survenant de l'insertion d'un STATCOM sur ce noeud via ce mode seront faibles. Au contraire, si l'observabilité est élevée, alors l'insertion d'un STATCOM sur ce noeud pourrait entraîner l'apparition de phénomènes d'interaction via ce mode.

• Influence du STATCOM à son noeud de connexion

L'influence d'un STATCOM dans le réseau à travers ce mode dépendra donc de l'observabilité de ce mode à chaque noeud.

Cependant, cette influence dans le réseau dépendra aussi du « niveau d'action » du dispositif FACTS sur les différents modes du système. Or la sensibilité des modes à une petite variation du gain Gstatcom du STATCOM permet de quantifier l'action du dispositif FACTS dans le réseau.  $\Delta$ ENT et  $\Delta$ SORT correspondent respectivement aux signaux d'entrée et de sortie du bloc Gstatcom, gain de la régulation du STATCOM (voir figure VI.5).



U : tension au noeud de connexion IQst : courant réactif injecté dans le réseau

Figure VI.5 - Représentation simplifiée du système réseau - STATCOM

Ainsi, nous pouvons déterminer l'indice de sensibilité du dispositif pour chaque mode, et ce suivant une petite variation du gain Gstatcom. Cet indice est donné pour le mode  $\lambda$ i par :

$$SI_{\lambda_i} = \left\| \frac{c_{m_{i,\Delta ENT}} \cdot b_{m_{i,\Delta SORT}}}{\lambda_i} \right\|$$
(VI.4)

Ces rapports sont donc des indicateurs de l'influence du STATCOM sur le mode  $\lambda i$ .

• Indices modaux d'influence

Nous pouvons alors définir les indices modaux d'influence depuis les indices d'observabilité et les rapports d'influence par :

$$II_{\lambda_i}(n) = \frac{100}{2} \cdot \left( \frac{\left\| c_{m_{i,\Delta V_n}} \right\|}{\max \left\| c_{m_{i,\Delta V}} \right\|} + \frac{\left\| c_{m_{i,\Delta \theta_n}} \right\|}{\max \left\| c_{m_{i,\Delta \theta_i}} \right\|} \right) \cdot IS_{\lambda_i}$$
(VI.5)

#### • Indice global d'influence

Cependant, comme pour les indices de sensibilité, il convient de définir un indice global d'influence. Nous proposons de définir cet indice global depuis une moyenne arithmétique des indices modaux. Pourtant, il n'est pas envisageable d'utiliser l'ensemble des modes du système. En effet, sur un petit système (comme par exemple le réseau test 4 machines), la quasi-totalité des modes du système sont nettement observables par tous les noeuds. Pour un grand réseau, de nombreux modes concernent uniquement une petite partie du système et ne sont donc que très faiblement observables par les noeuds qui ne sont pas compris dans cette partie. La prise en compte de tels modes provoquerait une chute de la valeur de l'indice global d'autant plus importante que le système est grand. Il convient alors de définir l'indice global suivant un nombre limité d'indices modaux (en l'occurrence les plus élevés). Dans ce but, plusieurs études ont été menées pour 3 réseaux de diverses tailles (9 noeuds, 24 noeuds, 173 noeuds) afin de déterminer le nombre de modes à retenir. Suite à ces études, il est apparu que la prise en compte des 30 indices modaux les plus élevés au noeud de connexion permet de déterminer un indice global présentant une valeur homogène quelque soient les dimensions du système.

L'indice global est donc déterminé par :

$$H(n) = \frac{1}{30} \cdot \sum_{i=1}^{i=30} H_i(n)$$
(VI.6)

 $II_i(n)$  est un vecteur composé de 30 scalaires  $II_{\lambda j}(n)$ . Ces scalaires sont sélectionnés depuis les plus forts indices présentés par  $II_{\lambda j}(n_{sta})$ , ' $n_{sta}$ ' étant le noeud d'insertion du STATCOM.

## VI.3 - Application des indices d'influence

Les indices d'influence ont été appliqués pour les 2 réseaux déjà utilisés pour l'étude des indices de sensibilité. Il s'agit donc du réseau test 4 machines 2 zones et du réseau réel 29 machines.

### VI.3.1 - Application au réseau test 4 machines 2 zones

Nous nous intéresserons à trois configurations de ce réseau test : insertion d'un STATCOM dans le réseau seul, dans le réseau avec PSS et dans le réseau en présence d'un autre STATCOM.

### VI.3.1.1. Insertion du STATCOM dans le réseau seul

Les indices d'influence ont été déterminés dans ce réseau test pour le STATCOM inséré successivement sur chaque noeud du réseau. Pour chaque positionnement du dispositif FACTS, les indices ont été calculés pour l'ensemble des noeuds du réseau. Nous ne présenterons ici que les zones d'influence déterminées après insertion d'un STATCOM sur le noeud LB1.

• STATCOM connecté au noeud LB1

L'indice est très élevé au noeud de connexion du STATCOM (figure VI.6). Le STATCOM est en effet très influent sur son noeud de connexion car il interagit avec les régulations des machines. De plus, nous relevons des indices élevés pour les noeuds LB2 et LB3 qui sont les noeuds les plus proches du STATCOM. Enfin, l'influence décroît avec la distance électrique.



Figure VI.6 - Zones d'influence du STATCOM

### VI.3.1.2 - Insertion du STATCOM en présence d'un PSS

Nous nous intéresserons ici à l'influence du STATCOM lorsque celui-ci est inséré dans le réseau avec PSS. Le PSS est ajouté à la régulation de tension de la machine G1.

• Influence du STATCOM

La détermination des indices d'influence a été effectuée pour tous les positionnements du STATCOM. Nous présenterons ici les zones d'influence déterminés pour le STATCOM connecté sur le noeud LB1 et sur le noeud LB3/4.

• STATCOM connecté au noeud LB1

La figure VI.7 donne les zones d'influence du STATCOM lorsque celui-ci est connecté au nœud LB1.



Figure VI.7 - Zones d'influence du STATCOM

Au noeud de connexion du STATCOM, l'indice d'influence est maximal. Une nouvelle fois, l'influence du STATCOM sur les nœuds de la zone A est importante. Dès que l'on s'éloigne de ce noeud, l'indice d'influence diminue très nettement. Les résultats obtenus sont donc logiques.

• STATCOM connecté au noeud LB3/4

Le STATCOM est désormais connecté au nœud LB3/4, c'est-à-dire à un nœud situé sur la ligne d'interconnexion. La figure VI.8 donne les zones d'influence du dispositif FACTS.



Figure VI.8 - Zones d'influence du STATCOM

Le STATCOM, en s'écartant de la zone A, échappe peu à peu à la zone d'action du PSS. Aussi l'indice d'influence est plus faible au nœud de connexion que dans le cas précédent. Les phénomènes d'interaction entre le PSS et le dispositif FACTS et entre les régulations des machines et le dispositif FACTS se font moins violents, et l'influence de ce dernier plus faible sur le nœud de connexion. Par contre, de par son positionnement plus « central », le STATCOM voit son influence sur les nœuds éloignés plus importante que dans le cas précédent. En effet, la distance électrique entre STATCOM et le nœud le plus éloigné (LB1) est plus faible qu'entre STATCOM et le nœud LB11 dans le cas précédent.

### VI.3.1.3 - Insertion du STATCOM en présence d'un premier STATCOM

Le réseau est désormais équipé d'un premier STATCOM. Celui-ci est connecté au noeud LB3. Nous présenterons ici les résultats obtenus pour la connexion du STATCOM sur le noeud LB1 et sur le noeud LB3.

### • STATCOM connecté au noeud LB1

Les zones d'influence du STATCOM sont données par la figure VI.9.



Figure VI.9 - Zones d'influence du STATCOM

L'influence est maximale pour le nœud LB3 accueillant le premier STATCOM. En effet, les phénomènes d'interaction entre les deux dispositifs FACTS sont importants. L'influence est élevée aussi au nœud de connexion du second dispositif FACTS. Enfin, l'influence est plus faible pour les nœuds éloignés, à savoir ceux de la zone B.

• STATCOM connecté au noeud LB3

Les STATCOMs sont désormais tous deux connectés au nœud LB3.



Figure VI.10 - Zones d'influence du STATCOM

L'influence maximale est obtenue au nœud de connexion des deux STATCOMs, reflétant les phénomènes d'interaction entre les deux dispositifs FACTS. De plus, nous pouvons observer que

l'influence est plus élevée pour les nœuds LB1 et LB11 car nous sommes en présence d'interactions entre les régulations des machines G1 et G11 et les dispositifs FACTS.

### VI.3.2 - Application au réseau réel 29 machines

Les indices d'influence seront appliqués au réseau réel 29 machines. Nous envisagerons ici 3 positionnements différents pour le STATCOM. Dans chacun des cas, les indices d'influence seront déterminés pour chaque noeud.

• STATCOM connecté au noeud 3

Le nœud 3 présentait un fort indice de sensibilité (voir chapitre V). La figure VI.11 montre que les indices d'influence sont très élevés dans la zone d'insertion du STATCOM. En s'éloignant de cette zone, les indices d'influence diminuent, mais restent malgré tout élevés montrant une grande influence du STATCOM sur l'ensemble du réseau. Un tel résultat est donc conforme à ce que nous avions pu constater avec les indices de sensibilité. L'insertion du STATCOM sur le nœud LB3 s'accompagne de violents phénomènes d'interaction sur l'ensemble du réseau.

• STATCOM connecté au noeud 94

La figure VI.12 donne les zones d'influence lorsque le STATCOM est connecté au nœud 94. L'influence est maximale au noeud de connexion. Elle diminue rapidement dès que l'on s'éloigne du nœud d'insertion. Enfin, l'influence est quasi-nulle à l'extrême nord et au sud du réseau.

• STATCOM connecté au noeud 56

L'insertion du STATCOM au noeud 56 affecte essentiellement l'extrême sud du réseau, à savoir la zone d'insertion du dispositif FACTS (figure VI.13). Une nouvelle fois, l'influence du dispositif FACTS diminue dès que l'on s'éloigne du noeud 56. Ainsi, l'influence est quasi-nulle dans la partie nord du réseau. L'influence maximale est nettement plus faible que lors de l'insertion du STATCOM sur le noeud 3 car les phénomènes d'interaction sont plus faibles.



Figure VI.11 - STATCOM sur le noeud 3



Figure VI.12 - STATCOM sur le noeud 94



Figure VI.13 - STATCOM sur le noeud 56

### VI.4 - Conclusion

Lors de l'application des indices d'influence sur les deux réseaux étudiés, il est apparu que l'indice maximal est élevé lorsque le STATCOM est sujet à des phénomènes d'interaction. De plus, il est apparu nettement que, globalement, l'influence diminuait avec l'éloignement du noeud d'insertion du dispositif FACTS.

L'application de ces indices d'influence permet donc de déterminer les zones subissant une forte influence d'un dispositif FACTS. L'utilisation de ces indices peut donc permettre de définir des zones où l'on s'interdira d'insérer un nouvel élément de réseau sous peine de voir apparaître des phénomènes d'interaction entre ce nouvel élément et le STATCOM.

# CONCLUSION ET PERSPECTIVES

### **CONCLUSION ET PERSPECTIVES**

Dans le contexte de l'insertion des dispositifs FACTS dans les réseaux de transport et d'interconnexion, nous avons orienté nos travaux vers l'étude des phénomènes d'interaction de régulation liés à l'insertion des dispositifs FACTS.

Après avoir mis en évidence ces phénomènes d'interaction FACTS-régulation des machines, FACTS-PSS et FACTS-FACTS, nous nous sommes attachés à coordonner les dispositifs interagissant par l'intermédiaire de deux techniques d'optimisation : une méthode de type "minimax" et une méthode linéaire quadratique décentralisée. Nous avons ainsi mis en évidence les limites liées à la coordination. En effet, si les phénomènes d'interaction sont très violents, une coordination des éléments interagissant peut résulter en la sous-exploitation de ces dispositifs.

Nous avons alors développé des indices de sensibilité dérivés des concepts de commandabilité et d'observabilité. Ceux-ci sont calculés avant insertion des dispositifs FACTS et permettent de prévoir l'importance des phénomènes d'interaction suivant le positionnement du dispositif FACTS. Enfin, nous avons développé des indices d'influence permettant de dégager les zones où l'insertion d'un nouveau dispositif entraînerait d'importants phénomènes d'interaction. Ces indices de sensibilité et d'influence ont été appliqués avec succès sur un réseaux test et un réseau réel de 29 machines.

A la suite de ce travail, plusieurs axes d'étude peuvent être dégagés :

- Généralisation de l'utilisation des indices de sensibilité à l'ensemble des dispositifs FACTS (FACTS série et universels).

- Distinction entre "interaction néfaste" et "interaction bénéfique". Il s'agit de ne pas rejeter par l'application des indices de sensibilité un positionnement du dispositif FACTS qui résulterait en l'amélioration de la stabilité dynamique de par un phénomène d'interaction bénéfique.

- Coordination par les grammiens. Les techniques de coordination envisagées dans le cadre de cette thèse demandent une étude modale qui peut se révéler très lourde. Aussi peut-on envisager de réaliser la coordination en utilisant le concept des grammiens de commandabilité en quantifiant l'énergie minimale nécessaire pour retrouver l'état d'équilibre après incident.

- Réglage des dispositifs FACTS depuis le concept énergétique (fonction d'énergie transitoire). La structure de régulation basée sur cette approche utilise le principe de Lyapunov, à savoir que chaque sous-système (FACTS, PSS, ...) doit avoir la dérivée de sa fonction d'énergie inférieure ou égale à zéro. Ainsi, la structure de régulation est décentralisée et ne nécessite pas de

coordination. Elle ne dépend ni de la structure du réseau, ni de l'état de charge du réseau, ni du lieu de la perturbation (défaut).

- Réglage des dispositifs FACTS depuis les techniques LMI (Linear Matrix Inequality).

Le travail à réaliser est donc volumineux. Le dernier thème semble être le plus prometteur.

# BIBLIOGRAPHIE

#### BIBLIOGRAPHIE

Les références bibliographiques sont classées par ordre alphabétique.

- [AR80] V.Arcidiacono, E.Ferrari, R.Marconato, J.Dos Ghali, D.Grandez "Evaluation and improvement of electromechanical oscillation damping by means of eigenvalue-eigenvector analysis. Practical results in the central Peru power system" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 2, pp. 769-778, mars/avril 1980
- [BA95] A.Bazanella, A.Fischman, A.Silva, JM.Dion, L.Dugard "Coordinated robust controllers in power systems" IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, suède, 18-22 juin 1995
- [BE94] Y.Bésanger "Etude des Systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) et de leur Comportement dans les Réseaux de Transport et d'Interconnection", Rapport Bibliographique, LEG, 1994
- [BE95] Y.Bésanger, S.Maginier, N.Hadjsaid, R.Feuillet "Thyristor Controlled Series Compensation : some aspects of different circuits parameters and voltage stability margin" EMPD'95 Conference, Singapore, 1995
- [BE96] Y.Bésanger, Etude des FACTS et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion, Thèse de Doctorat de l'INPG, 1996
- [BO90] P.Borne et al "commande et optimisation des processus" TECHNIP, Paris 1990
- [BR85] M.Brucoli, F.Torelli, M.Trovato "A decentralized control strategy for dunamic shunt VAr compensation in interconnected power systems" IEE proceedings, vol. 132, Pt.C, No. 5, pp. 229-236, septembre 1985
- [BR96] J.J.Bremner, E.Acha, T.J.E.Miller "Torque Coefficient Analysis of Multi-Device Power Systems" AC and DC Power Transmission' 29 avril-3 mai 1996, London
- [CA95] R.Caldon, A.Mari, A.Paolucci, R.Turri "Sensitivity Analysis Control Characteristics with Respect to Network Configuration and Requirements" IEEE/KTH Stocholm Power Tech Conference, Stockholm, 18-22 juin 1995
- [CL95] K.Clark, B.Fardanesh, R.Adapa "Thyristor Controlled Series Compensation Application Control Interaction considerations" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.10, n°2, avril 1995
- [CO97] A.J.A. Costa, F.D. Freitas, A.S.e Silva "Design of Decentralized Controllers For Large Power Systems Considering Sparsity" IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No. 1, pp. 144-152, Février 1997
- [DE69] F.deMello, C.Concordia "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, pp. 316-329, avril 1969
- [EN85] I.A.Enrimez "CIGRE Report on Static Var Compensators" Working Group 38-01, task-force n°2 on SVC, septembre 1985
- [FR95] F.D.Freitas, A.S. e Silva, A.J.A.Simoes Costa "Coordinated Setting of Stabilizers for Synchronous Generators and FACTS Devices in Power Systems" Symposium CIGRE 1995, Tokyo
- [GE85] J.C. Geromel, Peres "Decentralised Load-Frequency Control" IEE Proceedings, vol 132, No.5, Septembre 1985
- [GE90] L.Gerin-Lajoie, G.Scott, S.Breault, E.V.Larsen, D.H.Baker, A.L.Imece "Hydro-Quebec Multiple SVC Application Control Stability Study" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.5, n°3, juillet 1995

- [GY90-1] L.Gyugyi "Solid-state Control of AC Power Transmission" EPRI FACTS Conference, Workshop, Cincinatti, novembre 1990
- [GY90-2] L.Gyugyi, N.G.Hingorani, P.R.Nannery, N.Tai "Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé utilisant des thyristors à ouverture par la gâchette pour des applications à la distribution publique d'énergie électrique" CIGRE, 26 août-1 septembre 1990
- [HA87] R.M.Hamouda, M.R.Iravani, R.Hackman "Coordinated Static Var Compensators and Power System Stabilizers for Damping Power System Oscillations" IEEE Transactions on Power Systems, n°4, novembre 1987
- [HA92] A.E.Hammad "Analysis of Second Harmonic Instability for the Chateauguay HVDC/SVC Scheme" IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, n°1, janvier 1992
- [HA95] H.J.Haubrich, T.Seitz, D.Povh "Static Var Compensator with Fuzzy Control for Improvement of Power System Performance" CIGRE, Symposium Tokyo, 1995
- [HE52] W.G.Heffron, R.A.Phillips "Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators" AIEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol. 71, pp. 692-697, août 1952
- [HE93] S.G.Helbing, G.G.Karady "Investigations of an advanced form of series compensation" IEEE PES paper 93 SM 431-7 PWRD, Vancouver, juillet 1993
- [HS87] Y-Y.Hsu, C-L Chen "Identification of Optimum Location for Stabiliser Applications using Participation Factors" IEE PROCEEDINGS, Vol. 134, Pt. C, No. 3, pp. 238-244, mai 1987
- [IEEE95] Working Group on Dynamic Performance and Modeling odDC Systems and Power Electronics for Transmission Systems "Report on Test Systems for ac/dc Interaction Studies" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.10, n°4, octobre 1995
- [IEEE96] Slow Transient Task Force of the IEEE Working Group on Modelling and Analysis of System Transients Using Digital Programs "Modelling and Analysis Guidelines for Slow Transients - Part II : Controller Interactions; Harmonic Interactions" 1996 IEEE/PES Winter Meeting, 21-25 janvier 1996, Baltimore
- [KA92] J.Kappenman, S.Norr "Static Phase Shifter Applications and Concepts for the Minnesota Ontario Interconnection" EPRI FACTS Conference 2, Boston, mai 1992
- [KL95] M.Klein, G.J.Rogers, P.Kundur "A fundamental study of inter-areacoscillations in power systems" Interarea oscillations in power systems, IEEE power engineering society, 1995
- [KU89] P.Kundur, M.Klein, G.J.Rogers, M.S.Zywno "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, pp. 614-626, mai 1989
- [KU94] P.Kundur "Power System Stability and Control" The EPRI Power System Engineering Series, 1994
- [KU95-1] A.Kurita, H.Okubo, N.W.Miller, J.J.Sanchez-Gasca "Application of Fast Controllable Electronic Devices for Performance Enhancement in Tightly Interconnected Systems", CIGRE, Symposium Tokyo 1995
- [KU95-2] P.Kundur "Introduction to the special publication on inter-area oscillations" Inter-area oscillations in power systems, IEEE power engineering society, 1995
- [LA81] E.V.Larsen, D.A.Swann "Applying Power system Stabilizers, part I, II and III" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, pp. 3017-3046, juin 1981
- [LA90] E.V.Larsen, D.H.Baker, A.F.Imece, L.Gerin-Lajoie, G.Scott "Basic Aspects of Applying SVC's to Series-Compensated AC Transmission Lines" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.5, No. 3, juillet 1990

- [LA93] E.Larsen, K.Clark, S.A.Miske, J.Urbanek "Characteristics and Rating Considerations of Thyristor Controlled Series Compensation" IEEE PES paper 93 SM 433-3 PRWD, Vancouver, juillet 1993
- [MA90] N.Martins, L.Lima "Determination of suitable locations for power system stabilizers and Static Var Compensators for damping electromechanical oscillations in large scale power systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, pp. 1455-1469, novembre 1990
- [MA94] Optimization Toolbox for use with MATLAB, User's guide, 1994
- [ME92] H.Mehta, R.K.Johnson, D.R.Togerson, L.Gyugyi, C.D.Schauder "Unified Power Flow Controller for Flexible AC Transmission Systems" EPRI FACTS Conference 2, Boston, mai 1992
- [MI95] R.Mihalic, P.Zunko, D.Povh "Modeling of Unified Power Flow Controller and its Impact on Power Oscillation Damping", CIGRE, Symposium Tokyo 1995
- [OS91] D.R.Ostojic "Stabilization of Multimodal Electromechanical Oscillations by Coordinated Application of Power System Stabilizers" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, pp. 1439-1445, novembre 1991
- [PA89] F.L.Pagola, I.J.Pérez-Arriaga, G.C.Verghese "On Sensitivities, Residues and Participations : Applications to Oscillatory Stability Analysis and Control" IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, No. 1, pp. 278-285, février 1989
- [PA91] J.J.Paserba, E.V.Larsen, C.E.Grund, A.Murdoch "Mitigation of Inter-Area Oscillations by Control" IEEE Winter Power Meeting, Symposium on Inter-area Oscillations, 6 février 1991
- [PA95] J.J.Paserba, C.Concordia, E.Lerch, D.P.Lysheim, D.Ostojic, B.H.Thorvaldsson, J.E.Dagle, D.J.Trudnowski, J.F.Hauer, N.Janssens "Opportunities for Damping Oscillations by Applying Power Electronics in Electric Power Systems", CIGRE, Symposium Tokyo 1995
- [PA96] JC.Passelergue "Stabilité Petits Signaux, influence des FACTS et de leurs interactions" Rapport interne LEG, septembre 1996
- [PA97-1] JC.Passelergue, N.Hadjsaïd, Y.Bésanger, R.Feuillet "On using FACTS and Power System Stabilizers to damp Low frequency oscillations" EPE'97, Trondheim, Norvège, 8-10 septembre 1997
- [PA97-2] JC.Passelergue, N.Hadjsaïd, Y.Bésanger, R.Feuillet "Low frequency oscillations damping byFACTS and Power System Stabilizers" UPEC'97, Manchester, Grande-Bretagne, 10-12 septembre 1997
- [PA98-1] JC.Passelergue, N.Hadjsaïd, D.Georges, R.Feuillet, V.Hanneton, S.Vitet "An efficient index to deal with interaction phenomena of FACTS devices in power systems" POWERCON'98, Pékin, Chine, 18-21 août 1998
- [PA98-2] JC.Passelergue, S.Ammari, N.Hadjsaïd, D.Georges, R.Feuillet, V.Hanneton, S.Vitet "Mitigation of interaction phenomena for FACTS devices and PSS using LQR and minimax methods" EPSOM'98, Zurich, Suisse, 23-25 septembre 1998
- [PO97] P.Pourbeik, M.Gibbard "Simultaneous coordination of power system stabilizers and FACTS devices stabilizers in a multimachine power system for enhancing dynamic performance" IEEE Transactions on Power Systems, 1997
- [RA89] A.J.P.Ramos, H.Tyll "Dynamic Performance of a Radial Weak Power System with Multiple Static Var Compensators" IEEE transactions on Power systems, vol.4, N°. 4, octobre 1989
- [RO96] L.Rouco, F.Pagola, A.Garcia-Cerrada, J.Rodriguez, R.Sanz "Damping of electromechanical oscillations in power systems with Superconducting Magnetic Energy Storage Systems : Location and Controller design" 12th PSCC, Dresde, Allemagne, 19-23 août 1996
- [SU93] J.Sun, H.Grotsollen "Averaged Modelling and Analysis of resonant converters" IEEE PESC'93 records, 1993

- [TA96] Y.Tang, A.P.Sakis Meliopoulos "Power System Small signal Stability Analysis with FACTS Elements" 1996 IEEE/PES Summer Meeting, 28 juillet 1 août 1996, Denver
- [TH96] B.Thorvaldsson, B.Arnlov, E.Saethre, T.Ohnstad "Joint Operation HVDC/SVC" AC and DC Power Transmission' 29 avril-3 mai 1996, London
- [UR91] A.Urdaneta, N.Bacalao, B.Feijoo, L.Flores, R.Diaz "Tuning of power system stabilizers using optimization techniques" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, pp. 127-134, février 1991
- [VE82] G.C.Verghese, I.J.Pérez-Arriaga, F.C.Schweppe "Selective Modal Analysis to Electric Power Systems, Part II : the Dynamic Stability Problem" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3126-3134, septembre 1982
- [VI91] V.Vittal, N.Bhatia, A.A.Fouad "Analysis of the Inter-Area Mode Phenomenon in Power Systems Following Large Disturbances" IEEE/PES Winter Meeting, New York, 3-7 février 1991
- [WE97] H.W.Weber "New frequency and power oscillations in the enlarged westeuropean interconnected network reasons and counte measures" IFAC/CIGRE symposium on control of power systems and power plants, IFAC'97, Pékin, Chine, 18-24 aoüt 1997
- [WO96] D.A.Woodford "Electromagnetic Design Considerations for Fast Acting Controllers" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.11, n°3, juillet 1996
- [XU95] L.Xu, S.Ahmed-Zaid "Tuning of Power System Controllers using Symbolic Eigensensitivity Analysis and Linear Programming" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp. 314-321, février 1995
- [YA94] X.Yang, A.Feliachi "Stabilization of Inter-Area Oscillation Modes through Excitation systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 494-502, février 1994
- [YU83] Yao-Nan Yu, Electric Power systems dynamics, Vancouver Press, 1983
- [ZH92] E.Z.Zhou, O.P.Malik, G.S.Hope, "Design of Stabilizer for a Multimachine Power System based on the Sensitivity of PSS Effect" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, pp. 606-613, septembre 1992
- [ZH94] E.Z.Zhou, "Functional Sensitivity Concept and Its Application to Power System Damping Analysis" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 518-524, février 1994

# ANNEXES

# ANNEXE A1

# MODELISATION DU RESEAU

### ET LOGICIELS D'ETUDE

### A1.1 - Modélisation du réseau et de ses éléments

Il est essentiel d'utiliser des outils adaptés à l'étude des interactions de régulation. Il s'agit de s'attacher à la représentation des différents éléments du système électrique et de définir le type d'outil de calcul qui permet l'étude de ces phénomènes.

• Modélisation du réseau électrique [IEEE96]

Une "task force IEEE" a défini en 1996 quel devait être le niveau de description des différents éléments du réseau dans le cas des interactions de régulations.

- Les générateurs

Si une régulation de la partie électrique (AVR, PSS) du générateur ou si un mode de torsion mécanique prend part à un phénomène d'interaction, la partie électrique de la machine doit être représentée par un modèle du 2ième ou 3ième ordre. Le système mécanique doit alors être représenté par un modèle spécifique. Sinon, la dynamique de l'arbre, et donc ses modes d'oscillation, peuvent être ignorés.

- Les transformateurs de puissance

Si le générateur est représenté par une source de tension à travers une inductance, le transformateur peut être représenté par une branche série de type RL. Sinon, le modèle de transformateur basse fréquence constitue une représentation adéquate. De plus, les harmoniques générés par la saturation du transformateur se situent à des fréquences plus élevées que celles rencontrées lors des interactions qui nous intéressent, et donc n'ont pas d'impact sur l'étude.

- Les lignes de transport

Elles doivent être représentées par leur schéma équivalent en  $\Pi$ .

- Les capacités séries et shunt

Les capacités séries peuvent altérer le niveau des interactions ou même exciter des modes d'interaction. L'impact des capacités shunt est plus faible. Dans les deux cas, les bancs de capacités seront modélisées par leur équivalent triphasé.

- Les inductances shunt

Normalement, leur impact est faible. Elles seront modélisées par leur équivalent triphasé.

### - Les charges

L'utilisation du modèle de charge passive ne pose pas de problèmes. Les zones très larges ne participant pas à une interaction peuvent être remplacées par un noeud infini.

En fait, l'impact des différents modèles de charge (charges non linéaires, ...) dans le phénomène des interactions des régulations n'a jamais été étudié, ou tout au moins reporté dans la littérature. Une étude est en cours actuellement au LEG visant à déterminer l'influence des charges dynamiques dans les phénomènes d'interaction.

- Les postes de transformation ac/dc

Les régulations des angles d'amorçage des redresseurs et onduleurs peuvent interagir avec d'autres régulateurs comme celui du SVC, et exciter des phénomènes d'interaction. Si le redresseur ou l'onduleur sont dans la zone d'étude, la représentation des deux postes, de la liaison de et de toutes les régulations associées est nécéssaire.

Si l'onduleur n'est pas dans la zone d'étude, c'est-à-dire dans la zone dans laquelle se manifestent les interactions, celui-ci peut être représenté par une source de tension équivalente. Dans les mêmes conditions, le redresseur peut être représenté par une source de courant équivalente.

### - Le SVC

Il peut interagir avec le poste HVDC ou avec d'autres FACTS à travers sa régulation en boucle fermée. Le modèle de SVC doit correctement représenter ce FACTS et sa régulation dans une gamme de fréquence variant de 5 Hz à 45 Hz, voire plus faible.

Même si cela n'a pas été spécifié par la "task force", il est logique de généraliser ces règles aux différents systèmes FACTS.

- Les régulations des générateurs

Les générateurs synchrones conventionnels contiennent des régulations (AVR, PSS, ...) qui agissent sur des variables d'état du système et peuvent interagir entre elles ou avec les systèmes FACTS.

• Les outils de calcul et de simulation [GE90, BR96, IEEE96]

Deux études peuvent être envisagées. Il s'agit de l'étude dynamique d'une part, et de l'étude des valeurs propres d'autre part.

Cependant, ces approches présentent toutes deux des inconvénients.

Ainsi, une étude temporelle ne permet pas de "quantifier" la stabilité du réseau ou le "niveau d'interaction", contrairement à l'examen des valeurs propres qui fournit l'information du nombre de modes d'oscillation, de leur fréquence et de leur taux d'amortissement [GE90].

Inversement, l'examen des valeurs propres ne donne pas une bonne explication physique, une image des processus complexes mis en jeu, et, suivant [BR96], ne se prête pas à une identification explicite de la source d'instabilité dans un grand système.

La littérature met cependant en évidence que l'examen des valeurs propres est bien souvent préféré à l'étude temporelle en dynamique lente, même s'il est évident que ces outils sont complémentaires et assurent une validation mutuelle des résultats. De plus, l'étude temporelle en dynamique lente permet surtout de "visualiser" les phénomènes observés par l'examen des valeurs propres [GE90].

## A1.2 - EUROSTAG : un logiciel d'étude dynamique des réseaux

L'étude des phénomènes d'interaction demande donc l'utilisation d'un outil informatique adapté. EUROSTAG est un progiciel de simulation du comportement dynamique des réseaux. Celui-ci a été développé par EDF et TRACTEBEL. Il se caractérise par l'utilisation d'un pas d'intégration variable. Ce pas s'ajuste automatiquement en fonction de la dynamique des phénomènes apparaissant au cours de la simulation.

Par contre, EUROSTAG ne permet pas la prise en compte des régimes transitoires relevant des phénomènes électromagnétiques rapides, mais ceux-ci ne font pas l'objet de notre étude.

La modélisation des différents éléments du réseau, et en particulier des machines et de leurs régulations, adoptée par EUROSTAG permet de remplir pleinement les conditions énoncées précédemment pour l'étude des phénomènes d'interaction.

De plus, EUROSTAG, depuis sa version 2.4, présente un attrait particulier pour l'étude petitssignaux. En effet, il est possible de linéariser les équations du système autour d'un point de fonctionnement. Le résultat d'une telle linéarisation est donné sous la forme d'un fichier au format MATLAB.

### A1.3 - MATLAB : un logiciel de calculs mathématiques

Le couplage EUROSTAG - MATLAB nous permet donc d'accéder facilement à la représentation d'état linéarisée du système et d'appliquer ensuite la théorie petits signaux.

En effet, MATLAB est un logiciel de calcul mathématique de MathWorks très utilisé par la communauté scientifique. Il nous permettra d'effectuer l'ensemble des calculs matriciels sur la matrice d'état afin d'accéder aux valeurs propres du système ainsi qu'aux différents facteurs de commandabilité, d'observabilité ou encore de participation qui nous permettront d'analyser le réseau d'étude et les phénomènes d'interaction que nous rencontrerons.

De plus, MATLAB possède un grand nombre de boîtes à outils contenant, par exemple, des fonctions d'optimisation que nous utiliserons dans le but de coordonner dispositifs FACTS et PSS (chapitre IV).

### ANNEXE A2

### LINEARISATION DU SYSTEME ET MATRICE D'ETAT

Afin d'illustrer quelle est la forme de la matrice d'état du système, nous allons donner ici les équations de la machine synchrone et les équations réseau du système, puis nous effectuerons la linéarisation de ces équations.

### A2.1 - Représentation d'état du système

Machine synchrone

Les machines synchrones que nous avons utilisé sous EUROSTAG sont représentées par le modéle complet à paramètres constants et sans saturation.

- *r*<sup>*a*</sup> : résistance d'armature
- *l*<sub>d</sub> : fuite statorique d'axe direct
- $M_d$  : mutuelle d'axe direct
- $l_q$ : fuite statorique d'axe en quadrature
- $M_q$ : mutuelle d'axe en quadrature
- *l*<sub>D</sub>, *r*<sub>D</sub> : fuite et résistance de l'amortisseur d'axe direct
- *l*<sub>f</sub>, *r*<sub>f</sub> : fuite et résistance de l'enroulement d'excitation
- $l_{Q1}$ ,  $r_{Q1}$ : fuite et résistance du premier amortisseur d'axe en quadrature
- $l_{Q2}$ ,  $r_{Q2}$ : fuite et résistance du second amortisseur d'axe en quadrature
- *mrc* : mutuelle de Canay
- $R_T$ ,  $L_T$  : résistance et réactance du transformateur élévateur de l'unité (si celui-ci est incorporé dans le modèle de l'alternateur)
- r: rapport de transformation réduit du transformateur élévateur de l'unité (si celui-ci est incorporé dans le modèle de l'alternateur)  $DET = l_D \cdot l_f + mrc \cdot (l_D + l_f)$

$$\frac{1}{L''_{MD}} = \frac{1}{M_d} + \frac{l_D + l_f}{DET}$$
$$\frac{1}{L'_{MQ}} = \frac{1}{M_Q} + \frac{1}{l_{Q1}} + \frac{1}{l_{Q2}}$$
$$\omega_0 = 2\pi \cdot f_0 \qquad (f_0 = 50 \text{ ou } 60\text{Hz})$$

La machine synchrone est représentée par 6 équations électriques et 2 équations mécaniques.

 $\lambda_f$ : flux de l'enroulement d'excitation

 $\lambda_{D}$  : flux de l'amortisseur d'axe direct

 $\lambda_{o1}$  : flux du premier amortisseur d'axe en quadrature

 $\lambda_{o2}$  : flux du second amortisseur d'axe en quadrature

 $i_D$  : courant dans l'axe direct

 $i_o$  : courant dans l'axe en quadrature

- $\theta$ : position angulaire du rotor
- $\omega$  : vitesse de rotation électrique
- *Efd* : tension d'excitation

1

148

*CM* : couple mécanique

Equations électriques différentielles :

$$\begin{split} \dot{\lambda}_{f} &= -r \cdot \frac{\omega_{0} \cdot r_{f}}{M_{dv}} \cdot Efd + \frac{\omega_{0} \cdot r_{f}}{DET} \cdot \left[ \frac{L''_{MD} \cdot l_{D}^{2}}{DET} - (l_{D} + mrc) \right] \cdot \lambda_{f} + \frac{\omega_{0} \cdot r_{f}}{DET} \cdot \left[ mrc + \frac{L''_{MD} \cdot l_{D} \cdot l_{f}}{DET} \right] \cdot \lambda_{D} + \frac{\omega_{0} \cdot r_{f}}{DET} \cdot L''_{MD} \cdot l_{D} \cdot l$$

Equations électriques algébriques :

$$0 = \omega \cdot (l_d + X_r) \cdot i_D + \omega \cdot \left(\frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_D \cdot \lambda_f + \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_f \cdot \lambda_D + L''_{MD} \cdot i_D\right) + (r_a + R_r) \cdot i_Q + \cos\theta \cdot U_R + \sin\theta \cdot U_R$$
$$0 = \omega \cdot (l_q + X_r) \cdot i_Q - \omega \cdot \left(\frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \cdot \lambda_{Q1} + \frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} \cdot \lambda_{Q2} + L'_{MQ} \cdot i_Q\right) + (r_a + R_r) \cdot i_D + \sin\theta \cdot U_R - \cos\theta \cdot U_I$$

Equations mécaniques différentielles :

$$C_{m} + D \cdot (1 - \omega) + \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{D} \cdot i_{Q} \cdot \lambda_{f} + \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{f} \cdot i_{Q} \cdot \lambda_{D} - \frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \cdot i_{D} \cdot \lambda_{Q1} - \frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} \cdot i_{D} \cdot \lambda_{Q2} + (L''_{MD} - L'_{MQ}) \cdot i_{D} \cdot i_{Q} - 2H \cdot \dot{\omega} = 0$$

$$(\omega - \omega_{ref}) \cdot \omega_{0} - \dot{\theta} = 0$$

• Régulations de la machine synchrone

La machine synchrone voit sa tension d'excitation et sa vitesse régulée.

Nous ne présenterons pas ici toutes les régulations utilisées. Nous reprendrons uniquement une régulation de vitesse du type IEEEG1 pour mettre en évidence par la suite la linéarisation des régulations. Le macrobloc EUROSTAG est donné ci-joint.

Cette régulation est de la forme :

1

149 -

$$CM = \left[K_1(1-\omega) + T_M\right] \cdot \left(\frac{1}{1+s \cdot T_4}\right) \cdot \left(\frac{1+s \cdot T_{N5}}{1+s \cdot T_5}\right) \cdot \left(\frac{1+s \cdot T_{N6}}{1+s \cdot T_6}\right)$$

Cette équation est représentée par 3 équations différentielles du premier ordre et une équation algébrique :

$$\dot{y}_{1} = -\frac{K_{1}}{T_{4}}\omega - \frac{1}{T_{4}}y_{1}$$

$$\dot{y}_{2} = -\frac{1}{T_{5}}y_{2} + \frac{1}{T_{5}}y_{1}$$

$$\dot{y}_{3} = \frac{T_{N5}}{T_{6} \cdot T_{5}}y_{1} + \frac{1}{T_{6}}\left(1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}}\right)y_{2} - \frac{1}{T_{6}}y_{3}$$

$$0 = \left(1 - \frac{T_{N6}}{T_{6}}\right)y_{3} + \frac{T_{N6} \cdot T_{N5}}{T_{6} \cdot T_{5}}y_{1} + \frac{T_{N6}}{T_{6}}\left(1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}}\right)y_{2} - CM$$

 $y_1, y_2, y_3$  sont des variables d'état différentielles liées respectivement aux blocs 6, 7 et 8 du macrobloc IEEEG1 ci-joint. Chaque macrobloc (chaque régulation) est décomposé en équations différentielles du premier ordre et/ou équations algébriques. De plus, avec EUROSTAG, il est possible de faire apparaître des variables différentielles à chaque sortie de bloc. Considérons les macroblocs 1 et 2.









Le macrobloc 1 est décomposé suivant 2 équations différentielles et 1 équation algébrique :

$$\dot{y}_{1} = -\frac{1}{T_{5}}y_{1} + \frac{1}{T_{5}}x$$
$$\dot{y}_{2} = \frac{T_{N5}}{T_{6} \cdot T_{5}}x + \frac{1}{T_{6}}\left(1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}}\right)y_{1} - \frac{1}{T_{6}}y_{2}$$
$$0 = \left(1 - \frac{T_{N6}}{T_{6}}\right)y_{2} + \frac{T_{N6}}{T_{6}}\left(1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}}\right)y_{1} + \frac{T_{N6} \cdot T_{N5}}{T_{6} \cdot T_{5}}x - y$$

 $y_1, y_2$  variables d'état différentielles liées respectivement aux blocs 7 et 8

Si la sortie du premier étage lead-lag est nommée (ici VI - voir macrobloc 2), le système se décompose en 2 équations différentielles et 2 équations algébriques :

$$\dot{y}_{1} = -\frac{1}{T_{5}}y_{1} + \frac{1}{T_{5}}x$$
$$0 = \frac{T_{N5}}{T_{5}}x + \left(1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}}\right)y_{1} - VI$$

- 150 -

$$\dot{y}_2 = -\frac{1}{T_6}y_2 + \frac{1}{T_6}VI$$
$$0 = \frac{T_{N_6}}{T_6}VI + \left(1 - \frac{T_{N_6}}{T_6}\right)y_2 - y$$

Nous pouvons ainsi faire intervenir une variable algébrique supplémentaire.

• Représentation du réseau

Les équations réseaux sont fixées pour chaque noeud N par :

$$\sum_{1}^{n} I_{N \rightarrow i} - I_{G} + I_{L} = 0$$

avec  $I_{N \to i}$  courant au départ du noeud N vers le noeud i  $I_G$  courant fournie par le générateur connecté au noeud N

 $I_L$  courant absorbé par la charge connectée au noeud N

Ainsi, nous obtenons pour chaque noeud du réseau 2 équations correspondant à la loi des noeuds - partie réelle et partie imaginaire.

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot (U_{RN} - U_{Ri}) + \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot (U_{IN} - U_{Ii}) - I_{RG} - I_{RL} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot (U_{IN} - U_{Ii}) - \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot (U_{RN} - U_{Ri}) - I_{IG} + I_{IL} = 0$$

avec *Ri* résistance de la ligne reliant le noeud N et le noeud i

Xi réactance de la ligne reliant le noeud N et le noeud i

 $U_{R^{N}}$ ,  $U_{I^{N}}$  composantes réelle et imaginaire de la tension du noeud N

 $U_{R_i}$ ,  $U_{I_i}$  composantes réelle et imaginaire de la tension du noeud i

*I*<sub>RG</sub>, *I*<sub>IG</sub> composantes réelle et imaginaire du courant absorbé par la charge

IRL, IL composantes réelle et imaginaire du courant fourni par le générateur

Les courants fournis par le générateur sont donnés par

 $I_{RG} = i_{Q} \cdot \cos\theta + i_{D} \cdot \sin\theta$  $I_{IG} = i_{Q} \cdot \sin\theta - i_{D} \cdot \cos\theta$
Les courants absorbés par la charge sont donnés pour une charge impédante par

$$I_{RL} = \frac{P_{load} \cdot U_{RN} + Q_{load} \cdot U_{IN}}{U_{RN}^{2} + U_{IN}^{2}}$$
$$I_{IL} = \frac{-Q_{load} \cdot U_{RN} + P_{load} \cdot U_{IN}}{U_{RN}^{2} + U_{IN}^{2}}$$

Pload puissance active nominale absorbée par la charge Qload puissance réactive nominale absorbée par la charge

Nous obtenons alors les équations suivantes.

~

$$\left( \sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{P_{load}}{\|U_{N}\|^{2}} \right) \cdot U_{R_{N}} + \left( \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{Q_{load}}{\|U_{N}\|^{2}} \right) \cdot U_{I_{N}} - \sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot U_{R_{i}} - \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot U_{I_{i}} - \sin\theta \cdot i\rho - \cos\theta \cdot i\rho = 0$$

$$\left( \sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{P_{load}}{\|U_{N}\|^{2}} \right) \cdot U_{I_{N}} - \left( \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{Q_{load}}{\|U_{N}\|^{2}} \right) \cdot U_{R_{N}} - \sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot U_{I_{i}} + \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot U_{R_{i}} + \cos\theta \cdot i\rho - \sin\theta \cdot i\rho = 0$$

# A2.2 - Linéarisation du système

### • Machine synchrone

La mutuelle de Canay est considérée nulle. Le transformateur élévateur de l'unité n'est pas incorporé dans le modèle de l'alternateur. Equations différentielles de la machine :

$$\Delta \dot{\lambda}_{f} = -r \cdot \frac{\omega_{o} \cdot r_{f}}{M_{dv}} \cdot \Delta Efd + \frac{\omega_{o} \cdot r_{f}}{DET} \cdot \left[ \frac{L''_{MD} \cdot l_{D}^{2}}{DET} - l_{D} \right] \cdot \Delta \lambda_{f} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{f}}{DET} \cdot \frac{L''_{MD} \cdot l_{D} \cdot l_{f}}{DET} \cdot \Delta \lambda_{D} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{f}}{DET} \cdot L''_{MD} \cdot l_{D} \cdot \Delta i_{D}$$

$$\Delta \dot{\lambda}_{D} = \frac{\omega_{o} \cdot r_{D}}{DET} \cdot \frac{L''_{MD} \cdot l_{D} \cdot l_{f}}{DET} \cdot \Delta \lambda_{f} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{D}}{DET} \cdot \left[ \frac{L''_{MD} \cdot l_{f}^{2}}{DET} - l_{f} \right] \cdot \Delta \lambda_{D} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{f}}{DET} \cdot \left[ mrc + \frac{L''_{MD} \cdot l_{D} \cdot l_{f}}{DET} \right] \cdot \lambda_{D} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{D}}{DET} \cdot L''_{MD} \cdot l_{f} \cdot \Delta i_{D}$$

$$\Delta \dot{\lambda}_{Q1} = \frac{\omega_{o} \cdot r_{Q1}}{l_{Q1}} \cdot \left( \frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} - 1 \right) \cdot \Delta \lambda_{Q1} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{Q1}}{l_{Q1}} \cdot \frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} \cdot \Delta \lambda_{Q2} + \frac{\omega_{o} \cdot r_{Q1}}{l_{Q1}} \cdot L'_{MQ} \cdot \Delta i_{Q}$$

$$\begin{split} \Delta \dot{\lambda}_{Q2} &= \frac{\omega_{0}.r_{Q2}}{l_{Q2}} \cdot \left(\frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} - 1\right) \cdot \Delta \lambda_{Q2} + \frac{\omega_{0}.r_{Q2}}{l_{Q2}} \cdot \frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \cdot \Delta \lambda_{Q1} + \frac{\omega_{0}.r_{Q2}}{l_{Q2}} \cdot L'_{MQ} \cdot \Delta i_{Q} \\ \Delta \omega &= \frac{1}{2H} \cdot \Delta C_{m} - \frac{D}{2H} \cdot \Delta \omega + \frac{1}{2H} \cdot \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{D} \cdot [i_{Q}]_{0} \cdot \Delta \lambda_{f} + \frac{1}{2H} \cdot \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{f} \cdot [i_{Q}]_{0} \cdot \Delta \lambda_{D} - \frac{1}{2H} \cdot \frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \cdot [i_{D}]_{0} \cdot \Delta \lambda_{Q1} - \frac{1}{2H} \cdot \frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} \cdot [i_{D}]_{0} \cdot \Delta \lambda_{Q2} \\ &+ \frac{1}{2H} \cdot \left[\frac{L''_{MD}}{DET} \cdot (l_{D} \cdot [\lambda_{f}]_{0} + l_{f} \cdot [\lambda_{D}]_{0}) + (L''_{MD} - L'_{MQ}) \cdot [i_{D}]_{0}\right] \cdot \Delta i_{Q} \\ &+ \frac{1}{2H} \cdot \left[\left(-\frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}}\right) \cdot (\lambda_{Q1}]_{0} + [\lambda_{Q2}]_{0}) + (L''_{MD} - L'_{MQ}) \cdot [i_{Q}]_{0}\right] \cdot \Delta i_{D} \\ \Delta \dot{\theta} &= \omega_{0} \cdot \Delta \omega \end{split}$$

• Equations des macroblocs

A titre d'exemple, pour le macrobloc IEEEG1, nous obtenons :

$$\begin{split} \Delta \dot{y}_{1} &= -\frac{K_{1}}{T_{4}} \Delta \omega - \frac{1}{T_{4}} \Delta y_{1} \\ \Delta \dot{y}_{2} &= -\frac{1}{T_{5}} \Delta y_{2} + \frac{1}{T_{5}} \Delta y_{1} \\ \Delta \dot{y}_{3} &= \frac{T_{N5}}{T_{6} \cdot T_{5}} \Delta y_{1} + \frac{1}{T_{6}} \left( 1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}} \right) \Delta y_{2} - \frac{1}{T_{6}} \Delta y_{3} \\ 0 &= \left( 1 - \frac{T_{N6}}{T_{6}} \right) \Delta y_{3} + \frac{T_{N6} \cdot T_{N5}}{T_{6} \cdot T_{5}} \Delta y_{1} + \frac{T_{N6}}{T_{6}} \left( 1 - \frac{T_{N5}}{T_{5}} \right) \Delta y_{2} - \Delta CM \end{split}$$

• Equations algébriques de la machine :

 $0 = [\omega]_{0} \cdot (l_{d} + L''_{MD}) \cdot \Delta i_{D} + [\omega]_{0} \cdot \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{D} \cdot \Delta \lambda_{f} + [\omega]_{0} \cdot \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{f} \cdot \Delta \lambda_{d} + r_{a} \cdot \Delta i_{Q} + \left[ (l_{d} + L''_{MD}) \cdot [i_{D}]_{0} + \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{D} \cdot [\lambda_{f}]_{0} + \frac{L''_{MD}}{DET} \cdot l_{f} \cdot [\lambda_{d}]_{0} \right] \cdot \Delta \omega + \left[ \cos \theta \right]_{0} \cdot \Delta U_{R} + \left[ \sin \theta \right]_{0} \cdot \Delta U_{I} + \left( \left[ U_{R} \right]_{0} \cdot \left[ -\sin \theta \right]_{0} + \left[ U_{I} \right]_{0} \cdot \left[ \cos \theta \right]_{0} \right) \cdot \Delta \theta$ 

$$0 = -\left[\omega\right]_{0} \cdot \left(l_{q} + L'_{MQ}\right) \cdot \Delta i_{Q} - \left[\omega\right]_{0} \cdot \frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \cdot \Delta \lambda_{Q1} - \left[\omega\right]_{0} \cdot \frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} \cdot \Delta \lambda_{Q2} + r_{a} \cdot \Delta i_{D} - \left[\left(l_{q} + L'_{MQ}\right) \cdot \left[i_{Q}\right]_{0} + \frac{L'_{MQ}}{l_{Q1}} \cdot \left[\lambda_{Q1}\right]_{0} + \frac{L'_{MQ}}{l_{Q2}} \cdot \left[\lambda_{Q2}\right]_{0}\right] \cdot \Delta \omega + \left[\sin\theta\right]_{0} \cdot \Delta U_{R} - \left[\cos\theta\right]_{0} \cdot \Delta U_{I} + \left(\left[U_{R}\right]_{0} \cdot \left[\cos\theta\right]_{0} - \left[U_{I}\right]_{0} \cdot \left[-\sin\theta\right]_{0}\right) \cdot \Delta \theta$$

• Equations algébriques du réseau

$$\left( \sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{P_{load}}{\left\|U_{N}\right\|^{2}} \right) \cdot \Delta U_{R_{N}} + \left( \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{Q_{load}}{\left\|U_{N}\right\|^{2}} \right) \cdot \Delta U_{I_{N}} - \sum_{i=1}^{n} \left( \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot \Delta U_{R_{i}} \right) - \sum_{i=1}^{n} \left( \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot \Delta U_{R_{i}} \right) - \left[ \cos\theta \right]_{0} \cdot \Delta i_{\mathcal{Q}} + \left( \left[ i_{\mathcal{D}} \right]_{0} \cdot \left[ -\cos\theta \right]_{0} + \left[ i_{\mathcal{Q}} \right]_{0} \cdot \left[ \sin\theta \right]_{0} \right) \cdot \Delta \theta = 0$$

$$\left( \sum_{i=1}^{n} \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{P_{load}}{\left\|U_{N}\right\|^{2}} \right) \cdot \Delta U_{I_{N}} - \left( \sum_{i=1}^{n} \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} + \frac{Q_{load}}{\left\|U_{N}\right\|^{2}} \right) \cdot \Delta U_{R_{N}} - \sum_{i=1}^{n} \left( \frac{R_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot \Delta U_{I_{i}} \right) + \sum_{i=1}^{n} \left( \frac{X_{i}}{R_{i}^{2} + X_{i}^{2}} \cdot U_{R_{i}} \right)$$

$$+ \left[ \cos\theta \right]_{0} \cdot \Delta i_{\mathcal{D}} - \left[ \sin\theta \right]_{0} \cdot \Delta i_{\mathcal{Q}} + \left( \left[ i_{\mathcal{D}} \right]_{0} \cdot \left[ -\sin\theta \right]_{0} - \left[ i_{\mathcal{Q}} \right]_{0} \cdot \left[ \cos\theta \right]_{0} \right) \right) \Delta \theta = 0$$

# <u>3 – Représentation de la matrice d'état</u>

La représentation d'état du système suivant une matrice jacobienne non réduite peut s'écrire :

 $\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M & N \\ P & Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta a \end{bmatrix}$ 

∆x : variables d'état différentielles∆a : variables d'état algébriques

La représentation d'état adoptée par EUROSTAG est donc de la forme suivante :

- 154 -

$\Delta \dot{x}$		M	0	0	Ns	Nc	$\left[ \Delta x \right]$
0		Pg	Qgg	Qgl	Qgs	0	$\Delta Vg$
0	II	0	Qlg	Qll	0	0.	$\Delta Vl$
0		Ps	Qsg	0	Qss	0	$\Delta Is$
0		Pc	Qcg	Qcl	Qcs	Qcc	$\left\lfloor \Delta as \right\rfloor$

 $\Delta x$  vecteur contenant les variables différentielles (pour le machine synchrone, les flux magnétiques, la vitesse de rotation et le position angulaire, les variables d'état différentielles liées aux régulations)

ΔVg vecteur contenant les composantes réelles et imaginaires des tensions des noeuds de raccordement des générateurs

- $\Delta Vl$  vecteur contenant les composantes réelles et imaginaires des tensions des autres noeuds du réseau (noeuds de charge)
- ΔIs vecteur contenant les composantes dans l'axe direct et l'axe en quadrature des courants statoriques des générateurs
- Δas vecteur contenant les variables algébriques liées aux régulations (pour les machines synchrones, la tension d'excitation, le couple
   mécanique délivré par la turbine et les variables algébriques éventuellement définies par l'utilisateur dans les régulations)

# ANNEXE A3

### **MODELISATION DU STATCOM**

Le logiciel EUROSTAG ne comprenant pas de modèle de STATCOM, un modèle de base a été développé au LEG par analogie avec le modèle dynamique de SVC fourni par EUROSTAG. Nous avons également utilisé un modèle plus évolué conçu par l'équipe Commande du LEG [PE96] : le modèle moyen généralisé. Celui-ci a été développé à l'aide du logiciel de calcul MATRIXx et aensuite été implanté dans EUROSTAG [PE97].

### A3.1 - Modèle de base

Le modèle de base représente la caractéristique statique du STATCOM. Son synoptique est donné figure A3.1. Le courant ISTATCOM est limité aux valeurs ILmax et ICmax afin de respecter la caractéristique statique du STATCOM.



Figure A3.1 - Synoptique du modèle dynamique de base du STATCOM

Pour ce modèle, les pertes actives ne sont pas prises en compte et la dynamique du convertisseur statique est représentée seulement par un retard statistique. En fait, la dynamique du système dépend surtout de la loi de commande car cette modélisation du STATCOM ne prend pas en compte de façon suffisamment précise la structure entière du système. La loi de commande est donnée par un régulateur proportionnel-intégral (PI) classique. Ce modèle a malgré tout l'avantage d'être très simple et il reste parfaitement utilisable pour l'étude des dynamiques lentes des réseaux comme, par exemple, les augmentations progressives de charge. Pour les phénomènes dynamiques plus rapides tels que les déclenchements de ligne ou les courts-circuits, le modèle de base n'est plus apte à représenter le STATCOM. C'est pourquoi nous avons décidé d'utiliser le modèle moyen

généralisé, plus précis mais aussi plus complexe.

#### A3.2 - Modèle moyen généralisé

La structure topologique étudiée, représentée figure A3.2, est celle utilisée le plus couramment. Le modèle exact représentant cette structure, appelé modèle topologique, est utilisé pour décrire le comportement dynamique du STATCOM en tenant compte de ses éléments d'électronique de puissance. Le modèle moyen généralisé est déduit du modèle topologique du STATCOM.



Figure A3.2 - Structure topologique du STATCOM

1a,2a,3a 1b,2b,3b	: interrupteurs représentant le convertisseur
R	: résistance repésentant les pertes par commutation des interrupteurs
LS	: inductance de fuite du transformateur de couplage
RS	: résistance représentant les pertes du transformateur et les pertes par conduction
des interrupteurs	

La capacité C est considérée comme parfaite. Si ce n'est pas le cas, ses pertes peuvent être incluses dans la résistance R. Les tensions de lignes sont appelées  $E_1$ ,  $E_2$  et  $E_3$ .  $V_1$ ,  $V_2$  et  $V_3$  sont les tensions de sortie du convertisseur. On appelle  $V_{dc}$  et  $I_{dc}$  la tension et le courant du côté continu. Les équations du système de la figure A3.2, vu du côté alternatif, sont les suivantes :

$$\frac{\mathrm{dI}_{123}}{\mathrm{dt}} = -\frac{\mathrm{R}_{\mathrm{S}}}{\mathrm{L}_{\mathrm{S}}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0\\ 0 & 1 & 0\\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \mathrm{I}_{123} + \frac{1}{\mathrm{L}_{\mathrm{S}}} (\mathrm{E}_{123} - \mathrm{V}_{123}) \tag{A3.1}$$

avec :

 $\mathbf{x}_{123} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 \\ \mathbf{x}_2 \\ \mathbf{x}_2 \end{bmatrix}$ 

On a aussi :

$$V_{123} = \frac{V_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} U_{123}$$
(A3.2)

où U<sub>123</sub> est le vecteur de commutation tel que U<sub>123</sub> =  $\begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix}$  avec pour j = 1,2,3 :

uj = 1 lorsque l'interrupteur  $j_a$  est fermé et l'interrupteur  $j_b$  est ouvert

uj = -1 lorsque l'interrupteur  $j_a$  est ouvert et l'interrupteur  $j_b$  est fermé Les équations vues du côté continu sont :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{I_{dc}}{C} - \frac{V_{dc}}{RC} \qquad \text{et} \qquad I_{dc} = \frac{1}{2} U_{123}^{t} I_{123} \qquad (A3.3)$$

Les équations 1, 2 et 3 représentent donc le modèle topologique du STATCOM dans le repère triphasé classique. Un tel modèle est non linéaire et surtout discontinu car il tient compte des commutations des interrupteurs. Il ne peut donc pas être implanté dans un logiciel comme EUROSTAG. Il faut alors utiliser une méthode de moyennage généralisée [SU93, NO91] afin d'obtenir un modèle continu (invariant dans le temps).

La démarche permettant d'obtenir le modèle moyen généralisé consiste d'abord à faire subir une transformation de PARK aux équations A3.1 et A3.2 du modèle topologique afin de séparer les grandeurs actives et réactives. Ensuite, il faut moyenner les équations transformées ce qui donne, sous forme matricielle, les équations du modèle moyen généralisé.

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} -\frac{R_S}{L_S} & -\omega & \frac{2\sin\alpha}{\pi L_S} \\ \omega & -\frac{R_S}{L_S} & \frac{2\cos\alpha}{\pi L_S} \\ \frac{3\sin\alpha}{\pi L_S} & \frac{3\cos\alpha}{\pi L_S} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} X + \frac{1}{L_S} \begin{bmatrix} 0\\1\\0 \end{bmatrix} E_m$$
(A3.4)
$$X = \begin{bmatrix} I_d\\I_q\\V_{dc} \end{bmatrix} \text{ et } I_{123} = \begin{bmatrix} I_1\\I_2\\I_3 \end{bmatrix} = C_{32} \begin{bmatrix} I_q\\I_d \end{bmatrix}$$

 $E_m$  est l'amplitude de la tension de ligne  $E_1$ . Le calcul complet est développé dans la référence [PE96]. C<sub>32</sub> est la matrice de transformation de PARK du système de référence (d,q) vers le système de référence triphasé classique.

avec

$$C_{32} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ \cos \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left( \omega t - \frac{4\pi}{3} \right) & \sin \left( \omega t - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix}$$

Au vu de l'équation A3.4, le modèle moyen obtenu est continu mais toujours non linéaire. En fait, il dépend de l'angle d'amorçage des thyristors  $\alpha$  référencé par rapport au passage par zéro de la tension de ligne E1. Ce modèle permet également de conserver le comportement dynamique du modèle topologique.

A présent que le modèle moyen généralisé est établi, il reste à déterminer la loi de commande. Avec la transformation de PARK choisie, il suffit de contrôler le courant  $I_q$  pour contrôler la puissance réactive de sortie du STATCOM. Le courant  $I_d$  représente, lui, la partie active et donc les pertes du système. La loi de commande portera donc sur le courant réactif  $I_q$ . Une étude de ce type de systèmes non linéaires a montré qu'une commande linéaire, telle qu'un PI classique ne peut pas être robuste et performante sur toute la plage de fonctionnement [PE96]. Cela est dû au fait que les zéros complexes du système changent en fonction du point de fonctionnement. On s'impose alors une loi de commande non linéaire et robuste dans le but de contrôler le comportement du courant réactif  $I_q$ . Cette loi de commande est basée sur la théorie de linéarisation par rebouclage exacte (linearization via feedback) [IS89]. L'application de cette théorie au STATCOM considéré conduit à l'équation non linéaire A3.5 [PE96].

$$\sin \alpha = \frac{\pi L_{S} \left( \frac{R_{S}}{L_{S}} I_{q} + \omega I_{d} + \frac{dI_{q}}{dt} \right)}{2 V_{dc}}$$
(A3.5)

La loi de commande choisie concernant Iq est alors :

$$\frac{dI_q}{dt} = \lambda \left( I_{qref} - I_q \right) \tag{A3.6}$$

où  $\lambda$  est un gain correspondant à un régulateur de type proportionnel (P). Ce gain permettra de régler la vitesse de réponse de la commande.

La figure A3.3 donne le synoptique de la commande de  $I_q$ .



Figure A3.3 - Commande linéarisante

Cette commande représente en fait une boucle interne de courant à laquelle il faut ajouter une boucle externe de tension afin d'obtenir la caractéristique statique du STATCOM. Pour cette boucle externe, un régulateur de type PI classique est utilisé. Ceci conduit au synoptique du modèle généralisé moyen avec sa commande (figure A3.4).



Figure A3.4 - Synoptique du modèle moyen généralisé

La figure A3.5 montre la réponse du système en boucle ouverte pour un échelon de  $\alpha$ . On peut constater que le modèle moyen généralisé et sa commande linéarisante conservent parfaitement la dynamique du modèle topologique.



Figure A3.5 - Courant réactif Iq en fonction du temps pour un échelon de  $\alpha$ 

L'inconvénient majeur de ce modèle est que, puisque seul le courant réactif  $I_q$  est contrôlé, le courant actif  $I_d$  et la tension continue  $V_{dc}$  ont un comportement oscillant. Par exemple, la figure A3.6 montre l'évolution de  $I_d$  dans le cas d'une réponse à un échelon de  $I_{\underline{qref}}$  en boucle ouverte



Figure A3.6 - Courant actif  $I_d$  en fonction du temps pour un échelon de  $I_{qref}$ 

Le courant I<sub>d</sub> représentant les pertes du STATCOM, ses oscillations se traduisent par l'injection d'oscillations de puissance non négligeables sur le réseau, ce qui peut être gênant. On peut néanmoins atténuer ces oscillations en filtrant le courant Id en sortie du convertisseur (voir figure A3.4) avant de le reboucler sur la commande linéarisante.

#### REFERENCES

- [PE96] P.Petitclair, S.Bacha, JP.Rognon "Averaged modelling and nonlinear control of an ASVC (Advanced Static Var Compensator)" IEEE PESC'96, Baveno, Italie, 24-27 juin 1996
- [PE97] P.Petitclair, Y.Bésanger, S.Bacha, N.Hadjsaid "FACTS modelling and control : application to the insertion of a STATCON on power system" IEEE IAS'97 New Orleans, USA, 5-9 octobre 1997
- [IS89] A.Isidori "Nonlinear control systems an introduction " Springer-Verlag, 2nd edition, 1989
- [NO91] J.M.Norolowski, S.R.Sanders, X.Z.Liu, G.C.Verghese "Generalized averaged method for power conversion circuits" IEEE Transactions on Power Electronics, vol.6, N°2, pp 251-258, 1991
- [SU93] J.Sun, H.Grotsollen "Averaged modelling and analysis of resonant converters" IEEE PESC'93 records, pp 222-228, 1993

## ANNEXE A4

## POWER SYSTEM STABILIZERS

#### A4.1 - Concept de base [LA81,KU94]

Afin d'augmenter l'amortissement des oscillations, le PSS (Power System Stabilizer) doit produire une composante correspondant à un moment de torsion électrique en phase avec la variation de vitesse du rotor de la machine.

Le principe de base d'un PSS peut être illustré par le schéma-bloc de la figure A4.1.

Il s'agit du modèle simple linéarisé représentant un générateur synchrone connecté à un noeud infini à travers une impédance externe. Ce modèle, auquel le PSS a été ajouté, a été proposé par Heffron et Phillips [HE52] et repris par de Mello et Concordia [DE69]. La variable d'entrée du PSS est ici la variation de vitesse du rotor, mais les variations de fréquence ou de puissance de la machine peuvent également être prises comme variables d'entrée.

Si les fonctions de transfert de l'excitation EXC(s) et du générateur entre  $\Delta E_{fd}$  et  $\Delta T_e$  correspondent à des gains purs, une boucle de contre-réaction provenant de  $\Delta \omega$  devrait produire un moment de torsion amortissant. En réalité, le générateur et l'excitation voient leurs caractéristiques de gain et de phase dépendantes de la fréquence. La fonction de transfert du PSS devrait donc compenser le retard de phase existant entre l'entrée de l'excitation et le moment de torsion électrique.



Figure A4.1 - Modèle simplifié d'une machine connecté à un noeud infini

Ainsi, la caractéristique de phase d'un PSS idéal devrait être l'opposée de la caractéristique de phase de l'entrée de l'excitation par rapport au générateur. Cependant, la caractéristique de phase à compenser varie suivant les conditions du système (niveau de charge de la machine, type d'excitation de la machine, maillage du réseau,... [LA81]).

La représentation d'un PSS classique est du même type que celle donnée pour la boucle d'amortissement des dispositifs FACTS (équation II.1) et ne sera donc pas redonnée ici.

#### A4.2 - Positionnnement du PSS

Il n'est pas nécessaire d'installer des PSSs sur toutes les machines pour obtenir une bonne stabilisation du réseau. Aussi est-il important de sélectionner correctement les machines sur lesquelles un PSS peut être implanté afin d'améliorer au mieux la stabilité du réseau. Pour cela, de nombreuses méthodes ont été proposées ces dernières années. La méthode la plus utilisée repose sur le calcul des facteurs de participation [VE82,HS87,PA89,VI91,KU94]. Les autres méthodes sont exposées dans les références [BE96] et [PA96], et ne seront pas présentées ici.

Les facteurs de participation fournissent la participation relative des variables d'état aux différents modes (voir annexe A1). Par conséquent, ils permettent de connaître les machines les plus impliquées dans chaque mode d'oscillation. Ainsi, la machine possédant le plus grand facteur de participation au mode cible pour les variables ' $\omega$ ' ou ' $\theta$ ' accueillera un PSS.

### A4.3 - Réglage d'un PSS

Une fois que le problème du positionnement est traité, il reste à effectuer le réglage du PSS même. Traditionnellement, le signal d'entrée correspond à la vitesse de rotation de la machine, la position angulaire du rotor ou la puissance électrique fournie par la machine.

Les méthodes proposées dans la littérature pour le réglage des paramètres sont à peu près toutes équivalentes [LA81, KU89]. En effet, elles reposent pour la plupart sur la compensation de phase. Pour autant, les approches proposées ne sont pas des approches systématiques, et les réglages demandent une grande part d'intuition ou d'expérience de la part des utilisateurs.

Le réglage d'un PSS peut être décomposé en deux grandes étapes. Dans un premier temps, il s'agit d'obtenir la compensation de phase désirée, et ensuite le gain optimal du PSS sera recherché. Ces deux étapes sont donnés dans la rapport principal pour les dispositifs FACTS (partie II.3.2.1) et ne seront donc pas redonnées ici.

#### A4.4 - Application au réseau test 2 zones 4 machines

Lors de l'analyse du réseau test, nous avons mis en évidence un mode inter-région très faiblement amorti, mode qui constitue le mode critique. Nous allons chercher ici à améliorer l'amortissement de ce mode en ajoutant un PSS sur une des machines de ce réseau test. Pour cela, nous allons procéder en deux étapes. Dans un premier temps, nous allons déterminer sur quelle machine implanter un PSS. Ensuite, il s'agit de régler ce dernier (compensation de phase et gain).

#### • Positionnement du PSS

Les facteurs de participation fournissent donc des informations utiles pour le choix de la machine qui accueillera un PSS. Pour le mode critique, la machine G1 possède le plus fort facteur de participation (voir tableau II.3). Par conséquent, le PSS sera implanté sur cette machine.

#### • Réglage du PSS

Le réglage du PSS a été effectué en deux temps : le réglage des paramètres des blocs avance-retard et de ceux des filtres d'une part, la détermination du gain d'autre part. Nous avons appliqué les règles énoncées précédemment.

#### • Analyse des résultats

Le tableau A4.1 donne les valeurs propres associées aux modes d'oscillation du réseau seul et les nouvelles valeurs propres obtenues après ajout du PSS. De plus, les taux d'amortissement pour chaque valeur propre sont donnés.

Il apparaît que le mode critique  $\lambda 3$  voit son taux d'amortissement nettement augmenter (0.15 contre 0.01). Il en est de même pour le mode  $\lambda 1$ , qui correspond au mode local opposant les machines G1 et G2. Dans ce cas précis, le PSS est très efficace puisqu'il est implanté sur la machine G1.

Par contre, le PSS est sans action sur le mode  $\lambda 2$ . Celui-ci correspond à l'opposition des machines G11 et G12. La machine G1 n'est que très faiblement impliquée dans ce mode, d'où l'inefficacité du PSS.

Le mode  $\lambda 4$  voit un déplacement de ses valeurs propres associées, ce qui s'accompagne d'une légère amélioration du taux d'amortissement. Quant aux modes liés aux régulations d'excitation des machines ( $\lambda 5$  à  $\lambda 8$ ), ils ne voient que de faibles variations de leurs valeurs propres et donc de leur taux d'amortissement.

Par contre, nous constatons l'apparition de deux nouveaux modes d'oscillation. L'examen des facteurs de partipation nous montre que ces modes sont liés aux régulations du PSS et de la tension d'excitation de la machine G1. En particulier, le mode  $\lambda$ pss2 voit son taux d'amortissement diminuer

	réseau seu	.1	réseau avec PSS		
	valeurs propres	ξ	valeurs propres	ξ	
λ1	-0.65±j8.00	0.08	-2.49±j4.65	0.47	
λ2	-0.68±j8.04	0.08	-0.67±j8.02	0.08	
λ3	-0.05±j4.54	0.01	-0.72±j4.90	0.15	
λ4	-0.75±j2.35	0.30	-1.09±j2.91	0.35	
λ5	-0.50±j1.49	0.32	-0.49±j1.30	0.35	
λ6	-0.42±j1.28	0.31	-0.44±j1.21	0.34	
λ7	-0.26±j0.56	0.42	-0.22±j0.54	0.37	
λ8	-0.26±j0.56	0.42	-0.26±j0.56	0.42	
λpss1	_	-	-32.71±j21.18	0.84	
λpss2	_	-	-2.01±j14.25	0.14	

avec l'accroissement du gain. Le gain du PSS et donc l'amortissement de  $\lambda 3$  sont limités de par la détérioration du mode  $\lambda pss2$ .

Tableau A4.1 - Valeurs propres et taux d'amortissement des modes d'oscillation pour le réseau seul et pour le réseau avec PSS

L'amélioration de l'amortissement du mode cible peut être visualisée par la simulation d'un courtcircuit sur une des deux lignes d'interconnexion du réseau test. Nous reprenons ici en fait le même incident que celui présenté partie II.3.1. La figure A4.2 montre le transit de puissance sur une des lignes d'interconnexion (entre les noeuds LB13 et LB3) dans le cas du réseau seul et dans celui de la présence d'un PSS. On constate bien que l'oscillation de puissance est très rapidement amortie lorsque la machine G1 est équipée d'un PSS.

L'examen de la vitesse de rotation électrique de la machine G1, machine qui accueille le PSS, montre lui-aussi l'efficacité de ce dernier puisque l'oscillation inter-régions est amortie en 8 secondes contre plus de 40 secondes dans le cas du réseau seul (voir figure A4.3).



Figure A4.2 - Transit de puissance active entre LB13 et LB3 en fonction du temps



Figure A4.3 - Vitesse de rotation électrique de la machine G1 suivant le temps

L'examen de la tension d'excitation de la machine G1 met bien en évidence le travail du PSS (figure A4.4). Dans le cas du réseau seul, ce signal est quasiment constant. Inversement, avec la présence du PSS, la tension d'excitation voit de fortes fluctuations. De plus, on peut noter la présence durant les secondes qui suivent le court-circuit d'une seconde oscillation de fréquence plus élevée que celle du mode critique, oscillation qui vient se superposer à cette dernière. Il s'agit du mode d'oscillation  $\lambda$ pss2 lié au PSS.



Figure A4.4 - Tension d'excitation de la machine G1 suivant le temps

Cette étude a mis en avant l'efficacité d'un PSS. Il convient cependant de souligner que nous sommes ici en présence d'un réseau test où la machine G1 prend part à presque 70% de l'oscillation dans la zone A. En réalité, dans le cas d'une oscillation inter-régions dans un grand réseau, chaque machine ne prend qu'une part minime à cette oscillation, et un PSS, en n'agissant que sur une machine, voit son efficacité très limitée. Enfin, l'utilisation de nombreux PSSs pose le problème de leur coordination.

# ANNEXE A5

# **APPLICATION DES INDICES DE SENSIBILITE**

# A5.1 - Application au réseau test 4 machines 2 zones

A5.1.1 - Insertion d'un STATCOM dans le réseau seul

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.42±j.1.28

Cette analyse a été menée pour un mode d'oscillation lié aux régulations de tension de l'ensemble des machines du réseau test. Les indices de sensibilité et le déplacement des valeurs propres conjuguées associées à ce mode sont donnés respectivement figures A5-1 et A5-2. Il apparaît nettement que les indices de sensibilité permettent de prévoir quel sera le déplacement des valeurs propres, et donc d'évaluer la violence des phénomènes d'interaction résultant de l'insertion du STATCOM.



L'évolution du taux d'amortissement de ce mode suivant le noeud de connexion du STATCOM, donnée figure A5-3, montre bien que le taux varie nettement pour des noeuds à indices de sensibilité élevés alors qu'il ne subit pas de variation pour le STATCOM connecté au noeud LB1/2. Pour ce dernier noeud, l'indice de sensibilité était très faible. Il convient de noter aussi que les phénomènes d'interaction se révèlent sur ce mode bénéfique.



Figure A5-3 - Taux d'amortissement du mode critique suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Il n'est hélas pas possible de présenter de simulations temporelles pour les modes autres que le mode inter-régions. En effet, ce dernier, très faiblement amorti, est prédominant. Les simulations temporelles permettent donc de visualiser uniquement le faible amortissement du mode critique.

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.26±j.0.56

Le mode d'oscillation examiné ici est lié aux régulations de tension des machines G1 et G2. Il s'agit du mode  $\lambda$ 7. Les indices de sensibilité et le déplacement des valeurs propres liées à ce mode sont donnés figures A5-4 et A5-5. La corrélation entre les indices et la violence des phénomènes d'interaction apparaît ici encore nettement.



Figure A5-4 Indices de sensibilité du mode critique suivant les noeuds du réseau



Figure A5-5 Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

#### A5.1.2 - Insertion d'un STATCOM en présence d'un premier STATCOM

• Mode d'oscillation  $\lambda = -0.49 \pm j.1.39$ 

Le mode ici pris en considération est un mode d'oscillation lié aux régulations de tension des machines G11 et G12. Il s'agit du mode  $\lambda 8$ .



Les indices de sensibilité sont élevés pour les noeuds de la zone B (figure A5-6). L'examen de la figure A5-7 donnant le déplacement des valeurs propres associées à ce mode met en évidence la corrélation entre les indices de sensibilité et la violence des phénomènes d'interaction. Il est intéressant de noter ici que les phénomènes d'interaction semblent ne concerner que le STATCOM et les machines, et non les deux STATCOMs entre eux.

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.44±j.1.14

Ce mode correspond à un mode d'oscillation lié aux régulations de tension des machines de la zone A. Ici encore, il apparaît que les indices de sensibilité permettent de prévoir la violence des phénomènes d'interaction liés à l'insertion du dispositif FACTS. Comme pour le mode précédent, les phénomènes d'interaction semblent être des interactions STATCOM-machines et non STATCOM-STATCOM.



<sup>•</sup> Mode d'oscillation  $\lambda$ =-5.43±j.2.18

Ce mode d'oscillation est lié à la régulation du premier STATCOM inséré sur le noeud LB3.



Le calcul des indices de sensibilité met en évidence que ces indices sont élevés pour les noeuds de la zone A et le noeud LB1/4. L'indice est maximal pour le noeud LB3, c'est-à-dire pour le noeud recevant le premier STATCOM. Cette étude est confirmée par le déplacement des valeurs propres associées à ce mode. Ainsi, la migration des valeurs propres est la plus élevée lorsque le second STATCOM est connecté au noeud LB3. Au contraire, il reste faible si le STATCOM est connecté aux noeuds de la zone B. Les phénomènes d'interaction entre STATCOMs sont ici nets. Les indices de sensibilité, calculés avant insertion du second STATCOM, permettent bien de prévoir la violence de ces phénomènes d'interaction sur ce mode.

#### A5.1.3 - Réseau avec PSS

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-2.01±j.14.25

Ce mode est lié à la régulation du PSS. La figure A5-12 donne les indices de sensibilité calculés pour ce mode et la figure A5-13 donne le déplacement des valeurs propres liées à ce mode suite à l'insertion du dispositif FACTS à chaque noeud du système.

L'indice modal est maximal pour le noeud LB1 (noeud de connexion de la machine G1). Les autres indices sont nettement plus faibles. L'examen du déplacement des valeurs propres met en évidence la violence des phénomènes d'interaction entre le STATCOM et le PSS lorsque le dispositif FACTS est inséré sur le noeud LB1, ce que les indices avaient permis de prévoir.



<sup>•</sup> Mode d'oscillation  $\lambda$ =-2.49±j.4.65

Ce mode correspond au mode électromécanique local voyant les machines G1 et G2 s'opposer. Ce mode est nettement amorti grâce à l'action du PSS.

Par la figure A5-14, il apparaît que les indices modaux sont élevés pour le noeud LB1 (indice maximal) et les noeuds LB2 et LB3. Les phénomènes d'interaction sur ce mode sont effectivement les plus violents lorsque le STATCOM est connecté au noeud LB1. De plus, ils sont importants lorsque le STATCOM est inséré soit sur le noeud LB2, soit sur le noeud LB3.



# A5.2 - Application au réseau test 8 machines 4 zones

Ce réseau est un réseau dérivé du réseau 2 zones. Ce dernier a été dédoublé afin d'obtenir 4 zones. De plus, la symétrie a été "cassée" par la modification des niveaux de charge dans chaque zone et des impédances des lignes d'interconnexion. La figure A5.16 reproduit ce réseau composé de 8 machines et 24 noeuds.



Figure A5.16 - Réseau test 8 machines 4 zones

Comme pour le réseau 2 zones 4 machines, les indices modaux de sensibilité ont été déterminés pour plusieurs modes d'oscillation. Nous ne présenterons ici que les résultats obtenus pour les 3 modes d'oscillation inter-régions du système. Tous trois sont faiblement amortis.

Enfin, nous déterminerons les indices globaux de sensibilité déterminés avec et sans pondération.

• Mode d'oscillation inter-régions  $\lambda$ =-0.047±j.5.42

Ce mode d'oscillation concerne essentiellement les machines des zones B et C qui oscillent les unes contre les autres. Les machines C1 et B1 sont prédominantes. La figure A5.17 donne les indices modaux relevés pour l'ensemble des noeuds du réseau. Il en résulte que les indices des noeuds de la zone D sont élevés. Pourtant, les machines de cette zone ne sont pas les plus impliqués dans ce mode. Enfin, les indices des noeuds contenus dans les autres zones ne sont pas négligeables (en particulier ceux des noeuds de la zone B). Au contraire, les noeuds situés sur les lignes d'interconnexion, à l'exception des noeuds proches de la zone D, présentent des indices faibles.



Figure A5.17 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

La figure A5.18 donne les valeurs du déplacement des valeurs propres du mode étudié. Comme pour le réseau 2 zones, ce déplacement correspond à la distance séparant les valeurs propres liées au mode étudié avant et après insertion du STATCOM.

Il résulte de l'examen de cette figure que, conformément à ce qui était attendu, les phénomènes d'interaction sont les plus violents pour des noeuds qui présentaient de forts indices de sensibilité. Cela est particulièrement vrai pour les noeud D3 et B3 et C3. De plus, il apparaît que le déplacement des valeurs propres liées au mode étudié est remarquable aussi pour les noeuds D2, B2, et C2.



Figure A5.18 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Ainsi, comme cela avait été établi par l'analyse des indices de sensibilité, l'insertion d'un STATCOM dans la zone D provoque les phénomènes d'interaction les plus violents, et ce bien que les machines de cette zone ne soient pas les plus impliquées dans ce mode. Il convient aussi de noter que, si globalement la corrélation entre les indices de sensibilité et le déplacement des valeurs propres est établie, les noeuds voyant les plus grands indices de sensibilité ne correspondent pas aux noeuds voyant les plus grands déplacements de valeurs propres. Cela peut peut-être s'expliquer par le fait que le déplacement des valeurs propres, mesuré en tant que "distance" entre les valeurs propres avant et après insertion du STATCOM, ne reflète pas le chemin parcouru par les valeurs propres, et donc la violence réelle des phénomènes d'interaction.

• Mode d'oscillation inter-régions  $\lambda$ =-0.049±j.4.49

Ce mode d'oscillation inter-régions voit principalement les machines de la zone A s'opposer à celles de la zone D.

Les résultats obtenus par les indices de sensibilité sont ici très clairs : les indices sont très élevés pour les noeuds des zones A et D, ainsi que pour les noeuds des lignes d'interconnexion entre les zones A et B d'une part, et D et C d'autre part. Les indices sont les plus faibles pour les noeuds des lignes d'interconnexion des zones A et D et des zones B et C.

Le déplacement des valeurs propres associées à ce mode inter-régions confirme cette étude. En effet, les déplacement sont les plus importants pour les noeuds présentant les plus forts indices de sensibilité.



Figure A5.19 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau





• Mode d'oscillation inter-régions  $\lambda$ =-0.044±j.4.63

Ce mode inter-régions voit la participation de l'ensemble des machines, et plus particulièrement celles de la zone B. Les indices de sensibilité sont donnés par la figure A5.21.

Les indices mettent en évidence que le système sera le plus sensible à l'insertion d'un STATCOM suivant ce mode inter-régions si la connexion du STATCOM se fait sur un noeud des zones A ou D, ainsi que sur un des noeuds de la ligne d'interconnexion entre ces deux zones. Au contraire, les indices sont très faibles pour les noeuds des zones B et C, et ce bien que les machines de la zone B soient les plus actives dans ce mode.



Figure A5.21 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau



Figure A5.22 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Le déplacement des valeurs propres, déplacement du à l'insertion du STATCOM, est donné pour chaque noeud figure A5.22. Cette figure met une nouvelle fois en évidence la corrélation existant entre les indices de sensibilité et la violence des phénomènes d'interaction résultant de l'insertion du STATCOM. En effet, les déplacements sont les plus élevés si le STATCOM est connecté à un des noeuds des zones A et D et de la ligne connectant ces deux zones.

Afin de tenter de mettre en évidence les phénomènes d'interaction générés par l'insertion du STATCOM, un court-circuit fugitif a été simulé sur la ligne d'interconnexion reliant les zones B et C. Les figures A5.23, A5.24 et A5.25 donnent les réponses temporelles obtenues pour le réseau seul et pour le réseau avec STATCOM selon deux positions différentes du dispositif FACTS.



Figure A5.25 - Transit de puissance depuis la zone C vers la zone D suivant le temps

Il apparaît que l'état d'équilibre n'est retrouvé qu'après 85 secondes lorsque le STATCOM est inséré sur le noeud BC2 contre 35 secondes pour le réseau seul.

Lorsque le STATCOM est connecté sur le noeud D1, c'est-à-dire un noeud qui présentait un fort indice de sensibilité pour les trois modes inter-régions, l'état d'équilibre n'est toujours pas atteint après plus de 100 secondes. Les phénomènes d'interaction sont en effet plus violents lorsque le dispositif FACTS est inséré sur ce noeud.

Cependant, ces résultats sont à prendre avec précaution. En effet, nous sommes ici en présence de trois modes inter-régions, tous faiblement amortis et de fréquence très proches. Par conséquent, il est impossible de les distinguer les uns des autres dans le cadre de simulations temporelles. Les phénomènes oscillatoires relevés ici sont une combinaison de ces trois modes.

• Indices globaux de sensibilité

Comme pour le réseau test 4 machines 2 zones, les indices globaux ont été déterminés avec et sans pondération. Cette pondération a été effectuée depuis les taux d'amortissement de chaque mode.

Les figures A5.26 et A5.27 donnent respectivement les indices globaux pondérés et non pondérés pour chaque noeud du réseau.

Dans le cas de l'utilisation d'une pondération, les indices les plus élevés sont obtenus pour les noeuds des zones A et D. Au contraire, les indices les plus faibles sont obtenus pour les noeuds de la ligne d'interconnexion entre les zones B et C. Nous retrouvons donc ici des résultats proches de ceux que nous avions relevés pour les modes d'oscillation inter-régions (en particulier pour les deux derniers modes présentés précédemment). Ces modes, les plus faiblement amortis, ont un poids très fort et sont par conséquent prédominants dans le calcul de l'indice global.



Figure A5.26 - Indices globaux pondérés de sensibilité pour chaque noeud



Figure A5.27 - Indices globaux non pondérés de sensibilité pour chaque noeud

Par contre, les indices globaux non pondérés mettent en évidence que les phénomènes d'interaction seront les plus violents pour les noeuds A1, D1, C1 et B1, c'est-à-dire des noeuds de connexion de machines. De plus, les indices faiblissent lorsque l'on s'éloigne des machines. Ces indices mettent donc bien en évidence que les phénomènes d'interaction seront les plus violents pour un STATCOM connecté proche des machines en raison des interactions entre le dispositif FACTS et les régulations des machines.

Si l'utilisation des indices pondérés nous permet de nous mettre en garde de phénomènes d'interaction via les modes les plus proches de l'instabilité (et qui, par conséquent, peuvent entraîner une instabilité), les indices pondérés reflètent mieux la réalité des phénomènes d'interaction. L'utilisation en parallèle des deux indices peut donc être envisagée de façon à cerner d'une part les positionnements générant les plus violents phénomènes d'interaction et d'autre part les positionnements qui peuvent porter le plus à l'instabilité de par des phénomènes d'interaction sur des modes très faiblement amortis.

## A5.3 - Application au réseau réel 29 machines

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.57±j10.47

Ce mode est un mode électromécanique local qui voit s'opposer les machines EMER152 et INTE43 (partie nord-est du système).



Figure A5.28 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

Les indices de sensibilité sont élevés pour les noeuds 160 et 156, c'est-à-dire les noeuds les plus proches des 2 machines concernés par ce mode local. De plus, les indices des noeuds 156 et 94 sont un peu plus élevés que ceux des autres noeuds. Ces deux derniers noeuds sont eux aussi contenus dans la partie nord-est du réseau.



Figure A5.29 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Ici encore, la figure A5.29 donnant le déplacement des valeurs propres montre la corrélation existant entre les indices de sensibilité et la violence des phénomènes d'interaction dus à l'insertion du STATCOM. Des phénomènes d'interaction apparaissent donc via ce mode si le STATCOM est connecté à un noeud situé dans le nord-est.

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.49±j9.39

Ce mode est un mode électromécanique qui voit une forte participation des machines PARD142 et MOHA141, mais aussi de façon plus diffuse MIRA137, CAST38, HAYN41... Il concerne par conséquent la partie sud du réseau.



Figure A5.30 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

La figure A5.30 donne les indices de sensibilité liés à ce mode pour les différents noeuds "témoins" de cette étude. Les indices de sensibilité sont ici non négligeables pour un grand nombre de noeuds. Ces noeuds sont tous situés dans la zone sud du système étudié.



Figure A5.31 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

A l'examen de la figure A5.31, il apparaît que le déplacement des valeurs propres associées au mode étudié ici est effectivement remarquable pour l'ensemble des noeuds présentant un indice de sensibilité non négligeable, soit les noeuds de la zone sud. Ici encore, la corrélation entre indices de sensibilité et violence des phénomènes d'interaction est établie.

#### • Mode d'oscillation $\lambda$ =-10.84±j5.04

Ce mode est lié aux régulations de tension des machines DIAB98, PARD142, MIRA137, ELDO131, NAVA11 et MOHA141. Toutes ces machines sont dans la partie sud du système.



Figure A5.32 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

Les indices de sensibilité se révèlent élevés pour les noeuds contenus dans la partie sud du réseau, c'est-à-dire dans la zone qui contient les machines participant à ce mode d'oscillation.



Figure A5.33 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Le déplacement des valeurs propres du mode suite à l'insertion du dispositif FACTS est donné figure A5.33. Ce déplacement, reflétant la violence des phénomènes d'interaction, est notable pour les noeuds de la zone sud. Cependant, ces déplacements ne sont pas toujours proportionnels à la valeur des indices de sensibilité, comme c'est le cas pour le noeud voyant le plus fort indice de

sensibilité. Cela peut être dû, comme nous l'avions signifié précédemment, au fait que le déplacement des valeurs propres tel que nous l'avons défini ne reflète pas le chemin parcouru par les valeurs propres. Les déplacements ne sont ainsi pas exactement représentatifs de la violence des phénomènes d'interaction.

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.19±j7.28

Ce mode, de type électromécanique, voit les machines NAUG155, EMER152 et INTE43 osciller les unes contre les autres. Ces machines sont dans la partie nord-est du système et sont toutes trois à un niveau de tension de 345 KV.



Figure A5.34 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

Les indices de sensibilité de ce mode, donnés par la figure A5.34, sont non nuls pour les noeuds appartenant à la zone des machines précitées. L'indice est maximal pour le noeud 154, c'est-à-dire le noeud de connexion de la machine NAUG155.

Le déplacement des valeurs propres associées au mode étudié ici est maximal pour le noeud 154, comme cela était attendu après examen des indices de sensibilité. Enfin, les valeurs propres ne migrent presque pas lorsque le STATCOM est connecté à un noeud à indice de sensibilité quasi-nul.


Figure A5.35 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.13±j5.34

Il s'agit d'un mode inter-régions voyant la participation principalement des machines CANA28, NORT74 et TEVA111, mais aussi de NAUG155, JOHN72, EMER152 ou encore INTE43. Ce mode d'oscillation concerne donc la moitié nord du système.



Figure A5.36 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

Il apparaît à la lecture de la figure A5.36 que les indices de sensibilité sont élevés pour les noeuds de cette moitié nord, et en particulier pour les noeuds du nord-ouest et de façon plus surprenante pour le noeud 3. Ce noeud est pourtant contenu dans une zone composée des machines CRAI4 et HAYD9 qui ne participent que très faiblement à ce mode inter-régions.



Figure A5.37 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Une fois encore, l'observation de la figure A5.37 permet de mettre en évidence la corrélation existant entre les indices de sensibilité et la violence des phénomènes d'interaction. En effet, les déplacements des valeurs propres liées au mode inter-régions sont nets pour les noeuds de la moitié nord. De plus, le déplacement est maximal pour le noeud 3, ce qui confirme les résultats obtenus avec les indices de sensibilité.

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.37±j5.30

Ce mode est un mode inter-régions qui concerne une nouvelle fois un grand nombre de machines de la moitié nord du système.



Figure A5.38 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

Contrairement à ce que l'on avait noté pour le mode d'oscillation précédent, l'indice maximal de sensibilité se dégage très nettement ici pour le noeud 3. Il s'agit du noeud de connexion des machines CRAI4 et HAYD9. Enfin, il apparaît que les noeuds de la moitié nord voient leurs indices plus élevés que ceux de la moitié sud.



Figure A5.39 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Le calcul du déplacement des valeurs propres confirme les résultats obtenus par les indices de sensibilité. En effet, le déplacement est très nettement maximal pour le noeud 3. De plus, comme attendu, les déplacements sont plus importants lorsque le STATCOM est connecté à un noeud de la moitié nord.

• Mode d'oscillation  $\lambda$ =-0.10±j2.60

Ce mode est un mode électromécanique voyant les machines CMAI33 et MONT63 osciller l'une contre l'autre (extrême nord-est du réseau).



Figure A5.40 - Indices de sensibilité du mode d'oscillation suivant les noeuds du réseau

Les indices de sensibilité se révèlent logiquement élevés pour les noeuds 31 et 64, c'est-à-dire les 2 noeuds situés dans la zone des machines participant au mode électromécanique. Plus étonnant, l'indice de sensibilité du noeud 3 se révèle non nul, et ce bien que ce noeud soit éloigné des machines CMAI33 et MONT63.



Figure A5.41 - Déplacement des valeurs propres suivant le noeud d'insertion du STATCOM

Les déplacements des valeurs propres associées au mode auquel nous nous intéressons sont donnés figure 59. Si elle confirme que des phénomènes d'interaction apparaissent bien lorsque le STATCOM est connecté au noeud 31 ou au noeud 64, elle confirme aussi que l'insertion du STATCOM sur le noeud 3 entraîne des phénomènes d'interaction.

• Indices globaux de sensibilité

Comme pour les deux réseaux test, les indices globaux ont été déterminés avec pondération (figure A5.42) et sans pondération (figure A5.43). Dans le premier cas, la pondération a été établies suivant le taux d'amortissement des modes. Cependant, dans le cas des trois modes instables, nous avons du réajuster ces pondérations de façon à ne pas avoir des pondérations négatives. Ainsi, les pondérations des modes instables ont été fixées égales à la plus forte pondération obtenue depuis les modes stables. Cela donne donc un poids maximal aux modes instables.

Depuis la figure A5.42 (indices pondérés), il apparaît que l'indice est maximal pour le noeud 3, c'est-à-dire le noeud de connexion des machines CRAI4 et HAYD9). Ce noeud présentait des indices modaux maximaux dans de nombreux cas (dont trois modes présentés ici, le premier étant le mode le plus instable et les deux autres étant des modes inter-régions faiblement amortis). Il n'est donc pas surprenant de le voir présenter ici l'indice maximal.

Les noeuds 31 et 64, situés à l'extrême nord-ouest, présentent eux aussi des indices élevés. Ces noeuds sont dans la zone concernée par des modes faiblement amortis et par le mode inter-régions instable. Enfin, les indices des noeuds 94, 21, 129 et 154 sont compris entre 0.09 et 0.3.



Figure A5.42 - Indices globaux pondérés de sensibilité pour chaque noeud

Le noeud 94 est sur la seule ligne d'interconnexion entre le nord-est et le nord-ouest du réseau. Il "voit " par conséquent de nombreux modes dont certains sont faiblement amortis.

Le noeud 154 est sur la ligne de connexion de la machine NAUG155. Ce noeud présentait un indice modal maximal pour le mode d'oscillation électromécanique concernant les machines NAUG155, EMER152 et INTE43 (mode d'oscillation présenté précédemment). Ce mode est parmi les modes les plus faiblement amortis et bénéficie par conséquent d'un fort poids dans le calcul de l'indice global pondéré. Enfin, les noeuds 21 et 129 sont proches de la machine PALO13 qui génère de par sa régulation de tension un mode instable. Nous voyons par conséquent rejaillir de ces indices pondérés les modes les plus faiblement amortis et les modes instables.



Figure A5.43 - Indices globaux non pondérés de sensibilité pour chaque noeud

La figure A5.43 donne, quant à elle, les indices déterminés sans pondération. L'indice maximal est désormais obtenu pour le noeud 94. Ce noeud est sur la seule ligne d'interconnexion entre les zones du nord-est et du nord-ouest. De plus, les indices sont de l'ordre de 0.4 pour les noeuds 3 et 154, qui sont des noeuds de connexion de machines de la zone nord-est, et de l'ordre de 0.2 pour les noeuds 31 et 64, qui sont à l'extrême nord-ouest. L'insertion du STATCOM sur ces noeuds résulterait en l'apparition d'interaction (ou plus certainement l'accentuation) de phénomènes d'interaction liés aux machines de l'extrême nord-est et du nord ouest.

Par contre, les indices relevés pour les noeuds de la zone sud sont les plus faibles, témoignant de faibles phénomènes d'interaction dans le cas de l'insertion d'un STATCOM sur ces noeuds.



L'augmentation des transits de puissance dans les réseaux d'énergie électrique ainsi que les contraintes environnementales ont conduit à l'introduction des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) pour l'amélioration de l'exploitation des réseaux. Ces dispositifs sont capables de remplir diverses fonctions comme le maintien de la tension, le contrôle des flux de puissance, l'amélioration de la stabilité du réseau, l'augmentation de la puissance transmissible maximale, etc. De plus, grâce à leur temps de réponse rapide, ils sont apparus comme des outils efficaces pour l'amortissement des oscillations électromécaniques très basses fréquences. Cette nouvelle fonction des dispositifs FACTS est d'autant plus importante que les réseaux mondiaux sont de plus en plus interconnectés, donc sensibles aux oscillations électromécaniques inter-régions. Cependant, le recours à de nombreux dispositifs FACTS dans un réseau nécessite d'étudier attentivement les éventuels problèmes d'interaction de régulation des dispositifs FACTS entre eux, mais aussi avec les autres éléments du réseau.

Le travail réalisé dans le cadre de cette thèse traite des phénomènes dynamiques liés aux problèmes d'interaction résultant de l'insertion d'un ou plusieurs dispositifs FACTS shunt. Des indices de sensibilité et d'influence sont définis depuis les concepts de commandabilité et d'observabilité respectivement afin de prévoir l'importance des phénomènes d'interaction liés à l'insertion d'un dispositif FACTS et d'identifier les zones d'influence du dispositif FACTS. Ces indices sont appliqués à un réseau test 2 zones 4 machines et à un réseau réel simplifié 29 machines. Deux méthodes de coordination (méthode de type « minimax » et méthode linéaire quadratique décentralisée) sont mises en œuvre pour coordonner les dispositifs FACTS entre eux et avec les stabilisateurs de puissance (PSS - Power System Stabilizer) dans le réseau test 2 zones 4 machines.

Mots Clés : dispositifs FACTS, STATCOM, PSS, interaction de régulation, étude dynamique, coordination, méthode « minimax », méthode linéaire quadratique décentralisée, observabilité, commandabilité, indices de sensibilité, indices d'influence

Power flow increase and environmental constraints in power systems have led to FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices insertion in order to improve the power system exploitation. These devices are able to carry out some functions such as the voltage support, the power transfer control and the increase of power transfer capability. Moreover, due to their fast response time, they are an efficient tool for damping low frequency oscillations. This new FACTS devices application is important as power systems are more and more interconnected and thereby more sensitive to inter-area electromechanical oscillations. However, the recourse to several FACTS devices in a power system requires the careful study of the possible controller interaction phenomena between FACTS devices and with others system elements.

This thesis deals with the analysis and resolution of dynamic phenomena due to interaction problems resulting from the insertion of one or several shunt FACTS devices. Sensitivity and influence indices are defined from the controllability and observability notions, respectively, in order to preview the interaction phenomena importance due to a FACTS device insertion, and to identify the influence areas of a FACTS device. These indices are applied to a two-area four-machine test system and to a simplified real 29-machine power system. Two coordination methods (« minimax » method and decentralized linear quadratic method) are used to coordinate the FACTS devices themselves and a FACTS device and PSS (Power System Stabilizer) in the two-area four-machine test system.

Keywords: FACTS devices, STATCOM, PSS, controller interaction, dynamic study, coordination, « minimax » method, decentralized linear quadratic method, observability, controllability, sensitivity indices, influence indices