



HAL
open science

Mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux

Kérim Mekki

► **To cite this version:**

Kérim Mekki. Mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2002. Français. NNT : . tel-00491388

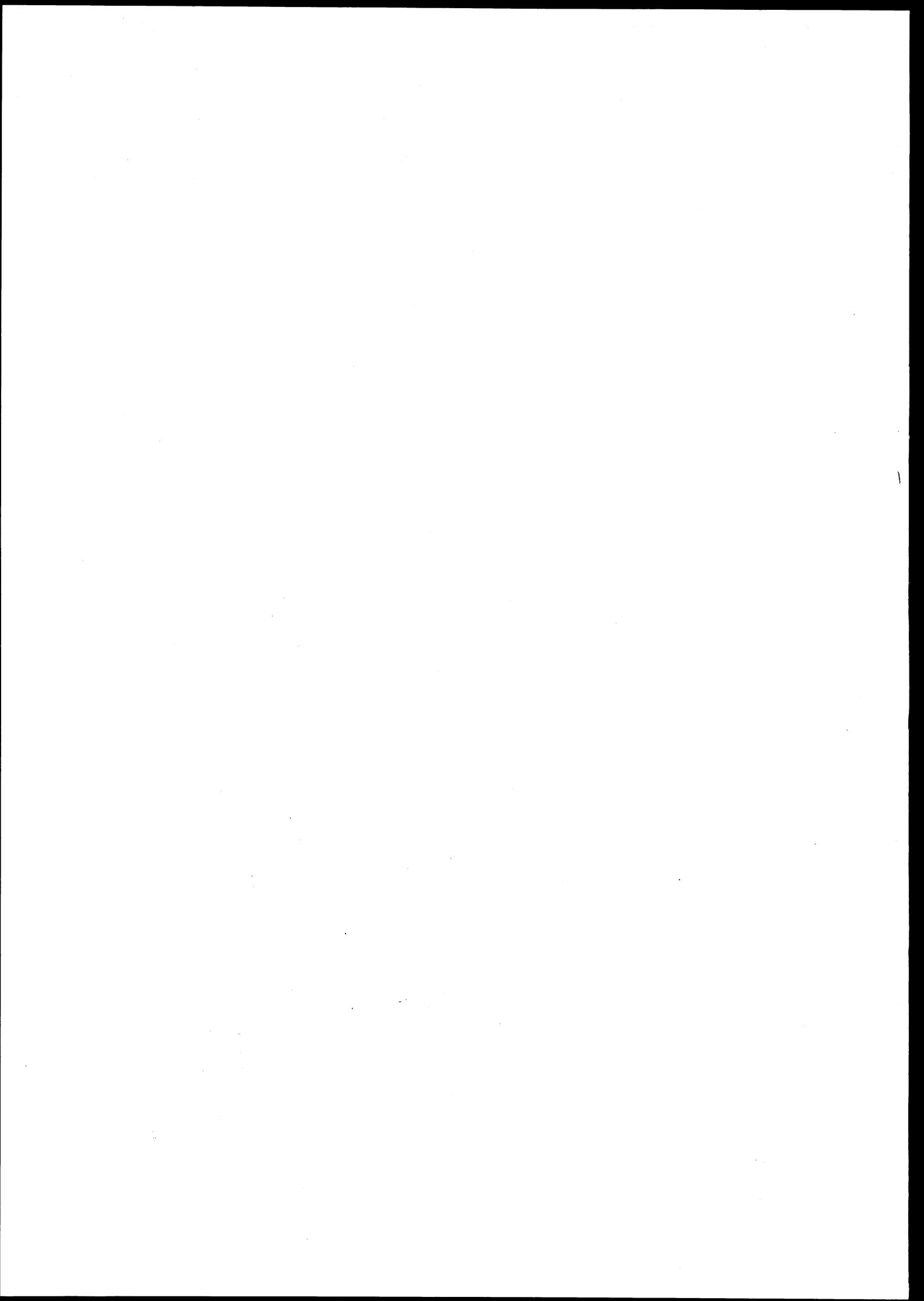
HAL Id: tel-00491388

<https://theses.hal.science/tel-00491388>

Submitted on 11 Jun 2010

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.



AVANT-PROPOS

Ce travail de thèse a fait partie d'un contrat de recherche sous l'égide de la *Fédération Elesa* entre le *Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble* et le *Laboratoire d'Automatique de Grenoble*, tous deux rattachés à l'*Institut National Polytechnique de Grenoble*.

J'adresse de respectueux remerciements à M. Jean-Paul HAUTIER, Professeur à l'*Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers*, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse et d'avoir été l'un de mes rapporteurs, ainsi qu'à M. Lamine MILI, Professeur à *Virginia Tech*, pour sa participation à mon jury de thèse et pour avoir accepté d'être l'un de mes rapporteurs.

Pour l'encadrement cette thèse, je tiens à remercier :

M. Nouredine HADJ SAID, Professeur à l'*Institut National Polytechnique de Grenoble*, pour la direction de mes travaux de thèse, pour sa confiance concernant la présentation de nos travaux lors de conférences, et enfin pour ses nombreuses corrections de ce mémoire.

M. René FEUILLET, Professeur à l'*Institut National Polytechnique de Grenoble*, pour la direction de mes travaux, plus particulièrement à leurs débuts.

M. Didier GEORGES, Professeur à l'*Institut National Polytechnique de Grenoble*, pour l'orientation de mes travaux dans leur côté le plus obscur pour moi : l'Automatique.

Il est impossible de citer toutes les personnes que j'ai côtoyées, tant le laboratoire est grand, pourtant, j'aimerais citer :

M. Jean Pierre ROGNON, Directeur du *LEG*, et M. Marcel IVANES, éminent Directeur de l'*Ecole Doctorale du LEG*, pour leur accueil dans ce laboratoire. Je veux également remercier M. Daniel ROYE, l'actuel chef de notre (« glorieuse », faut-il encore le rappeler) *Équipe Systèmes et Réseaux Électriques*.

Un énorme merci à Sami AMMARI et à Aaron F. SNYDER - dont mes travaux succèdent aux siens - pour avoir eu la gentillesse et la patience de me transmettre leur immense savoir sur le "maniement" des correcteurs et des techniques LMI.

Merci de même à Stefan STERPU et à Olivier RICHARDOT pour leurs travaux sur mon sujet,

pour m'avoir fréquemment « collé », et pour vos apports. Merci aussi à Yvon BESANGER pour nos discussions techniques ou non techniques.

Je remercie très chaleureusement tout le service informatique et le service administratif, pour votre amitié, et pour m'avoir - à chaque fois - secouru dans mes innombrables déboires dans l'impitoyable jungle « administrativo-informatique » dans laquelle tentent de survivre le thésard moderne ; et plus particulièrement Patrick EUSTACHE, Patrice LABIE, Etiennette CALLEGHER, Florence FRANCOIS, Patrick GUILLOT, Jacques DAVOINE, Monique BOIZART, Danielle COLLIN et Elise RIADO.

Mais cette thèse, c'est également quelque part, un peu (beaucoup?) :

Adrien BRET, Afef LEBOUC, Ali ABAKAR, Antoine ARNOULD, Aktham ASFOUR, Benoît FROIDUROT, Bruno MALLET, Catherine SOULIOL, Christophe CARTIER-MILLION, Christophe HERAULT, Claire BORDIER, Damien DE BENEDETTIS, Daniel PERSONNAZ, Delphine RIU, Ethel DAMES, Fabien FAURE, Fleur JANET, Franck PERIGNON, Frédérique LEYDIER, Frédéric BLOCH, Gérald CLAEYS, Grégory BEUNEU, Isabelle LE MAITRE, Ivan Le GALLO, Jean-Daniel ARNOULD, Jean-Louis COULOMB, Jean-Marc SEPTI, Jean-Paul VIGNON, Julien BOYER, Julien MILLES, Laurent CROUZET, Laetitia RAVEL, Lionel CONTASSOT, Lionel MAUBRE, Magalie BRUNO, Mathieu PICARD, Marie-Thérèse GRASSANO, Michaël JOAN, Monsieur GUINOLAS (mon Professeur de Physique de 4^{ème} !), Olivier CHADEBEC, Olivier DEFOUR, Orphée CUGAT, Patrice FERRAND, Patricia NELLI, Pierrick VERILHAC, Remi BERTA, Romain GIRAUD, Singva MA, Serge RICHARD, Sophie ARNOULD, Sophie MARZAC, Les SOBOTTA et les PLOTTIER, Stéphane CATELLANI, Sylvain GAME, Sylvie FRANCKES, Vincent DESCOTE-GENON, Yann LE FLOCH, mes élèves de l'IEG qui m'ont "subi" mais qui m'ont appris beaucoup, le très aimable service scolarité de l'ENSIEG, l'Institut Gymnique et ses habitués, l'ADLEG, la "pot crew" (notamment Jd), et tous les autres que j'ai pu malencontreusement oublier...

Un grand merci particulier à Vincent ERRICO.

Obviously, huge heaps of thanks to my ozzie Michelle...

Et surtout, surtout, surtout, surtout... les meilleurs pour la fin, ceux à qui je dois absolument tout:
mes parents évidemment!!!!

TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS	1
TABLE DES MATIERES.....	3
LEXIQUE.....	7
INTRODUCTION	9
CHAPITRE I	13
LES OSCILLATIONS DE PUISSANCE ET LES INTERACTIONS : CONTEXTE ET MESURES SYNCHRONISÉES	13
1.1. <i>De l'utilisation des mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux</i>	13
1.2. <i>Les oscillations inter-régions</i>	14
1.2.1. Description du phénomène	14
1.2.2. Intérêt de l'amortissement des oscillations inter-régions	17
1.3. <i>Mesures synchronisées par GPS</i>	17
1.4. <i>Interactions de régulation</i>	21
1.5. <i>Conclusion</i>	25
CHAPITRE II.....	27
LES MODÈLES DE RÉSEAUX ET DE LEURS CORRECTEURS	27
2.1. <i>Modélisation mathématique</i>	27
2.1.1. Le réseau	27
2.1.2. Les correcteurs.....	32
2.2. <i>Théorie des petits signaux</i>	40
2.2.1. Stabilité du système	42
2.2.2. Vecteurs propres et matrices modales.....	43
2.2.3. Facteurs de participation.....	43
2.2.4. Forme modale	44
2.2.5. Commandabilité et observabilité.....	44
2.2.6. Résidus.....	45
2.2.7. Linéarisation des équations d'état.....	46
2.3. <i>Conclusion</i>	47
CHAPITRE III	49
LES MÉTHODES DE DIMENSIONNEMENT DES CORRECTEURS	49
3.1. <i>Généralités sur les méthodes de dimensionnement des correcteurs</i>	49
3.2. <i>Méthode linéaire classique : la méthode des Résidus</i>	51

3.3. Méthode LMI : la méthode des Inégalités Matricielles Linéaires	54
3.3.1. Présentation générale de la méthode LMI.....	54
3.3.2. Dimensionnement par LMI d'une boucle de contrôle de puissance	57
3.3.3. Réduction de l'ordre	60
3.3.4. Placement de pôles sous LMI	62
3.4. Méthode non-linéaire : les méthodes utilisant les fonctions de Lyapunov	63
3.5. Conclusion	66
CHAPITRE IV	67
LES MESURES SYNCHRONISÉES ET LES LMI CONTRE LES OSCILLATIONS INTER-RÉGIONS.....	67
4.1. Le réseau 4 machines : description du réseau	68
4.2. Un correcteur PSS dans le réseau de 4 machines	70
4.2.1. Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée	70
4.2.2 Performance des différents correcteurs : Essai du modèle polytopique.....	72
4.2.3 Performance des différents correcteurs : un correcteur LFC (technique LMI contre technique des Résidus)	75
4.2.4 Performance des différents correcteurs : un correcteur RFC (signaux lointains contre signaux locaux).....	78
4.3. Les dispositifs FACTS dans le réseau de 4 machines : le STATCOM.....	80
4.3.1 Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée du STATCOM.....	80
4.3.2. Performance des différents correcteurs STATCOM (technique LMI contre technique des Résidus).....	82
4.4. Robustesse des correcteurs, simulations dynamiques	84
4.4.1. Simulations dynamiques.....	84
4.4.2. Robustesse des correcteurs	85
4.5. Les dispositifs FACTS dans le réseau de 4 machines : le SVC	96
4.5.1 Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée du SVC.....	96
4.5.2. Performance des différents correcteurs: techniques LMI contre technique non-linéaire	97
4.5.3. Robustesse des correcteurs, essais dynamiques	99
4.6 Robustesse des correcteurs pour d'autres configurations du réseau	105
4.6.1 Première configuration	105
4.6.2 Seconde configuration	105
4.7. Le réseau de 29 machines : description du réseau.....	107
4.8. Un correcteur PSS dans le réseau de 29 machines.....	110
4.8.1 Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée du PSS.....	110
4.8.2. Performance des différents correcteurs PSS	112
4.8.3 Robustesse du correcteur à la variation de charge	117
4.9 Conclusions	119
CHAPITRE V	121
LES MESURES SYNCHRONISÉES ET LES LMI CONTRE LES INTERACTIONS DE RÉGULATION	121
5.1. Premier exemple d'interactions de régulation dans le réseau de 4 machines.....	121
5.1.1. Description des correcteurs en place.....	121
5.1.2. Interactions de régulation entre SVC et LFC : influence sur les performances des correcteurs.....	123
5.1.3. Interactions de régulation entre SVC et LFC : robustesse des correcteurs et simulations dynamiques	125
5.2. Deuxième exemple d'interactions de régulation dans le réseau de 4 machines.....	130
5.2.1. Description des correcteurs en place.....	130

5.2.2. Interactions de régulation entre STATCOM et LFC.....	131
5.2.3. Un correcteur MIMO utilisant des signaux d'entrée lointains contre les interactions de régulation.....	132
5.2.4. Interactions de régulation entre SVC et LFC : robustesse des correcteurs et simulations dynamiques.....	136
5.3. <i>Cas d'interactions de régulation dans le réseau de 29 machines</i>	142
5.3.1. Description des correcteurs en place.....	142
5.3.2. Interactions de régulation entre STATCOM et RFC.....	146
5.3.3 Interactions de régulation entre STATCOM et RFC : simulations dynamiques	149
5.4 <i>Conclusions</i>	150
CONCLUSIONS	153
PERSPECTIVES	155
BIBLIOGRAPHIE	157
ANNEXE A	161
RÉALISATION DU DÉTECTEUR DE PERTES DE SIGNAL – COMMUTATEUR, ADAPTÉ AU PSS	161
ANNEXE B	165
DÉTAIL DES ÉQUATIONS D'ÉTAT	165
ANNEXE C	167
LOGICIELS UTILISÉS	167
<i>C.1. EUROSTAG : un logiciel d'étude dynamique des réseaux</i>	167
<i>C.2. MATLAB : un logiciel de calculs mathématiques</i>	167
ANNEXE D	168
DÉTAIL SUR LE RÉSEAU DE 4 MACHINES	168
<i>D.1. Le réseau test de 4 machines</i>	168
<i>D.2. Le réglage des correcteurs du réseau test de 4 machines</i>	171
ANNEXE E	176
CONSOMMATIONS DES CHARGES LORS DE TESTS DE ROBUSTESSE	176
<i>E.1. Dans le réseau 4 machines</i>	176
<i>E.2. Dans le réseau 29 machines</i>	181
ANNEXE F	182
DÉTAIL SUR LE RÉSEAU DE 29 MACHINES	182
<i>F.1. Données des nœuds (charges, compensation réactive, ...)</i>	182
<i>F.2. Données des générateurs</i>	184
<i>F.3. Données des lignes</i>	184
<i>F.4. Données des transformateurs</i>	187
<i>F.5. Réglages des correcteurs</i>	188

LEXIQUE

De nombreux sigles sont fréquemment utilisés dans ce mémoire de doctorat. Ce lexique regroupe les principaux d'entre eux.

AVR	:Automatic Voltage Regulator (régulateur de tension d'une machine synchrone)
FACTS	:Flexible AC Transmission System (injecteur de puissance réactive)
GPS	:Global Positioning System (système de satellites qui émet des signaux de synchronisation de grande précision)
GTO	:Gate Turned Off (thyristor à ouverture par gachette)
LFC	: Local Feedback Controller (correcteur PSS - voir définition ci-dessous - ayant en entrée que des signaux « locaux »)
LMI	:Linear Matrix Inequalities (méthode de synthèse qui utilise la technique des Inégalités Matricielles Linéaires)
MIMO	:Multiple Input Multiple Output (correcteur qui possède plusieurs signaux d'entrée et plusieurs signaux de sortie)
PMU	:Phasor Measurement Unit (dispositif de mesure de la tension et de son déphasage, du courant et de son déphasage, et de la fréquence, en un point donné, par rapport à un signal de référence synchronisé par les satellites GPS)
PSS	:Power System Stabilizer (correcteur qui compense les oscillations électromécaniques d'une machine)
RFC	:Remote Feedback Controller (correcteur PSS - voir définition ci-dessus - qui possède au moins un signal d'entrée dit « lointain », qui peut être mesuré par un PMU - voir définition également ci-dessus)
SPM	:Synchronised Phasor Measurement (mesures de phases synchronisées - du module et de l'angle d'une grandeur du réseau - calculées par un PMU)
SVC	:Static Var Compensator (Compensateur Statique d'énergie Réactive, c'est un injecteur de puissance réactive de type "shunt")
STATCOM	:STATIC COMPensator (Compensateur Statique d'énergie Réactive de type avancé, c'est un injecteur de puissance réactive de type "shunt")

INTRODUCTION

Aujourd'hui, les grands réseaux électriques fonctionnent de plus en plus près de leur limite de stabilité. Face aux nombreuses contraintes économiques, politiques et techniques actuelles, les opérateurs de réseaux sont constamment confrontés au problème du maintien de la sécurité de l'ensemble du système de puissance. De plus, diverses perturbations telles que les courts-circuits, les pertes dans les lignes, les pertes d'ouvrages (lignes, générateurs, transformateurs, ...) et les aléas de consommation peuvent affecter les réseaux à tout instant et peuvent, dans certains cas, les amener en dehors de leurs régions de stabilité. Les moyens de contrôle classiques des réseaux permettent souvent de maintenir ces derniers stables. Cependant, compte tenu de la variété des conditions, des schémas d'exploitation, et de la sévérité des incidents, les équipements de commande actuellement installés sur les réseaux peuvent s'avérer trop limités et insuffisants pour répondre efficacement aux diverses perturbations. Face à cette situation, les opérateurs de réseaux cherchent à en optimiser le fonctionnement en améliorant par exemple les capacités de transport des équipements existants tout en maintenant un niveau de sécurité satisfaisant. En effet, cela peut s'avérer économiquement très important dans le contexte de dérégulation des marchés de l'énergie qui crée un contexte plus concurrentiel qu'auparavant. Ainsi, des structures de commande nouvelles et bien adaptées à ce problème peuvent constituer un élément de réponse pour améliorer les performances générales des réseaux de puissance.

Malgré le savoir-faire des opérateurs, la complexité même des réseaux peut altérer leur bon fonctionnement. En effet, une fois que les réseaux atteignent une taille relativement grande, pour des raisons économiques et de sécurité ils sont reliés entre eux par des lignes d'interconnexion. Or ces interconnexions, même si elles sont fiables, peuvent poser des problèmes de stabilité dynamique par la manifestation d'oscillations inter-régions à de très faibles fréquences (oscillations électromécaniques spontanées de 0,1 à 1,0 Hz). Ces oscillations correspondent à un groupe de machines cohérentes oscillant en opposition de phase avec un (ou plusieurs) autres groupes de machines. Il existe d'autres types d'oscillations dans les réseaux : les oscillations « locales » - où une machine oscille contre une autre machine du même groupe ou contre le réseau - et les oscillations sous-synchrones - où les modes mécaniques de la machine sont excités. Dans cette thèse, nous ne nous intéressons qu'aux oscillations « locales » et « inter-

régions ». Ces oscillations limitent le fonctionnement des réseaux en régime permanent et peuvent causer des instabilités en régime perturbé.

Les solutions à ce problème ont été soit l'addition d'une boucle de commande au niveau de certains régulateurs de tension des générateurs, appelée « stabilisateur de puissance » (ou PSS pour *Power System Stabilizer*) permettant de les amortir, soit l'addition d'une boucle de commande au niveau d'un injecteur de puissance réactive (les dispositifs « FACTS » pour *Flexible AC Transmission System*). En utilisant des signaux « proches » d'un correcteur (dit signaux « locaux »), un réglage relativement performant sur une grande plage de points de fonctionnement du réseau peut être trouvé. Cette solution est peu coûteuse et performante dans certaines conditions de fonctionnement des réseaux. Cependant, ces correcteurs « locaux » sont limités en performance par leur vision « locale » du réseau en particulier pour ce qui est des oscillations inter-régions. En effet, du fait même de la nature de ces oscillations, des informations sur les diverses portions de réseaux ou machines participant à ces oscillations, si elles sont disponibles, peuvent être utilisées pour une meilleure « vision » du réseau. Ceci devrait contribuer à un meilleur amortissement de ces oscillations.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéressons précisément au développement de ce type de correcteur utilisant des signaux provenant des autres régions du réseau (donc « distants » ou « lointains »). Ces correcteurs offrent de meilleures performances pour l'amortissement de ce type d'oscillations. L'addition des mesures synchronisées (ou *SPM* pour *Synchronized Phasor Measurements*) dans les boucles de commande nécessite aussi des algorithmes de calcul avancés pour faire face aux contraintes de robustesse et de performance que nous souhaitons définir pour le correcteur. Nous proposons dans cette thèse l'inclusion de ces contraintes sous la forme d'inégalités matricielles linéaires (*LMI* pour *Linear Matrix Inequalities*).

Une autre conséquence de la dérégulation du marché électrique et de sa plus grande soumission à la loi de l'offre et de la demande, est une diminution de la coordination entre les différents correcteurs d'un réseau. De plus, dans les réseaux de transports, le nombre de correcteurs est en forte augmentation (par conséquent la proximité entre correcteurs est également croissante), alors que la coordination entre eux n'est peut être plus une priorité. Or, plus des correcteurs individuellement dimensionnés sont proches et plus ils interagissent entre eux : ce phénomène est appelé « interactions de régulation ». Les conséquences de ce phénomène sont encore mal connues, les modèles de ce phénomène quasi inexistant, et les solutions peu nombreuses.

Néanmoins, nous savons que les interactions de régulation sont fréquemment néfastes, c'est à dire qu'elles dégradent la stabilité du réseau et ses performances (entre autres, soit en dégradant l'amortissement de modes oscillatoires, soit en créant de nouveaux modes oscillatoires peu amortis).

Nous allons utiliser la vision globale des signaux « lointains » et le dimensionnement de correcteurs par des techniques LMI, pour proposer une solution innovante à ces phénomènes d'interactions tout en garantissant des critères de performance et de robustesse des correcteurs similaires.

Cette thèse se focalise donc sur la conception de correcteurs utilisant des mesures synchronisées par GPS (pour *Global Positioning System*), dans un premier temps pour l'amortissement des oscillations dans les grands réseaux de transport et d'interconnexion, et dans un second temps pour la gestion des phénomènes « d'interactions de régulation » entre correcteurs.

La première partie développera les thèmes principaux traités dans cette thèse ainsi que leurs imbrications : à savoir les oscillations inter-régions, les mesures synchronisées par GPS, et les interactions de régulation.

La deuxième partie traitera de la modélisation des grands réseaux ainsi que des correcteurs AVR, PSS et des deux dispositifs FACTS utilisés : les STATCOM (pour *STATic COMPensator*) et les SVC (pour *Static Var Compensator*). Elle traitera également de la théorie « des petits signaux » qui permet d'exploiter le grand nombre d'équations différentielles non-linéaires qui décrivent les dynamiques des réseaux

La troisième partie développera les principales méthodes que nous utilisons pour dimensionner les correcteurs. Nous verrons dans un premier temps des notions générales sur le dimensionnement des correcteurs. Puis nous préciserons les techniques de dimensionnement par « Résidu », les techniques LMI et les techniques non-linéaire comme la technique de Lyapunov.

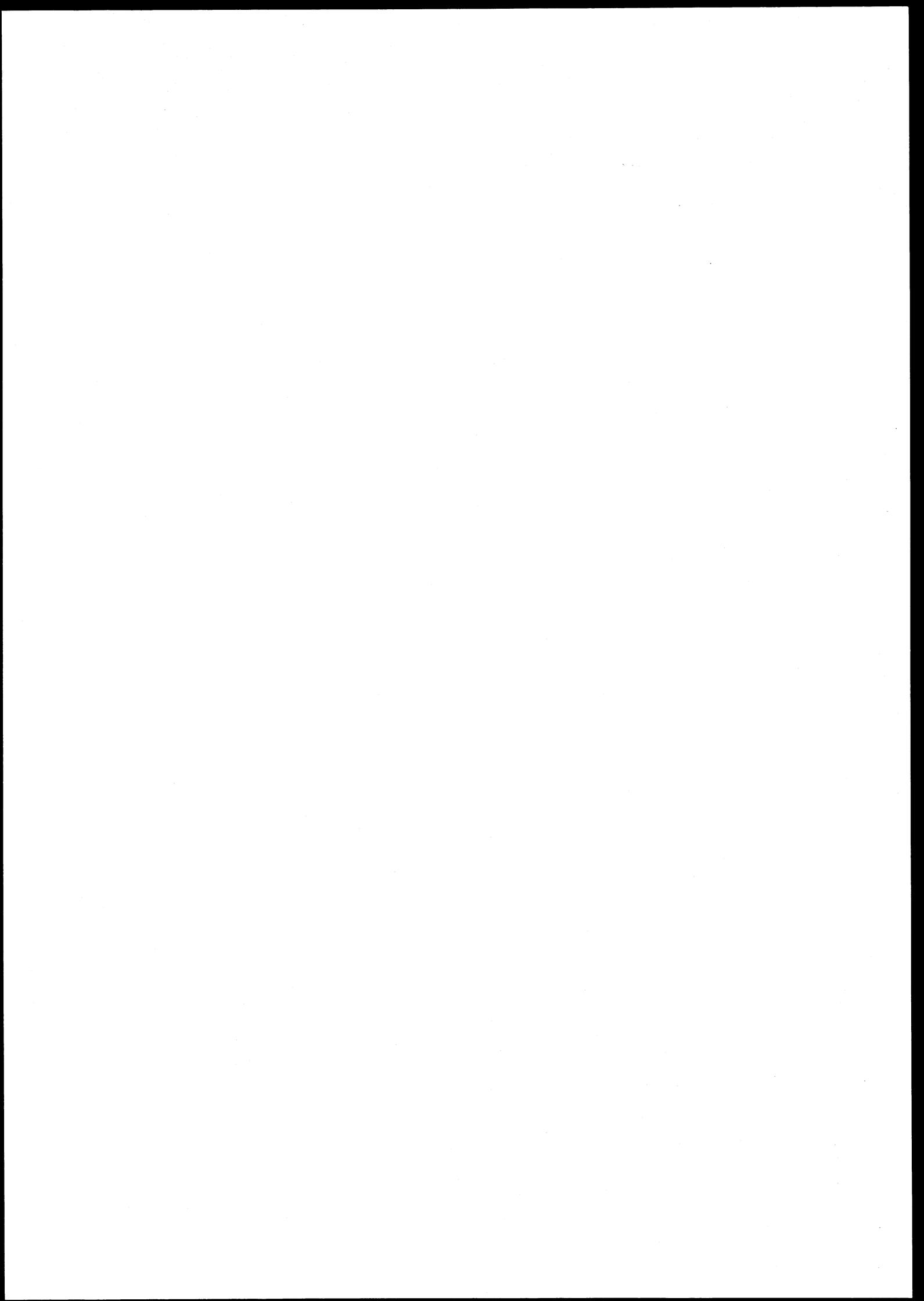
La quatrième partie développera les avantages de l'utilisation de signaux lointains et des techniques de dimensionnement LMI par rapport aux techniques de dimensionnement classiques. Une comparaison sera faite notamment entre les techniques de dimensionnement par Résidu et par LMI - cela pour un PSS puis pour un STATCOM - et également entre un correcteur local et

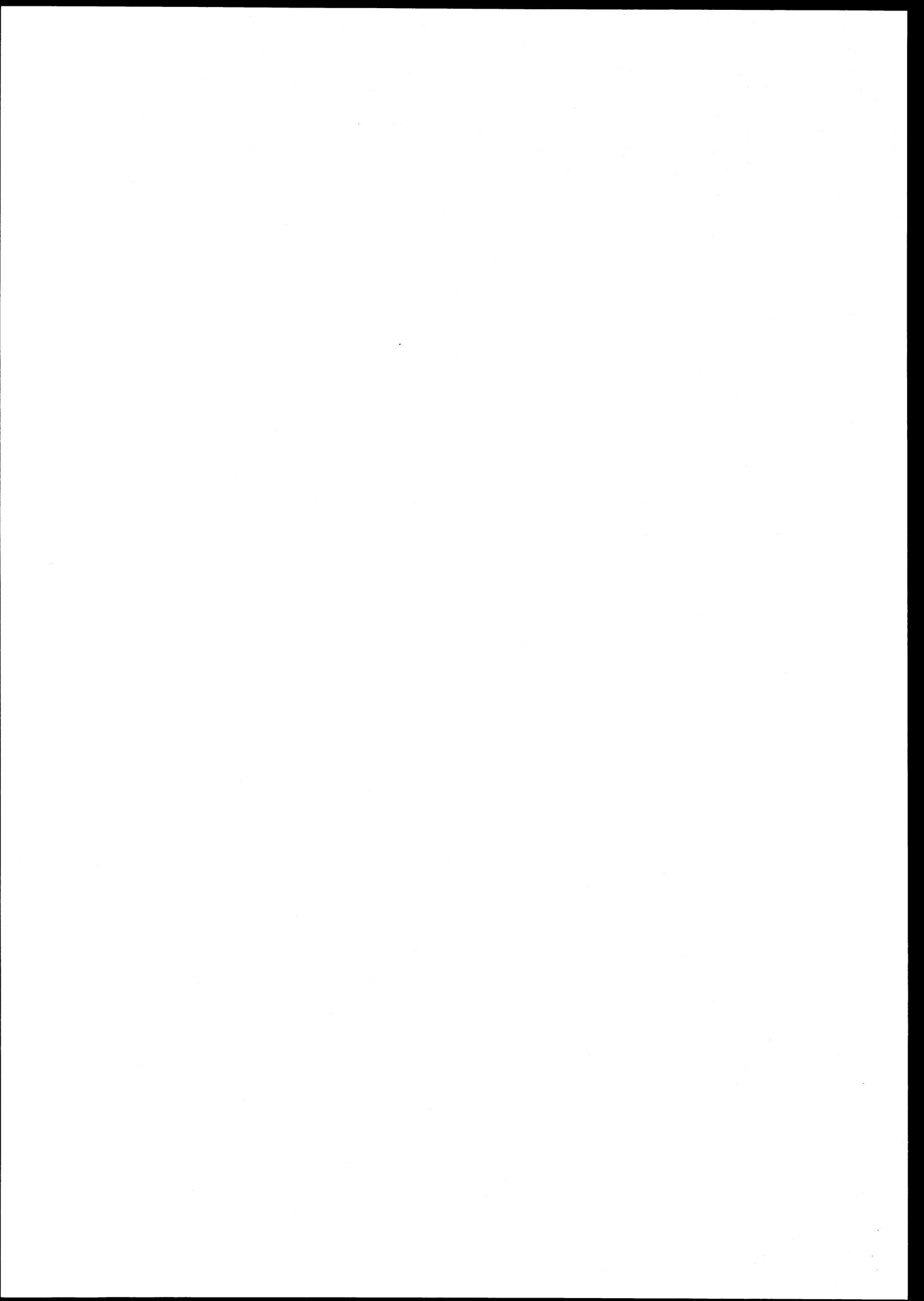
un correcteur lointain dimensionné avec les techniques LMI. Une comparaison entre les méthodes de dimensionnement linéaire et les méthodes de dimensionnement non-linéaire sera ensuite faite pour un SVC. Toutes ces comparaisons se feront tant au niveau de la performance qu'au niveau de la robustesse.

La cinquième partie présentera trois exemples d'interactions de régulation entre différents correcteurs individuellement dimensionnés. Une solution pour contrer ces interactions de régulation sera présentée pour l'un de ces cas.

Des conclusions et des perspectives sur ces travaux concluront ce mémoire.

Ce travail a été effectué au sein du Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble en collaboration avec le Laboratoire d'Automatique de Grenoble dans le cadre d'un contrat de recherche sous l'égide de la Fédération Eles.





CHAPITRE I

... où l'ensemble de la problématique est formulée.

Les oscillations de puissance et les interactions : contexte et mesures synchronisées

Dans ce chapitre, la problématique sera présentée : dans quel contexte ont été conduits ces travaux, quels sont les problématiques visées, et quels sont les outils utilisés à cet effet.

1.1. De l'utilisation des mesures synchronisées par GPS pour une meilleure stabilité des réseaux

Les réseaux électriques fonctionnent de plus en plus près de leur limite de stabilité. Ce fait est dû à plusieurs contraintes économiques, écologiques et techniques. Avec ces contraintes, l'augmentation de la consommation ainsi que l'interconnexion des réseaux électriques, associés à l'ouverture des marchés, créent des échanges d'énergie très importants sur les lignes d'interconnexion dans les réseaux. Ces échanges d'énergie croissants peuvent faire apparaître des oscillations de puissance, nommées « oscillations inter-régions ». Ces oscillations, électromécaniques à l'origine, sont visibles par l'oscillation de la vitesse ou l'angle des arbres des générateurs d'au moins deux régions mais aussi par l'oscillation de la puissance transitant sur les lignes du réseau. Celles-ci limitent la production d'énergie par les machines à cause de l'écart des oscillations qui provoque un dépassement de la capacité de production des générateurs.

Pour éviter ces oscillations, des boucles de commande additionnelles sur les générateurs (dites « boucles PSS », PSS pour *Power System Stabilizer*) ont été installées et associées aux boucles de régulation de tension. Ces dispositifs peuvent amener le réseau dans une condition de stabilité mais ne sont pas la meilleure solution à cause de leur vision « locale » du réseau. Les nouvelles techniques de mesure basées sur les satellites GPS (pour *Global Positioning System*) ont été récemment mises en œuvre pour ce type de problèmes. L'inclusion de ces mesures de phase synchronisées (*SPM pour Synchronized Phasor Measurements*) dans les boucles de commande permet une vision « globale » du réseau, permettant aux opérateurs d'éviter plus facilement ces conditions néfastes. Ces mesures sont, en même temps, utilisées pour d'autres applications comme la stabilité de tension, la protection de générateurs par « out-of-step relaying », etc.

De plus des dispositifs FACTS (pour *Flexible AC Transmission System*) à base d'électronique de puissance sont de plus en plus utilisés dans les réseaux de transport et de distribution pour

améliorer les performances générales des réseaux y compris pour un amortissement efficace des oscillations de puissance grâce à une boucle de contrôle de puissance additionnelle. Mais, ces dispositifs FACTS interagissent entre eux et avec les autres dispositifs de commande, et peuvent dans certains cas induire des instabilités de réseaux. Ces phénomènes d'interactions de régulations entre correcteurs sont amenés à se poser de plus en plus, avec le contexte général de dérégulation des marchés électriques dans le monde, qui implique que le nombre de correcteurs et leur proximité augmentent. La solution basée sur les SPM est prometteuse, malgré les problèmes liés à cette technologie comme les retards et pertes des SPM, la sélection des signaux et bien sûr la limitation des réseaux en termes de stabilité et de puissance échangée sur les lignes d'interconnexion.

Cette thèse traite de l'inclusion des mesures synchronisées dans les réseaux pour l'amortissement des oscillations de puissance par les boucles de commande classique PSS (*Power System Stabilizer*) et/ou par le pilotage des dispositifs FACTS ; cette approche est également utilisée pour résoudre, en même temps, les problèmes d'interactions de régulation des différents dispositifs de commande dans les réseaux électriques. Les approches visées sont basées sur les méthodes d'analyse en petites perturbations (modèles linéaires des réseaux), les techniques de dimensionnement non-linéaire (dite de « Lyapunov »), et les techniques LMI (pour inégalités matricielles linéaires ou *Linear Matrix Inequalities*). Nous verrons que ces techniques ont été appliquées à des réseaux de taille plus réaliste (réseau de 29 machines).

Nous allons maintenant décrire plus amplement le phénomène d'oscillations inter-régions. Nous évoquerons ensuite la technique des mesures synchronisées par GPS. Et enfin, nous expliquerons les phénomènes d'interactions de régulation. Les correcteurs utilisés pour contrer les oscillations inter-régions et les interactions de régulation, ainsi que les méthodes de dimensionnement de ces correcteurs seront présentés ultérieurement.

1.2. Les oscillations inter-régions

1.2.1. Description du phénomène

Nous avons vu que les échanges croissants d'énergie ont fait apparaître des oscillations de puissance, nommé « oscillations inter-régions ». Ces oscillations électromécaniques à l'origine, sont visibles par l'oscillation de la vitesse ou l'angle des arbres des générateurs d'au moins deux régions mais aussi par l'oscillation de la puissance transitant sur les lignes du réseau [Mil-97], un exemple de ces oscillations est donné Figure 1.1 (la courbe du haut représente la puissance active - en pu - circulant sur une ligne entre deux régions en fonction du temps ; la courbe du bas

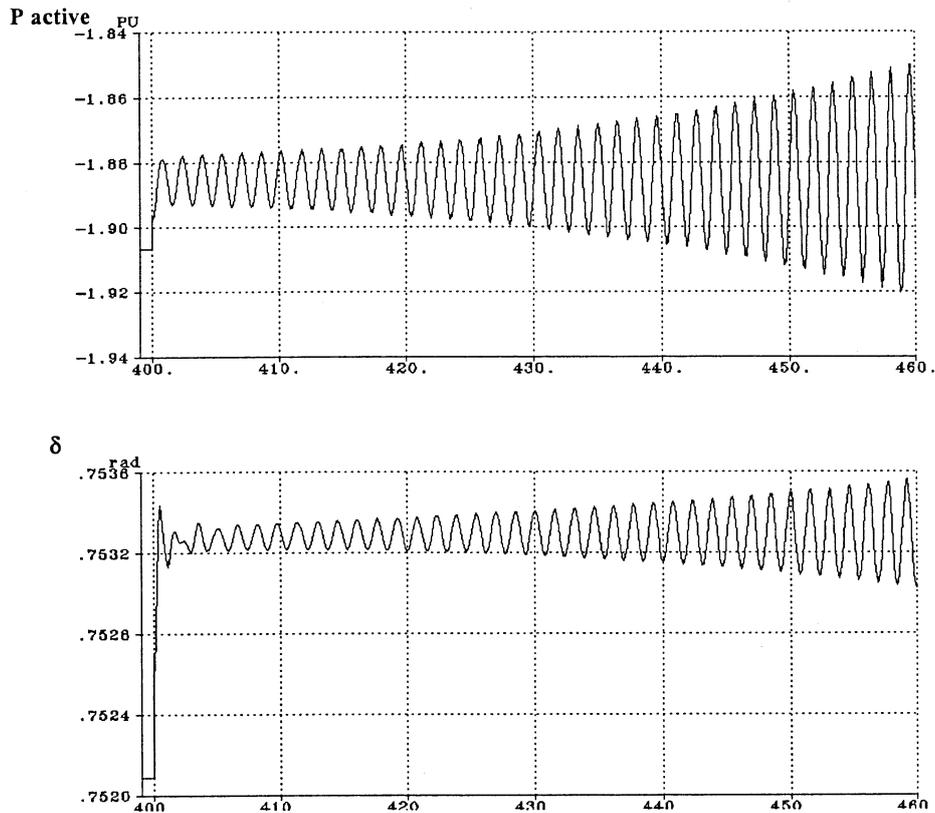


Figure 1.1

Exemple d'oscillations inter-régions

représente l'angle interne - en rad - d'un générateur concerné par les oscillations inter-régions en fonction du temps). Les oscillations inter-régions limitent la production d'énergie par les machines ainsi que le transport d'énergie, entre autre à cause de l'écart des oscillations qui dépasse la capacité de production des générateurs, et augmentent les risques d'instabilité.

Pour mieux se représenter ce phénomène d'oscillations inter-régions, on prend souvent un exemple mécanique analogue (cf. Figure 1.2) : celui de deux chariots reliés par un ressort, oscillants en opposition de phases, chaque chariot représentant un groupe de machines cohérentes (c'est à dire avec des angles internes δ_i « en phases ») et le ressort représentant les lignes ([Sam-97]).

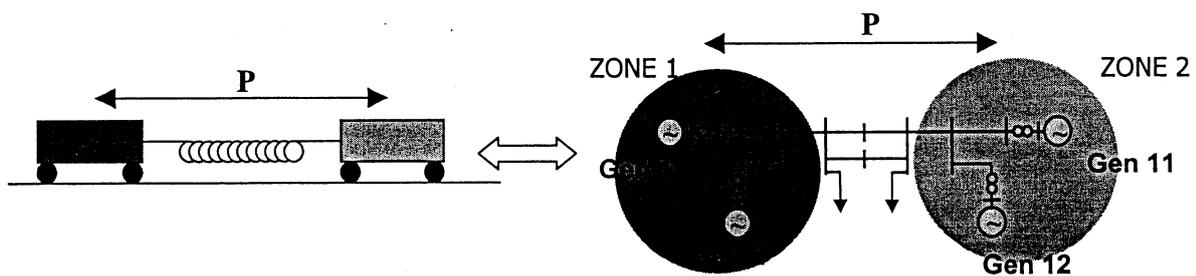


Figure 1.2

Exemple mécanique analogue aux oscillations inter-régions

Rappelons que sur un réseau électrique il existe trois principaux types de modes d'oscillation :

- les modes dits sous-synchrones où les oscillations se font à une fréquence relativement élevée, nous ne nous intéresserons pas à ce type de modes dans notre étude ($\geq 1,5\text{Hz}$) ;
- les modes dits locaux où une machine oscille seule contre une autre machine du même site ou contre le reste du réseau ($\geq 1,0\text{Hz}$) ;
- Les modes dits inter-régions (ou inter-zones) où un groupe de machines cohérentes oscille contre un autre groupe (de 0,1 à 1Hz).

L'amortissement des oscillations inter-régions peut se faire de trois façons principales :

- soit par des lignes THT (pour *Très Hautes Tensions*) en ajoutant des lignes supplémentaires, c'est la solution la plus coûteuse ;
- soit par des dispositifs FACTS (pour *Flexible AC Transmission System*), placés sur les lignes les plus contraintes, ce sont des injecteurs de puissance réactive [Hin-93] ;
- soit par des PSS (pour *Power System Stabilizer*) [Lar1-81] couplés à des AVR (pour *Automatic Voltage Regulator*, c'est à dire des régulateurs de tension) qui agissent sur les générateurs en créant des couples amortisseurs (cf. Figure 1.3). Rappelons qu'un AVR a pour sortie la tension d'excitation (E_{fd}) de la machine synchrone.

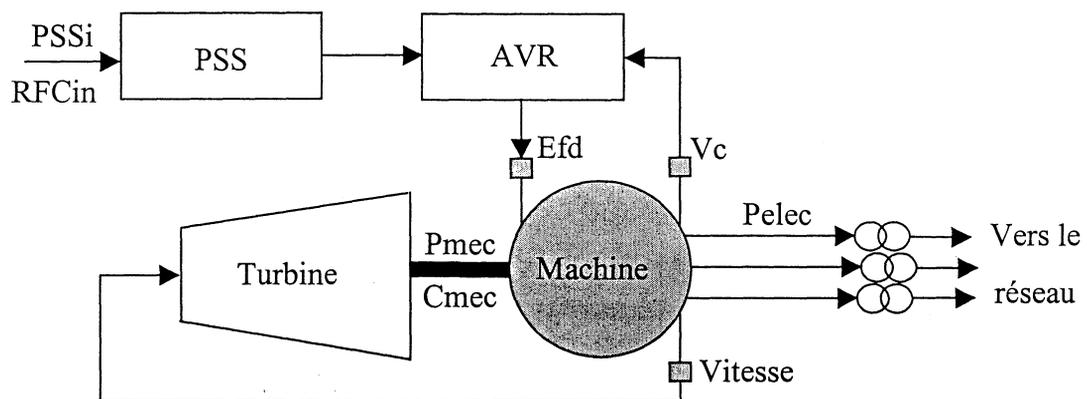


Figure 1.3
Structure globale d'une machine

Notons que les correcteurs PSS et les dispositifs FACTS que nous utiliserons ultérieurement pour amortir les oscillations inter-régions, comportent généralement « une boucle de contrôle de puissance » (dans le cas du PSS, le PSS en entier est considéré comme la boucle de contrôle de puissance). Cette boucle, que nous dimensionnerons ultérieurement a pour principal but d'amortir les oscillations de puissance entre certains composants ou zones du réseau. Le choix du mode d'oscillation à cibler peut se faire de manières différentes (critères fréquentiels, ou critère selon l'amortissement - ou plutôt le manque d'amortissement - de certains modes). En reprenant l'analogie mécanique des chariots (de la Figure 1.2) pour illustrer les oscillations inter-régions,

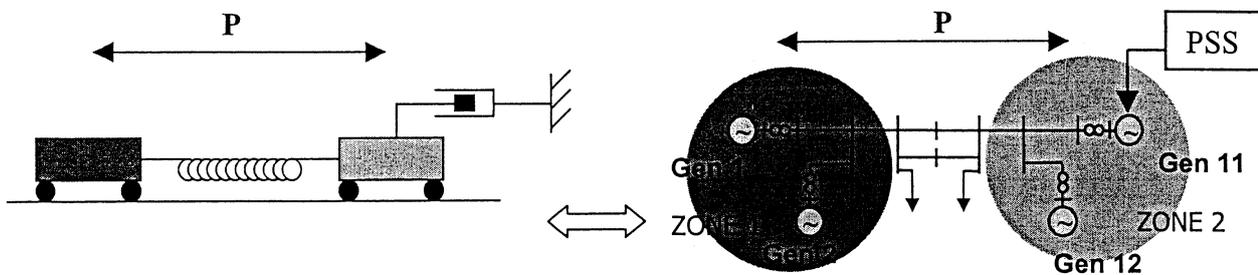


Figure 1.4
Exemple mécanique analogue à l'amortissement d'oscillations inter-régions

un correcteur amortisseur d'oscillations inter-régions est représenté par un « frein mécanique » placé sur un chariot ou sur le ressort, cf. Figure 1.4 ([Sam-97]).

1.2.2. Intérêt de l'amortissement des oscillations inter-régions

Dans les réseaux électriques, les marges de transmission de puissance (la différence entre la limite thermique et l'utilisation « normale ») sont amenées à être de plus en plus réduites, la consommation augmentant, et les structures de production et de transport se développant peu pour des raisons de rentabilité économique mais aussi écologiques. On perçoit dès lors l'intérêt de nouvelles technologies permettant de se rapprocher des limites thermiques des réseaux déjà en place.

L'augmentation de la stabilité des réseaux par l'amortissement des oscillations inter-régions, permet tout en gardant une marge de sécurité équivalente de réduire les marges de transmission de puissance [Sny-99].

1.3. Mesures synchronisées par GPS ([Sny-99])

Ces travaux prennent la succession d'autres travaux de thèse déjà effectués sur l'application des mesures synchronisées par GPS, notamment par Aaron F. Snyder au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble : [Sny-99]. Les mesures synchronisées par GPS nous permettent de réaliser des mesures en tout point du réseau au même instant, et donc de connaître très précisément son état global. Cette vision globale et à un instant donné du réseau est particulièrement intéressante pour lutter contre les oscillations inter-régions qui se manifestent plus par la différence d'états entre deux régions éloignées du réseau que par la modification de variables dans une région donnée.



Figure 1.5
Les satellites GPS

Depuis quelques années, certains dispositifs ont été développés pour fournir des grandeurs synchronisées (SPM) [Mac-93]. Grâce aux signaux de synchronisation émis par les satellites du système militaire américain GPS (pour *Global Positioning System*, cf. Figure 1.5) [Int-99.1, Int-99.2], des dispositifs au sol appelés PMU (pour *Phasor Measurement Unit*) fournissent des mesures effectuées au même instant, à une microseconde près. Avec cette précision, nous pouvons avoir la mesure d'une grandeur telle que le déphasage de la tension d'un nœud avec une erreur inférieure à 0,018 degrés à 50Hz. Cette précision nous convient bien pour la précision nécessaire à certains calculs associés aux réseaux. Par exemple, pour la supervision de la stabilité et de la commande d'un réseau, la précision requise est inférieure à 1,0 degrés sur les mesures des angles. Les applications comme l'estimation d'état, la détection des défauts et les relais adaptatifs nécessitent une précision supérieure à 0,1 degré [Wor-94]. Les applications des SPM peuvent être divisées en quatre catégories principales : l'estimation d'état, les protections, la supervision et la commande d'un réseau. Nous insistons sur le fait que celles-ci ne sont pas mutuellement exclusives. Une mesure donnée par un dispositif pour l'estimateur d'état peut également être utilisée pour une boucle de commande de machine ou de dispositif FACTS ainsi que pour les sous-systèmes de protection.

Pour transmettre les grandeurs mesurées par les unités de mesures synchronisées PMU, un lien de communication très performant en vitesse de transmission des données et extrêmement fiable est nécessaire. Par exemple, les réseaux à liaison hertzienne sont très performants pour les distances très courtes. Avec un retard d'environ 30 ms de transmission entre le point de mesure et le point de commande, chaque station de relais ajoute encore un retard de quelques millisecondes. Il faut compter aussi l'installation des antennes d'une façon « line of sight », où chaque antenne voit les deux antennes voisines sur la voie de communication.

Les lignes de télécommunication habituellement installées sont fiables et peu coûteuses. Ces lignes servent souvent pour la base des systèmes de supervision pour les réseaux électriques et elles sont souvent installées et incorporées avec les lignes de transport et de distribution. Avec des technologies de communications assez modestes, un retard d'environ 50 ms peut être atteint pour une distance de quelque 1000 Km. En comptant le retard de mesure d'un dispositif PMU, nous arrivons à un retard d'environ 190 ms entre le point de mesure et le point de réception avec un réseau de communication de ce type [Pha-97].

Les communications faites par réseaux satellites sont aujourd'hui très performantes et fiables. Par contre, cette solution présente un coût assez élevé par rapport aux autres solutions terrestres. Avec un satellite en position statique sur une région, le retard de la communication entre le point de mesure et le point de réception n'est que d'environ 300 ms [Fau-97] pour une garantie d'opération voisine de 100 %. En ajoutant le retard du dispositif PMU, on peut estimer le retard à 420 ms. De plus, l'existence des problèmes atmosphériques et météorologiques rend cette technologie moins fiable que les réseaux terrestres.

La meilleure option pour le réseau de transmission de signaux est le câble en fibre optique. La technologie actuelle permet aux opérateurs des réseaux d'installer les câbles le long des lignes de transmission existantes, de façon discrète (inclusion d'une fibre optique dans le fil de masse). En outre, l'utilisation de la technologie de pointe de multiplexage actuellement disponible (dite « 9-channel SONET ») permettrait aux opérateurs de réaliser un plus grand retour sur investissement avec ce réseau de transmissions. Concernant le retard de transmission, une valeur typique pour une fibre optique est de l'ordre du $5\mu\text{s}/\text{km}$ [Ada-97]. Ceci signifie qu'une connexion de 1000 km aura un retard de propagation du signal d'environ 5 ms. Un correcteur tel qu'un RFC (pour *Remote Feedback Controller* : un PSS utilisant des signaux dits « lointains ») comprenant les PMU verrait donc ces signaux d'entrée retardés d'environ 125 ms. Une autre étude sur les fibres optiques a évalué une valeur du retard entre 60 et 100 ps/km/°C [Ser-96]. Ceci signifie que le même lien de 1000 km décrit ci-dessus verrait un retard d'environ 4 ms à 40 °C.

Les correcteurs étudiés ici comme les PSS ou les dispositifs FACTS peuvent utiliser différents types de données d'entrées, toutes synchronisées par les satellites GPS (*Global Positioning System*) [Abo-96] :

- des données dites « locales » provenant de la machine sur laquelle le correcteur est installé, ou d'un point le plus proche possible de la machine. Par exemple un régulateur PSS n'utilisant que des entrées locales est appelé un LFC (pour *Local Feedback Controller*) ;

- des données dites « lointaines » provenant de points du réseau situés ailleurs, acheminées sur de longues distances par lignes téléphoniques, ondes hertziennes, fibres optiques ou satellites. Ainsi les régulateurs PSS utilisant des entrées lointaines sont appelés des RFC (pour *Remote Feedback Controller*) [Sny-98].

Par la suite, nous utiliserons ces notations LFC et RFC selon que le PSS utilise des entrées locales ou lointaines.

Pour l'amortissement des modes d'oscillations locaux ou inter-régions, ces données provenant d'un PMU (pour *Phasor Measurement Unit*) [Mac-93] nous permettent d'utiliser ainsi des SPM (pour *Synchronized Phasor Measurements*) [Sny2-98] : toutes les mesures émises par les PMU sont effectuées au même instant sur le réseau (ces mesures sont synchronisées par le signal des satellites GPS).

Les oscillations inter-régions sont un phénomène incluant plusieurs régions - parfois distantes de plus de 1000 Km - d'un réseau. Les correcteurs dits « locaux » (ayant des signaux d'entrée et de sortie de la même région) peuvent être inefficaces pour lutter contre ce phénomène, en ce qui concerne de vastes zones, à cause de leur vision « locale » du réseau. Notre but est d'utiliser la vision « globale » des mesures synchronisées pour créer des correcteurs - ayant des entrées lointaines - permettant de contrer ce phénomène néfaste.

Cependant, un système de commande basé sur les mesures à distance risque de voir ses performances altérées par le retard ou la perte d'informations lointaines.

Concernant les problèmes liés à la perte de signaux, des travaux ont déjà été effectués ([Mek-99], [Mek-00]) : une solution consiste à remplacer la boucle de contrôle de puissance utilisant le signal lointain par une boucle « classique » utilisant un signal local. Une autre solution consiste à garder le même correcteur et à remplacer le signal lointain par un signal local (ayant relativement une bonne observabilité du phénomène ciblé par le correcteur). La commutation d'une boucle à une autre se fait automatiquement par un « détecteur de pertes de signal ». Notons que les critères (durée de la perte avant commutation, retard sur la commutation, etc) qui permettent de statuer sur la perte d'un signal peuvent être prédéfinis. La Figure 1.6 présente la structure du commutateur de signal. La Figure 1.7 présente un commutateur de signal appliqué à un PSS en utilisant la deuxième solution, c'est à dire en gardant le même correcteur et en remplaçant le signal perdu par un signal local (la réalisation de ce détecteur de pertes de signal – commutateur, sous le logiciel de simulation dynamique Eurostag [Eur-99], est présenté en ANNEXE A).

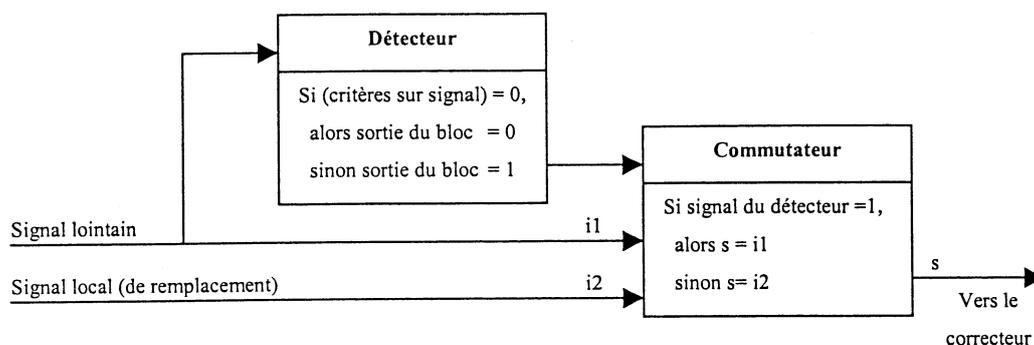


Figure 1.6
Principe de fonctionnement du détecteur-commutateur

Commutateur actionné par la perte de signal : si le signal lointain est = 0 pendant une certaine durée, on commute sur le signal local.

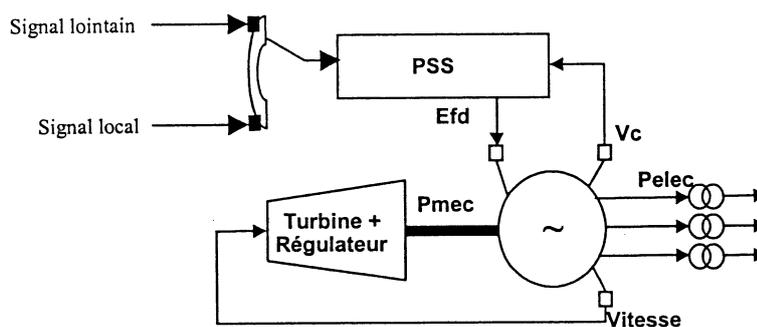


Figure 1.7
Commutateur de boucle de contrôle appliqué à un PSS

Les performances du correcteur sont alors certes moins bonnes (le correcteur ne bénéficie plus de la vision « globale » du réseau), mais la stabilité du réseau reste garantie.

Les problèmes de retard des signaux ont été traités par Aaron F. Snyder ([Sny-99]). Des solutions sont proposées, notamment pour la prise en compte des retards pour le dimensionnement des correcteurs par la technique des LMI.

Mais, en dehors des problèmes de pertes et de retard, les mesures synchronisées ne représentent aucun problème technologique d'intégration dans les structures de commande. Les quelques inconvénients de ces mesures, comme le coût d'installation de dispositifs de mesure assez élevé par rapport aux autres technologies, sont compensés par des avantages considérables tels qu'une bonne performance vis-à-vis des perturbations apparaissant dans les grands réseaux interconnectés.

1.4. Interactions de régulation ([PAS-98])

Avec la dérégulation des marchés électriques, l'utilisation croissante de nombreux correcteurs (PSS, dispositifs FACTS) dans un réseau complexe interconnecté, ainsi que leur proximité également croissante, introduit une nouvelle dimension en terme de dynamique qui doit être

attentivement examinée afin d'assurer une complète compatibilité de ces dispositifs. Dans ce contexte, des correcteurs - géographiquement et électriquement proches - indépendamment dimensionnés, coordonnés et gérés (car appartenant à différents propriétaires) sont amenés à se côtoyer de plus en plus. Or, lorsque deux correcteurs sont dimensionnés sans tenir compte de leur présence mutuelle, leur performance commune peut se dégrader considérablement. C'est ainsi qu'apparaît la notion d'interactions entre les dispositifs FACTS entre eux, mais aussi avec d'autres éléments du réseau comme les régulations PSS des machines.

C'est pourquoi il est essentiel de trouver des solutions pour rétablir un haut degré de coordination entre les dispositifs connectés en s'assurant que leurs actions ne sont pas négatives, tout en leur laissant une certaine liberté d'action

Rappelons que de manière générale, dans un réseau électrique, les interactions peuvent être de différents types :

- **les interactions harmoniques**, ce type d'interaction peut provenir de l'insertion de dispositifs FACTS tels que les SVC (pour *Static Var Compensator*), le STATCOM, le TCSC (pour *Thyristor Controlled Series Capacitor*) et/ou l'insertion de convertisseur HVDC (pour *High Voltage Direct Current*). 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 nécessite un programme d'analyse des harmoniques ou d'étude temporelle en transitoire électromagnétique pouvant être complétée par l'étude des valeurs propres.
- **Les résonances sous synchrones (SSR) et les interactions torsionnelles sous-synchrones (SSTI)**, il est possible de voir apparaître ou s'amplifier des phénomènes de résonance sous-synchrone avec l'introduction de convertisseurs HVDC et/ou des dispositifs FACTS shunt ou série de par la présence d'éléments capacitifs ou 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 à 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. 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.

- **Les interactions de régulation**, les régulations associées à de nombreux dispositifs que l'on rencontre dans les grands réseaux électriques, les régulations des dispositifs FACTS, des convertisseurs HVDC, des capacités séries réglables, les régulateurs de tension (AVR) et de puissance des générateurs (les stabilisateurs de puissance PSS), ont des modes d'oscillation naturels à des fréquences sous-synchrones (1 à 35 Hz). En fonction des « distances électriques » (c'est à dire des impédances) entre les dispositifs, ces régulations peuvent interagir entre elles, soutenant des oscillations ou même entraînant une instabilité dynamique. Il peut s'agir, par exemple, de l'apparition de nouveaux modes d'oscillations liés à l'interaction de deux régulations de dispositifs FACTS. Un autre type d'interaction de régulation est l'interaction entre une régulation et un mode d'oscillation naturel d'un élément du réseau. Par exemple, l'introduction d'un dispositif FACTS près d'un autre peut 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 exemples 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, l'introduction d'un dispositif FACTS près d'un autre dispositif FACTS peut accentuer cet effet de résonance, via une interaction de régulation entre eux. Nous pouvons noter ici une certaine ambiguïté quant au type d'interaction qui entre en jeu, ce qui accentue encore la complexité de l'étude de ces phénomènes.

De manière générale, les interactions entre les régulations des dispositifs FACTS entre eux, ou également les interactions entre des dispositifs FACTS et des PSS, peuvent entraîner une dégradation de l'amortissement des oscillations de puissance, et cela plus particulièrement lorsque ces dispositifs disposent de boucles de commande additionnelles pour amortir des modes d'oscillation inter-régions ([Ham-87], [Fre-95]). C'est ce problème qui a attiré plus particulièrement notre attention pour orienter nos travaux. Ce problème d'interactions de régulation suscite toujours plus d'intérêt avec l'accroissement dans les réseaux électriques du nombre de dispositifs à base d'électronique de puissance et des commandes qui leur sont associées. Surtout, la complexité de ces phénomènes en rend l'étude délicate. Si ces 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 de dispositifs

FACTS. De plus, le phénomène d'interactions de régulation des dispositifs FACTS, bien plus récent, est peu maîtrisé.

Nous pouvons également noter que de manière générale, nous ne possédons pas d'outils permettant de supprimer les interactions entre les dispositifs de régulation, nous avons jusqu'ici uniquement la connaissance de méthodes permettant de limiter les phénomènes d'interaction ([Pas-98]) ; et cela bien que beaucoup de situations pour lesquelles des régulations de réseaux ont eu un comportement inattendu à la suite d'interactions avec d'autres régulations (ou tout simplement avec le réseau lui-même et ses différents composants tels que les générateurs, les charges,...) aient été traités [Sam-00].

Les études sur les interactions de régulation ont commencé en 1989 par une publication de Ramos et Tyll [Ram-89]. Cette étude présente les performances dynamiques d'un réseau radial brésilien sur lequel trois SVC devaient être implantés. Cette étude a montré qu'une instabilité peut avoir lieu s'il n'y a pas de coordination entre les régulations SVC.

Une autre étude a été menée dans le cadre d'un projet d'implantation de SVC dans le réseau américain « Southwestern » [Bes-94]. Elle a permis de mettre en évidence la potentialité d'une interaction négative entre les régulations SVC avec celles des convertisseurs HVDC proches. Enfin, en 1999, une étude menée par la CIGRE [CIG-99] a été réalisée sur l'impact des interactions de régulation sur les performances dynamiques des réseaux électriques. Les principaux objectifs étaient :

- d'identifier les principales régulations dans les réseaux électriques, leurs champs d'action, et les interactions qu'elles peuvent entraîner avec les autres composants du réseau ;
- de mettre en évidence les outils et les techniques utilisés pour l'étude des interactions de régulation et les solutions pour assurer une meilleure coordination permettant de remédier à ce problème ;
- d'identifier les obstacles et les contraintes pour une meilleure exploitation des régulateurs dans les réseaux électriques ;
- de développer des directives aidant les planificateurs des systèmes de commande dans les réseaux électriques à se décider sur la façon de remédier aux problèmes d'interaction, soit par coordination, soit en adoptant à priori des structures de commande moins couplée et par conséquent avec moins de risques d'interaction.

Selon cette étude, l'introduction de nombreuses régulations (régulations des turbines de générateurs, d'excitation de générateurs, des transformateurs régulateurs en charge de générateurs mais aussi des sous-stations, des compensateurs de puissance réactive, des systèmes de ré-enclenchement automatique, des liaisons à courant continu HVDC, des autres dispositifs

FACTS, etc...) dans un réseau électrique augmente la complexité du système et la possibilité d'engendrer des phénomènes d'interactions qui proviennent souvent :

- des non-linéarités du système et aussi des actionneurs de contrôle ;
- des interactions entre différents niveaux dans une structure hiérarchique de commande ;
- du couplage à travers un régulateur de certains processus qui autrement n'interagissent pas.

Pour y remédier, les propositions suivantes y ont été formulées :

- le développement et l'utilisation de nouvelles techniques de commande plus avancées pour les réseaux ;
- le développement de lois de commande plus sélectives (avec une sensibilité minimale aux interactions hors bande)
- le développement de lois de commande hybrides (continues et discrètes) avec une logique d'identification permettant de détecter les interactions néfastes.

Néanmoins, il existe très peu de publication sur le dimensionnement de correcteurs prenant en compte les interactions qui seront engendrées. Les rares méthodes efficaces existantes [Pas-98] concernent le réglage des gains de ces dispositifs par méthode LQR (*pour Linear Quadratic Regulator*), ce réglage consiste généralement à diminuer ces gains et donc les « actions » de ces correcteurs.

Notons également que les interactions par le biais de modes d'oscillations inter-régions sont majoritairement de nature néfaste (c'est à dire qu'elles dégradent les amortissements des modes les plus critiques) [CIG-99].

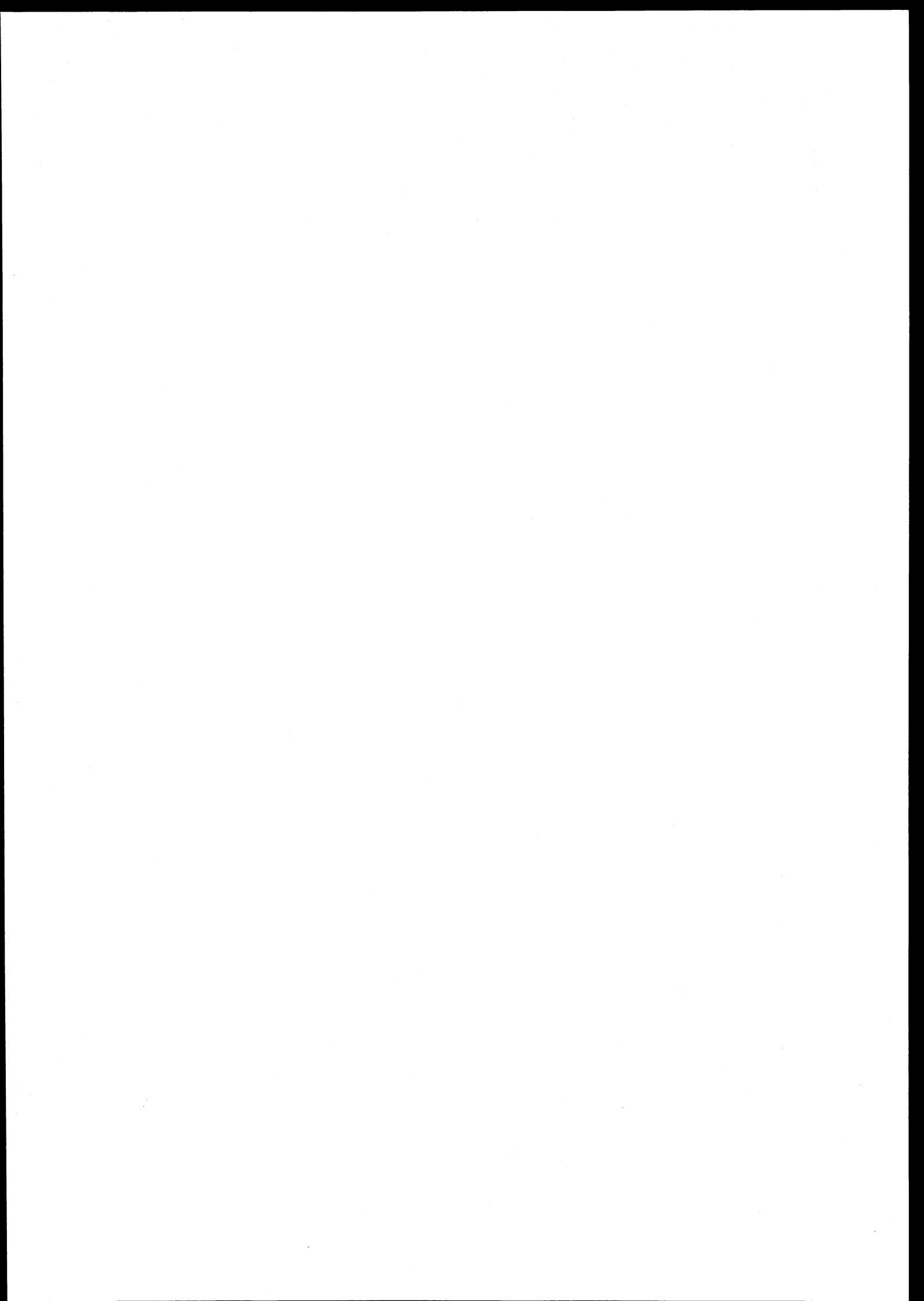
Pour prendre en compte ce phénomène néfaste d'interactions de régulation, nous développerons par la suite une solution utilisant les mesures synchronisées par GPS alliée à la méthode LMI qui ne diminuera pas le gain équivalent des correcteurs, et donc leurs « actions ».

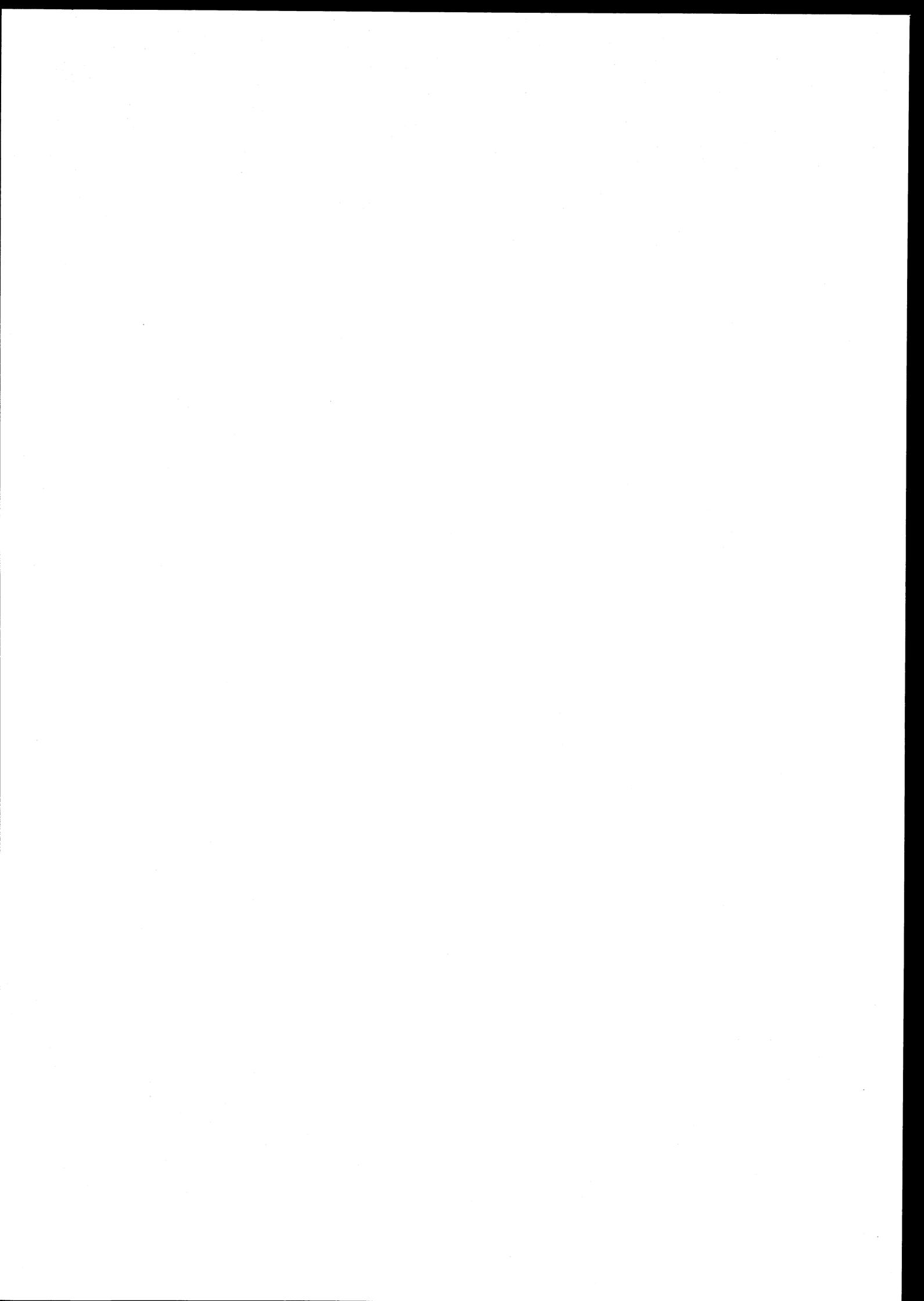
1.5. Conclusion

Nous avons introduit dans ce chapitre les deux problématiques que nous allons traiter avec l'utilisation des mesures synchronisées par GPS :

- les oscillations inter-régions, qui sont des oscillations, à basse fréquence (de 0,1 à 1Hz) et en opposition de phase, de deux groupes de machines cohérentes appartenant à deux régions différentes ;
- les interactions de régulations, qui sont des interactions entre deux correcteurs proches et dimensionnés sans coordination, et qui a généralement pour conséquence la dégradation de leur performance commune.

Nous avons également décrit la technologie qui nous permet d'utiliser des mesures synchronisées par GPS dans un réseau électrique.





CHAPITRE II

... où les modèles sont présentés.

Les Modèles de Réseaux et de leurs correcteurs

Pour contrer les phénomènes néfastes d'oscillations inter-régions, nous allons utiliser des « correcteurs », et de même, pour contrer les interactions de régulation entre correcteurs, nous allons devoir nous intéresser aux structures et aux modèles de ces correcteurs. Dans ce chapitre, nous développerons les bases mathématiques de la modélisation et de l'analyse des réseaux électriques ; celles-ci sont utiles pour identifier les acteurs de ces phénomènes néfastes, mais aussi pour dimensionner les correcteurs. Nous présenterons les différents types de correcteurs utilisés ainsi que leur modèles. Nous débuterons cette approche avec une machine connectée à un réseau électrique par un transformateur triphasé et dotée de deux boucles de réglage AVR (pour *Automatic Voltage Regulator*) et PSS (pour *Power System Stabilizer*). Nous verrons ensuite les deux différents injecteurs de puissance réactive que nous utiliserons par la suite. Enfin, nous montrerons que l'ensemble des équations différentielles qui décrivent les dynamiques d'un réseau et de ses correcteurs sont non-linéaires, cependant elles peuvent être linéarisées autour d'un point de fonctionnement avec la théorie « des petits signaux ».

2.1. Modélisation mathématique

Nous allons dans un premier temps décrire l'ensemble des modèles - sous forme d'équations différentielles - des différentes parties d'un réseau, et dans un second temps nous nous focaliserons sur les modèles des différents correcteurs utilisés après avoir brièvement rappelé leurs fonctions. Pour nos travaux, il nous faut des modèles de réseaux et de correcteurs appropriés à l'étude des phénomènes électromécaniques, l'ensemble des dynamiques étudiées se trouvant dans ces domaines de fréquences. Typiquement les phénomènes électromécaniques lents ont une période comprise entre 10 ms et 500 ms.

2.1.1. Le réseau ([Sny-99], [Kun-94])

Nous verrons ultérieurement que le réseau peut être représenté par un modèle linéaire. Ici nous développons les bases mathématiques de la modélisation et de l'analyse des réseaux électriques et de leurs correcteurs. Nous commençons cette approche par une machine connectée à un réseau

électrique par un transformateur triphasé et dotée de deux boucles de réglage AVR et PSS. Ce modèle est représenté par la Figure 2.1.

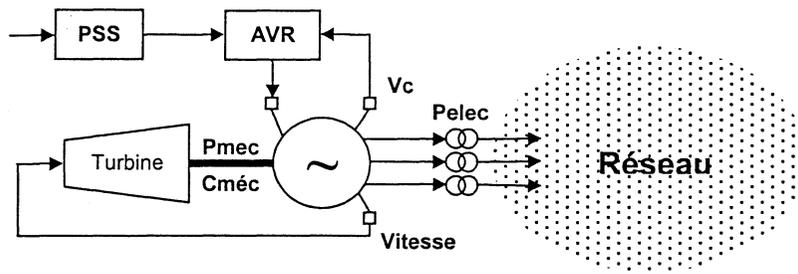


Figure 2.1
Représentation d'une machine et de son réglage

La modélisation et l'analyse des grands réseaux électriques sont basées sur les équations différentielles décrivant le comportement dynamique des générateurs, des transformateurs, des lignes, des charges et des dispositifs de compensation. Ici, nous présentons en particulier les modèles des générateurs, des turbines, des régulateurs de tension, des stabilisateurs utilisés, et nous écrivons les équations différentielles (non-linéaires) qui décrivent ces modèles au sein d'un réseau électrique.

Les grandeurs des machines les plus importantes pour notre étude sont (cf. Figure 2.1) : le couple mécanique C_{mec} et la puissance mécanique P_{mec} fournis par la turbine, la tension d'excitation E_{fd} fournie par le régulateur de tension, la fréquence électrique (ou bien la vitesse), la puissance électrique P_{elec} , et la tension de sortie V_c mesurée à la sortie du générateur. Les deux principales boucles de commande du générateur sont aussi indiquées : le régulateur de tension (AVR) et le stabilisateur supplémentaire à écart de phase (PSS).

2.1.1.1. Les générateurs

Nous commençons l'étape de la modélisation par les générateurs. Le problème des oscillations des machines synchrones a été découvert dès que les réseaux interconnectés, composés de plusieurs sous-réseaux, sont devenus suffisamment grands. Avant l'interconnexion des machines (et sous-réseaux) îlotées, et donc la création d'un « grand » réseau, les oscillations inter-régions n'avaient pas été envisagées. Une fois que les sous-réseaux sont interconnectés, chaque machine réagit donc aux changements de points de fonctionnement des autres machines. Une oscillation inter-régions (ou locale) quelconque peut donc apparaître sur les changements de tension, de vitesse ou de fréquence des machines, ainsi que sur les transferts de puissance sur les lignes d'interconnexion. Pour éviter ces oscillations, la plupart des générateurs synchrones disposent d'enroulements amortisseurs sur le rotor : deux sur l'axe en quadrature (axe q) et un sur l'axe direct (axe d) [Kun-94]. Généralement, on distingue trois modélisations par générateur

correspondant aux trois régimes de fonctionnement : le régime permanent, le régime transitoire et le régime sub-transitoire. Les caractéristiques de chacun des générateurs sont mesurées, pour les trois régimes de fonctionnement, lors de l'installation de la machine. Ces caractéristiques sont incluses dans les outils

informatiques pour la gestion du réseau mais aussi dans des logiciels de calcul tel qu'*Eurostag* [Eur-99]. En pratique, elles sont transformées de la base du rotor vers la base du réseau par la transformation de Park. Cette transformation nous permet de passer d'une référence liée au stator et au réseau à une référence liée au rotor sur les axes direct et en quadrature (*d*-axis et *q*-axis respectivement) suivant les besoins de l'étude. Pour un réseau équilibré, la troisième composante, sur l'axe zéro (homopolaire), est ignorée, le courant y étant nul. Un schéma représentatif d'une machine triphasée est illustré par la Figure 2.2.

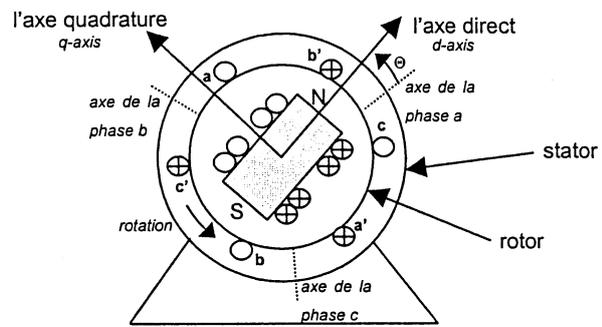


Figure 2.2
Schéma d'une machine synchrone triphasée

Le modèle le plus courant pour les machines synchrones est nommé « dq-axis » ; celui-ci inclut les caractéristiques transitoires et sub-transitoires de la machine. Ce modèle traite les caractéristiques sub-transitoires par les équations suivantes :

$$u_d = -r_a i_d + \omega \lambda_q - \dot{\lambda}_d \quad (2.1)$$

$$u_q = -r_a i_q + \omega \lambda_d - \dot{\lambda}_q \quad (2.2)$$

$$u_f = r_f i_f + \dot{\lambda}_f \quad (2.3)$$

$$0 = r_D i_D + \dot{\lambda}_D \quad (2.4)$$

$$0 = r_{Q1} i_{Q1} + \dot{\lambda}_{Q1} \quad (2.5)$$

$$0 = r_{Q2} i_{Q2} + \dot{\lambda}_{Q2} \quad (2.6)$$

Le modèle tient compte des flux dans les deux axes par les équations suivantes :

$$\lambda_{AD} = M_d (i_d + i_f + i_D) \quad (2.7)$$

$$\lambda_{AQ} = M_q (i_q + i_{Q1} + i_{Q2}) \quad (2.8)$$

Une fois que les variables algébriques des axes *d* et *q* sont éliminées, chaque alternateur est

représenté par quatre équations décrivant les flux pour le système incluant le stator et le rotor. En plus de ces quatre équations, les équations mécaniques du rotor sont ajoutées au modèle :

$$2H\dot{\omega} = C_{mec} - C_{elec} = C_{mec} - \lambda_q i_d - \lambda_d i_q \quad (2.9)$$

$$\dot{\Theta} = \omega_o \omega \quad (2.10)$$

Les définitions des variables dans les équations (2.1) à (2.10) sont résumées dans le Tableau 2.1.

Les équations obtenues représentent le modèle général d'un système de type $\dot{x} = f(x, u)$.

Variable	Unité	Définition
X_d, X_q	pu	réactances synchrone direct et en quadrature
X'_d, X'_q	pu	réactances transitoire direct et en quadrature
X''_d, X''_q	pu	réactances subtransitoire direct et en quadrature
R_a	pu	résistance d'armature
X_l	pu	fuite statorique
T'_{do}, T'_{qo}	sec	constantes de temps transitoire des axes direct et en quadrature en circuit ouvert
T''_{do}, T''_{qo}	sec	constantes de temps subtransitoire des axes direct et en quadrature en circuit ouvert
H	pu sec	constante d'inertie
u_d, u_q, u_f	pu	tensions d'enroulement d'excitation, d'axe direct et d'axe en quadrature
i_d, i_q, i_f	pu	courants d'armature et d'enroulement des axes direct et en quadrature
i_D, i_{Q1}, i_{Q2}	pu	courants des amortisseurs des axes direct et en quadrature
l_D, r_D	pu	fuite et résistance de l'amortisseur d'axe direct
l_{Q1}, l_{Q2}	pu	fuites statoriques d'axe en quadrature
l_f, r_f	pu	fuite et résistance de l'enroulement d'excitation
r_{Q1}, r_{Q2}	pu	résistances d'axe en quadrature
l_{AD}, l_{AQ}	pu	fuites mutuelles des axes en direct et en quadrature
M_d, M_q	pu	mutuelles des axes d- et q-
C_{elec}, C_{mec}	N m	Couple électrique, couple mécanique
Θ	rad	angle rotorique de l'alternateur
ω, ω_o	rad/sec	Vitesse de rotation électrique et nominale de l'alternateur

Tableau 2.1
Les définitions des variables pour (2.1) à (2.10)

2.1.1.2. La turbine et sa régulation

Le modèle d'une turbine et de sa régulation, illustré par la Figure 2.3, a été utilisé dans les réseaux tests. Ce modèle comporte deux blocs avance-retard et un bloc de retard simple. Les équations le décrivant sont :

$$C_{mec} = P_{mec}/\omega \quad (2.11)$$

$$\dot{P}_{mec} = \frac{T_4}{T_5} \dot{A}_4 + (A_4 - P_{mec}) \frac{1}{T_5} \quad (2.12)$$

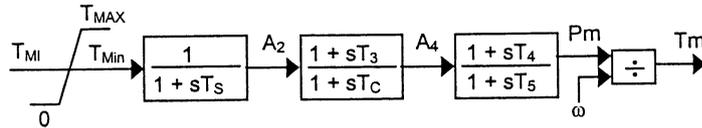


Figure 2.3
Une turbine et sa régulation

$$\dot{A}_4 = \frac{T_3}{T_c} \dot{A}_2 + (A_2 - A_4) \frac{1}{T_c} \quad (2.13)$$

$$\dot{A}_2 = (T_{\text{Min}} - A_2) \frac{1}{T_s} \quad (2.14)$$

$$T_{\text{Min}} = \begin{cases} T_{\text{MAX}} & \text{si } T_{\text{MI}} \geq T_{\text{MAX}} \\ T_{\text{MIN}} & \text{si } T_{\text{MAX}} > T_{\text{MI}} > 0 \\ 0 & \text{si } T_{\text{MI}} \leq 0 \end{cases} \quad (2.15)$$

$$T_{\text{MI}} = K(1 - \omega) + C_{\text{mec}} \quad (2.16)$$

où C_{mec} est le couple mécanique de la turbine, P_{mec} la puissance mécanique de la turbine, ω la vitesse de la turbine, T_i les constantes de temps représentant le comportement thermodynamique des différentes chambres à vapeur de la turbine (modèle thermique), et A_i les variables intermédiaires du modèle.

2.1.1.3. Les lignes et transformateurs

Nous considérons que les lignes de transport dans les réseaux tests sont représentées par leur schéma équivalent en Π . Pour la plupart des études, nous avons inclus les éléments shunt de cette représentation car ils peuvent avoir des effets sur les études de puissance maximum de transit.

En ce qui concerne les transformateurs, nous n'avons considéré que la partie basse fréquence, donc la partie représentée par une branche série de type RL. Les harmoniques générées par la saturation du transformateur se situent à des fréquences plus élevées que celles qui nous intéressent ici (qui vont de 0,1 à 1,0 Hz).

2.1.1.4. Les charges

Nous n'avons considéré ici que les charges passives, comportant une partie de puissance active et une partie de puissance réactive constante. L'effet sur la stabilité des réseaux et l'interaction des différents modèles de charge (non linéaires, ...) sont les sujets d'une autre étude déjà réalisée au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (cf. S. Ammari : [Amm-00]). Ces hypothèses pour les lignes, transformateurs et charges sont conformes aux modèles standards.

2.1.2. Les correcteurs

Il existe un nombre croissant de correcteurs dans les réseaux de transports, entre autre pour augmenter la stabilité, les marges de sécurité ou la puissance transitant sur les lignes. Nous allons maintenant décrire les principaux correcteurs utilisés dans notre étude.

2.1.2.1. Les régulateurs de tension (ou AVR) ([Sny-99])

La première solution au problème des oscillations des réseaux électriques a été d'équiper les alternateurs d'enroulements amortisseurs. Cependant, cette solution s'avère insuffisante quand les réseaux s'approchent de leur limite de stabilité. Par ailleurs, les régulateurs de tension (ou AVR) contribuent à améliorer la stabilité en régime permanent, mais ils peuvent être insuffisants pour les problèmes relevant de la stabilité transitoire. En effet, le couple ajouté par les AVR sur les arbres des machines n'est pas suffisant pour agir contre les oscillations dans le réseau. Aussi, l'interconnexion de réseaux de plus en plus grands a montré que les forts transits de puissance sur ces interconnexions (notamment les lignes à très haute tension) aggravent les phénomènes d'instabilité.

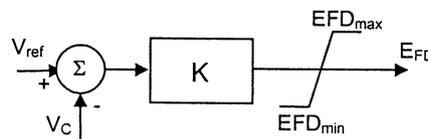


Figure 2.4
Régulateur de tension, gain simple

Pour notre étude, nous avons utilisé cinq modèles de régulation de vitesse dont deux modèles pour un réseau test de 4 machines et trois modèles pour un réseau test de 29 machines. Nous décrivons ici les équations pour les deux modèles utilisés pour le réseau test de 4 machines.

Pour le réseau test de 4 machines, un régulateur de tension contenant un gain simple a été utilisé (cf. Figure 2.4). Les équations décrivant cette structure sont [Sny-99] :

$$E_{FD} = \begin{cases} E_{FD_{max}} & \text{si } E_{FD} \geq E_{FD_{max}} \\ E_{FD} & \text{si } E_{FD_{max}} > E_{FD} > E_{FD_{min}} \\ E_{FD_{min}} & \text{si } E_{FD} \leq E_{FD_{min}} \end{cases} \quad (2.17)$$

avec

$$E_{FD} = K(V_{ref} - V_C) \quad \text{ie} \quad \dot{E}_{FD} = -K\dot{V}_C \quad (2.18)$$

où E_{FD} est la tension d'excitation de la machine, K est le gain du correcteur, V_{ref} la tension de référence (de sortie) de la machine et V_C la tension mesurée à la sortie de la machine.

Dans certains cas, les machines munies d'un PSS contiennent un régulateur de tension standard de type IEEE-ST1 (voir Figure 2.5). Les équations décrivant ce correcteur sont [Sny-99] :

$$V_E = V_{ref} + V_{PSS} - V_C - V_F \quad (2.19)$$

$$\dot{V}_F = (K_F/T_F)V_R - V_F/T_F \quad (2.20)$$

$$\dot{V}_{FL} = (K_F/T_F)V_R - V_{FL}/T_F \quad (2.21)$$

$$V_{FL} = V_F \quad (2.22)$$

$$V_I = \begin{cases} VI_{max} & si \quad V_E \geq VI_{max} \\ V_E & si \quad VI_{max} > V_E > VI_{min} \\ VI_{min} & si \quad V_E \leq VI_{min} \end{cases} \quad (2.23)$$

$$\dot{V}_R = \frac{K_A V_I - V_R}{T_A} \quad (2.24)$$

$$\dot{E}_{FD} = \begin{cases} EFD_{max} & si \quad \dot{V}_R \geq EFD_{max} \\ \dot{V}_R & si \quad EFD_{MAX} > \dot{V}_R > EFD_{min} \\ EFD_{min} & si \quad \dot{V}_R \leq EFD_{min} \end{cases} \quad (2.25)$$

où E_{FD} est la tension d'excitation de la machine, K_A et K_F les gains du régulateur, T_A et T_F les constantes de temps du régulateur, V_{PSS} le signal de sortie du PSS, V_F , V_R et V_E des variables intermédiaires, V_{ref} la tension de référence de la machine et V_C la tension de sortie de la machine.

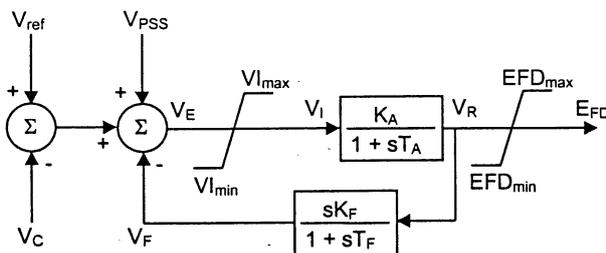


Figure 2.5

Régulateur de tension, type IEEE-ST1

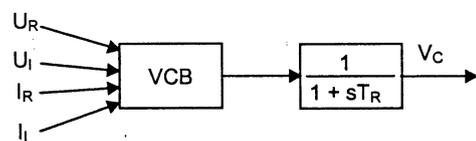


Figure 2.6

Dispositif pour la tension d'excitation d'une machine

Pour tout régulateur de tension, la tension de consigne de la machine dépend des tensions des axes direct et en quadrature, qui eux-mêmes dépendent de la tension mesurée à la sortie de la machine au nœud de connexion (U_R , U_I). Cette tension est aussi une fonction du courant injecté par la machine dans le réseau au nœud de connexion (I_R , I_I) et de l'impédance de la machine vue par le réseau ($R_C \pm jX_C$). Nous voyons la structure de ce dispositif sur la Figure 2.6. Les équations décrivant ces grandeurs sont les suivantes :

$$\dot{V}_C = (VCB - V_C) \frac{1}{T_R} \quad (2.26)$$

$$VCB = \sqrt{(U_R + I_R X_C + I_I R_C)^2 + (U_I + I_R X_C + I_I R_C)^2} \quad (2.27)$$

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

où V_C est la tension de sortie de la machine, T_R est une constante de temps, θ est l'angle entre le courant et la tension, et i_d et i_q sont respectivement les courants de l'axe direct et de l'axe en quadrature.

2.1.2.2. Les régulateurs de puissance (ou PSS) ([Sny-99], [Kun-94])

Pour faire face à ces problèmes d'oscillation et d'instabilité, des boucles additionnelles (ou correcteurs) appelés « PSS » ont été ajoutées aux régulateurs de tension AVR. Ces correcteurs ont pour but de donner un couple agissant contre les modes oscillatoires se manifestant sur les arbres des machines. Les grandeurs des machines les plus sensibles aux oscillations sont souvent incorporées dans cette boucle comme signal d'entrée : la vitesse, la puissance électrique, la puissance mécanique ou la fréquence. Un PSS dit « classique », présenté Figure 2.8, comporte typiquement deux filtres, un passe haut et un passe bas, un gain, et une compensation de phase avec Θ_{CP} l'angle de compensation (cf. Figure 2.7). Notons que certains PSS, comme les PSS-LMI (avec LMI pour *Linear Matrix Inequalities*) ont une structure différente.

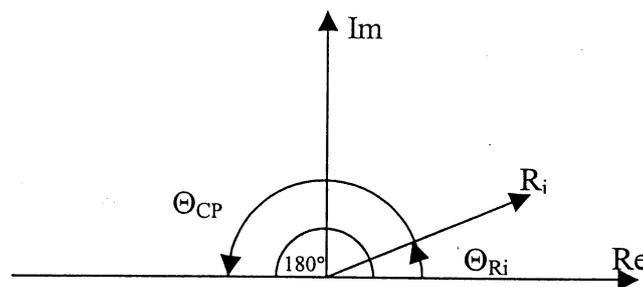


Figure 2.7
Compensation de phase

Les filtres passe-haut et passe-bas sont conçus afin de limiter l'action du correcteur dans la bande de fréquence souhaitée. La compensation de phase, faite par les fonctions avance-retard, est conçue de manière à déplacer le mode d'oscillation instable vers la partie gauche du plan complexe et donc vers la stabilité. Une fois créé, le correcteur est ajouté au régulateur de tension, comme le présente la Figure 2.8. Le réglage d'un correcteur PSS peut s'effectuer par l'utilisation d'une ou de plusieurs techniques : les résidus, la commande robuste, les LMI, etc. Malgré ses limites de performance dans les grands réseaux, ce type de correcteur représente une solution peu coûteuse et facile à mettre en œuvre.

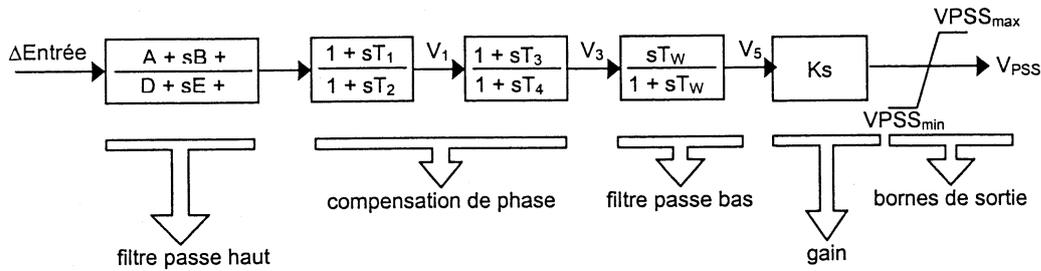


Figure 2.8
PSS « classique »

Notons également qu'un dispositif FACTS (pour *Flexible AC Transmission System*), peut aussi contribuer de manière importante à l'amortissement des oscillations inter-régions ; il s'agit, par exemple, d'un STATCOM (pour *STATIC COMPensator*). Il est constitué de deux boucles : une boucle de régulation de tension et une boucle PSS de régulation de puissance.

Un PSS dit « classique » (celui représenté par la Figure 2.8) comporte un signal d'entrée ($\Delta Entrée$), une compensation de phase (blocs T_1 à T_4), le filtre passe-bas (T_w) et un gain (K_S).

Les équations décrivant ce modèle sont :

$$\dot{V}_{PSS} = \begin{cases} VPSS_{\max} & si \quad \dot{V}_5 \geq VPSS_{\max} \\ \dot{V}_5 & si \quad VPSS_{\max} > \dot{V}_5 > VPSS_{\min} \\ VPSS_{\min} & si \quad \dot{V}_5 \leq VPSS_{\min} \end{cases} \quad (2.29)$$

$$\dot{V}_5 = K_S \dot{V}_3 - \frac{V_5}{T_w} \quad (2.30)$$

$$\dot{V}_3 = \frac{T_3}{T_4} \dot{V}_1 + \frac{V_1 - V_3}{T_4} \quad (2.31)$$

$$\dot{V}_1 = \frac{T_1}{T_2} \Delta \dot{Input} + \frac{\Delta Input - V_1}{T_2} \quad (2.32)$$

$$\Delta Input = \begin{cases} \Delta \omega = \omega_{\text{mach}} - \omega_o \\ \text{ou} \\ \Delta Pa = P_{\text{mech}} - P_{\text{elec}} \end{cases} \quad (2.33)$$

où V_{PSS} est le signal de sortie du correcteur, K_S est le gain du correcteur, T_i sont les constantes de temps du correcteur, V_i sont les variables intermédiaires, et $\Delta Entrée$ est le signal d'entrée du correcteur.

2.1.2.3. Les injecteurs de puissance réactive (ou dispositif FACTS)

• Description générale ([Pas-98])

Les dispositifs FACTS (pour *Flexible AC Transmission System*) ainsi que leurs modèles ne seront pas ici décrits dans leur intégralité étant donnée leur diversité, mais seulement sommairement présentés. Une description complète des modèles de ces correcteurs se trouve dans [Pas-98] et [Amm-00].

Les dispositifs FACTS sont des injecteurs de puissance réactive (mis à part l'UPFC qui injecte également de la puissance active prise en un autre point du réseau). La technologie FACTS utilise l'électronique de puissance et plus particulièrement les systèmes à transistors ou GTO (pour *Gate Turned Off*, soit thyristors à ouverture par gâchette) qui permettent d'obtenir des vitesses de commande supérieures à celles des systèmes mécaniques qui sont encore utilisés et qui ont un niveau de maintenance bien inférieur car les systèmes mécaniques s'usent beaucoup plus rapidement que les systèmes statiques. Les objectifs des dispositifs 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.

De plus, grâce à leur temps de réponse court à des changements dans le réseau, les dispositifs FACTS sont apparus comme des éléments pouvant contribuer à l'amortissement des oscillations de basse fréquence (typiquement les oscillations inter-régions) en remplacement ou en complément des traditionnels stabilisateurs PSS.

Rappelons que l'on peut répartir les dispositifs FACTS en trois grandes catégories :

- **Les dispositifs FACTS de type « shunt »**, comme les **STATCOM** (pour *STATIC COMPensator*, soit les compensateurs statiques d'énergie réactive de type avancé) ; ce sont les plus récents dispositifs FACTS de ce type ; ils remplacent les compensateurs synchrones tournants classiques (mais en plus rapides) ; ils se présentent souvent sous la forme d'un onduleur de tension ; c'est un des dispositifs FACTS qui sera utilisé dans notre étude (cf. Figure 2.9). Il existe une autre sorte de FACTS « shunts » : les **SVC** (pour *Static Var Compensator* soit les compensateurs statiques d'énergie réactive) qui permettent le contrôle de la demande en énergie réactive et de la tension de la ligne grâce à la commutation synchrone de batteries de capacités et d'inductances ; les plus communs sont les CCT (pour *Condensateur Commandé par Thyristor*) et les RCT (pour *Réactance Commandée par Thyristor*) placés en dérivation ; c'est également un des dispositifs FACTS qui sera utilisé dans notre étude (cf. Figure 2.11) ;

- les dispositifs FACTS de type « série », comme les TCSC (pour *Thyristor Controlled Series Capacitor* soit les compensateurs séries contrôlés par thyristor) ; ils permettent de modifier l'impédance des lignes (x) avec une grande flexibilité, ils se constituent souvent d'une réactance série commandée par thyristor en dérivation avec une capacité fixe, placés en série sur la ligne ; Il existe une autre sorte de FACTS « série » : les SPS (pour *Static Phase Shifter* soit les déphaseurs statiques) où des thyristors sont utilisés sur des transformateurs réglables, assurant un contrôle de l'angle de transmission ; ils ont été créés pour remplacer les déphaseurs mécaniques (les « transfo-déphaseurs ») ;
- Les dispositifs FACTS de type « universel », comme les UPFC (pour *Unified Power Flow Controller*, soit les déphaseurs-régulateurs universels), dont le concept est encore plus récent (années 1990) ; il réunit les fonctions compensateur shunt, du compensateur série et du déphaseur ; ils utilisent fréquemment deux onduleurs de tension.

• Les injecteurs de puissance réactive utilisés dans notre étude

Dans notre étude nous allons nous servir du STATCOM et du SVC :

- La Figure 2.9 présente le schéma du STATCOM. C'est un onduleur de tension ou de courant utilisé comme un injecteur de puissance réactive de type shunt raccordé au réseau au niveau du nœud VI. Le schéma simplifié de la commande de l'angle d'attaque α des thyristors de l'onduleur utilisé comme STATCOM est présenté par la Figure 2.10. Pour implanter le STATCOM sous Eurostag [Eur-99], on utilise « le modèle moyen généralisé » dont la présentation détaillée est faite dans [Pas-98] et [Pet-97]. Sur la Figure 2.9, la structure topologique étudiée est la plus courante, le modèle moyen généralisé est déduit de ce modèle. Les pertes de la capacité C sont représentées par la résistance R. Soit V_{dc} la tension du côté continu. En considérant la transformation de Park, appelons I_d et I_q les courants injectés dans le réseau par le STATCOM. L'équation matricielle suivante résume le modèle moyen généralisé du STATCOM.

$$\text{Pour } X = \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ V_{dc} \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L} & -\omega & \frac{2 \cdot \sin \alpha}{\pi \cdot L} \\ \omega & -\frac{R_s}{L} & \frac{2 \cdot \cos \alpha}{\pi \cdot L} \\ \frac{3 \cdot \sin \alpha}{\pi \cdot L} & \frac{3 \cdot \cos \alpha}{\pi \cdot L} & -\frac{1}{R \cdot C} \end{bmatrix} \cdot X + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} V_m \quad (2.34)$$

Avec V_m l'amplitude de la tension au nœud de connexion (« VI » sur la Figure 2.9).

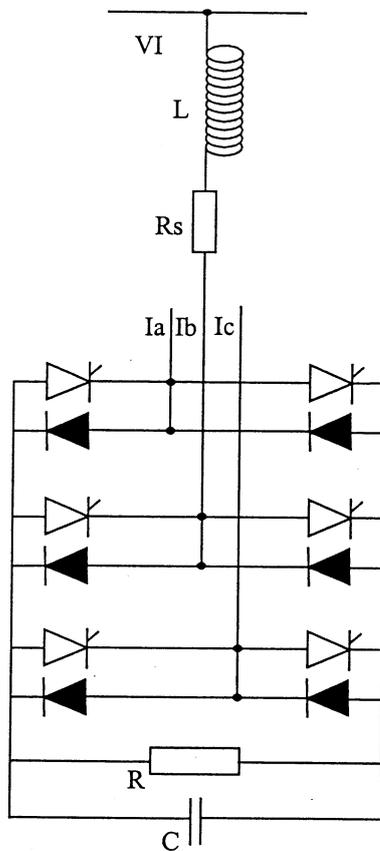


Figure 2.9
Schéma d'un STATCOM

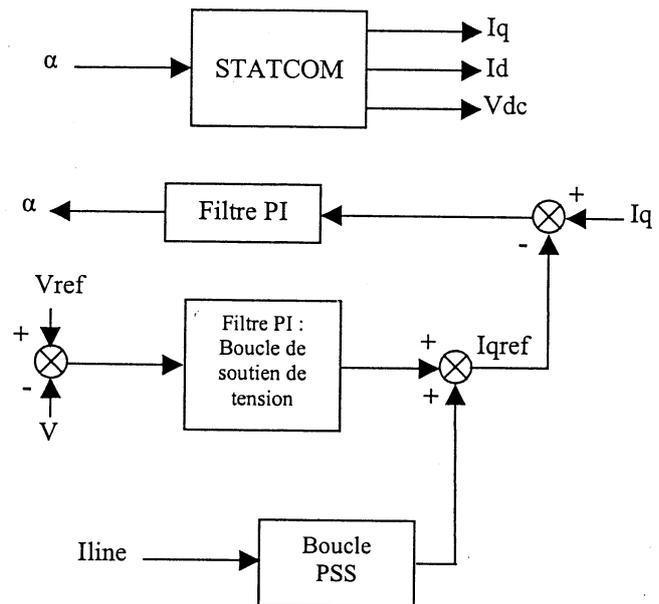


Figure 2.10
Commande d' α

Le contrôle du courant (c'est à dire la détermination de la loi de commande) se fait par le contrôle de I_q , puisque c'est la puissance réactive de sortie du STATCOM que l'on désire contrôler. On s'impose une loi de commande non linéaire et robuste dans le but de contrôler le courant réactif I_q : cette loi de commande est basée sur la théorie de linéarisation par rebouclage exacte (linearization via feedback) [Isi-89]. L'application de cette théorie au STATCOM considéré conduit à l'équation non linéaire (2.35).

$$\sin \alpha = \frac{\pi.L \left(\frac{R_s}{L} I_q + \omega.Id + \frac{dI_q}{dt} \right)}{2.V_{dc}} \quad (2.35)$$

ou la loi de commande concernant I_q est $\frac{dI_q}{dt} = \lambda(I_{qref} - I_q)$ (2.36)

- La Figure 2.11 présente le schéma du SVC. Le modèle utilisé [Eur-99] pour modéliser un SVC correspond à une réactance contrôlée par thyristors placée en dérivation avec une capacité.

La Figure 2.12 présente le diagramme modulaire du modèle du SVC utilisé : il explicite les structures de commande des thyristors.

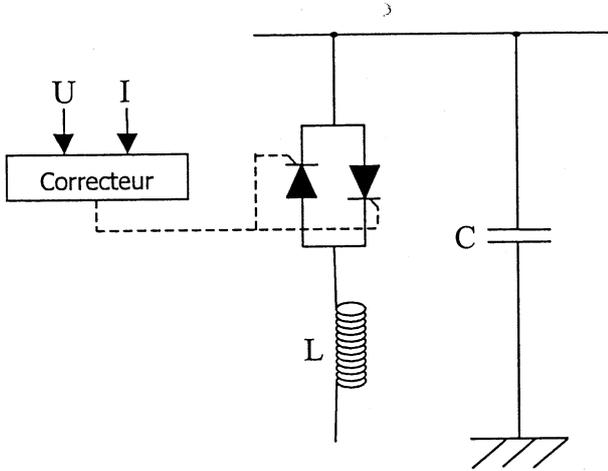


Figure 2.11
Modèle du SVC

(u est la tension aux bornes du SVC
et I le courant injecté par le SVC)

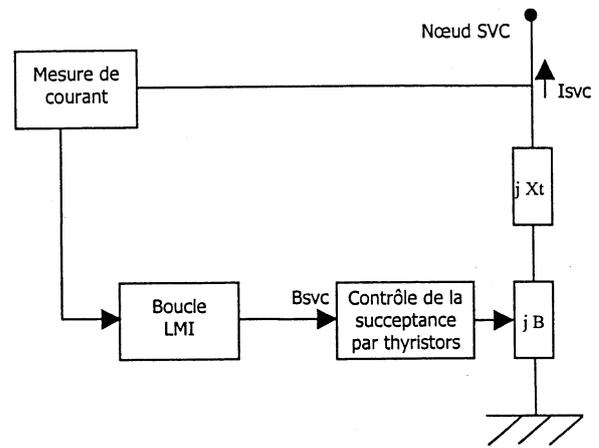


Figure 2.12
Le diagramme modulaire du modèle du SVC

Les équations (2.37) à (2.42) explicitent le calcul de la susceptance B_{svc} équivalente du SVC (la conductance G est nulle) avec V_{svc} la tension au point de raccordement du SVC.

$$B_{SVC} = \begin{cases} Q_{max} = +0.6pu & \text{si } B \geq Q_{max} \\ B & \text{si } Q_{max} > B > Q_{min} \\ Q_{min} = -0.4pu & \text{si } B \leq Q_{min} \end{cases} \quad (2.37)$$

L'équation (2.37) correspond aux limites de commande du SVC. Ici la susceptance n'est commandable que pour un certain intervalle de valeur.

$$B = \left(\frac{1 - T_1 s}{1 + T_1 s} \right) * u \quad (2.38)$$

Avec u la sortie du correcteur LMI décrit par $u = -K(y)$ (cf. (3.12)). Ce retard correspond au retard dû à la commande des thyristors. L'entrée y du correcteur LMI se calcule par (2.39) :

$$y = V_c - V_{svc} - V_2 \quad (2.39)$$

avec V_c la tension de consigne pour le nœud de raccordement du SVC, et

$$V_2 = \left(\frac{V_1 - 1}{T_{ml}(s+1)} \right) \quad (2.40)$$

$$\text{pour } V_1 = X_{sl} * I_{svc} \quad (2.41)$$

En remplaçant l'expression de I_{svc} dans (2.41) nous obtenons :

$$V_1 = X_{sl} * B_{svc} * \left(\frac{V_{svc} - 1}{T_{ml}(s+1)} \right) \quad (2.42)$$

avec V_1 la tension aux bornes du SVC (aux bornes de l'impédance équivalente X_{sl} de cet injecteur de puissance réactive). L'équation (2.40) est un « lissage » de la mesure de tension V_1 . Notons à titre indicatif les valeurs $X_{sl} = 5 \cdot 10^{-3}$ pu, $T_{m1} = 4 \cdot 10^{-3}$ s, et $T_1 = 2 \cdot 10^{-3}$ s.

2.2. Théorie des petits signaux ([Kun-94], [Sny-99], [Pas-98])

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté les différentes équations différentielles qui décrivent les dynamiques des différentes parties des réseaux. Cependant ces équations sont non-linéaires et nombreuses. Leur manipulation directe est donc très complexe, voire impossible pour un réseau de plus d'une à deux machines. Pour autoriser une analyse modale des réseaux ainsi que le dimensionnement de correcteurs, nous allons linéariser ces équations différentielles non-linéaires autour d'un point de fonctionnement. Le modèle ainsi obtenu aura une certaine validité dans le « voisinage » de ce point de fonctionnement. Nous allons pouvoir linéariser les modèles non-linéaires avec la théorie « des petits signaux ».

Pour modéliser les grands réseaux électriques, on utilise souvent un modèle de comportement dynamique appelé « représentation d'état ». Ce modèle mathématique fait l'hypothèse de comportements linéaires, ce qui exclut toute éventuelle saturation. A partir de ce modèle, on calcule un jeu de valeurs qui fournit l'information concernant la stabilité locale du système représenté ainsi que l'information concernant la performance en régime permanent autour d'un point de fonctionnement.

On reprend le modèle non linéaire du réseau électrique donné à partir de 2.1. sous la forme de n équations différentielles non linéaires du type :

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.43)$$

où n représente l'ordre du système et r le nombre d'entrées. Si les champs de vecteurs d'état ne dépendent pas explicitement du temps, on peut écrire $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$, où n représente l'ordre du système et r le nombre d'entrées et \mathbf{x} , \mathbf{u} et \mathbf{f} sont des vecteurs colonnes donnés par :

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}.$$

Le vecteur d'état \mathbf{x} contient les variables d'état du réseau, le vecteur \mathbf{u} contient les "entrées" du réseau et $\dot{\mathbf{x}}$ représente la dérivée des variables d'état par rapport au temps. L'équation exprimant la relation entre les sorties du réseau \mathbf{y} et les entrées et variables d'état est souvent décrite par

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{u}, \mathbf{x}).$$

Le comportement d'un réseau électrique au voisinage d'un point de fonctionnement \mathbf{x}_0 et \mathbf{u}_0 est donné par la représentation d'état linéaire de la forme suivante :

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (2.44)$$

$$\text{où } \mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

et

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.45)$$

$$\text{où } \mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

avec

$\Delta \mathbf{x}$: le vecteur d'état de dimension ' n ' ;

$\Delta \mathbf{u}$: le vecteur des variables d'entrée de dimension ' r ' ;

$\Delta \mathbf{y}$: le vecteur des variables de sortie de dimension ' m ' ;

\mathbf{A} : la matrice d'état de dimension ' $n \times n$ ' ;

\mathbf{B} : la matrice des variables d'entrée de dimension ' $n \times r$ ' ;

\mathbf{C} : la matrice des variables de sortie de dimension ' $m \times n$ ' ;

\mathbf{D} : la matrice de dimension ' $m \times r$ ' définissant la dépendance des valeurs d'entrée par rapport aux variables de sortie ;

' n ' : l'ordre du système ;

' r ' : le nombre d'entrées ;

' m ' : le nombre de sorties.

où

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0 \quad (2.46)$$

$$\Delta y = y - y_0 \quad (2.47)$$

$$\Delta u = u - u_0 \quad (2.48)$$

Une fois que le réseau est décrit par le système (2.44) et (2.45), un calcul de sa stabilité locale peut être fait. Pour commencer, les valeurs propres λ_i de la matrice \mathbf{A} sont déterminées par la solution non unitaire de l'équation suivante :

$$\mathbf{A}\Phi = \lambda\Phi \quad (2.49)$$

où Φ : vecteur ' $n \times 1$ '

Les ' n ' solutions non triviales de

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (2.50)$$

fournissent les valeurs propres ($\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$) de la matrice \mathbf{A} . Ces valeurs sont réelles ou complexes. Si les coefficients de la matrice \mathbf{A} sont réels, les valeurs propres complexes sont conjuguées (c'est-à-dire de la forme $\sigma \pm j\omega$).

2.2.1. Stabilité du système

Le système est dit stable si et seulement si toutes les valeurs propres se situent dans la partie gauche du plan complexe (c'est à dire à partie réelle < 0). Le système satisfait alors le critère de Routh-Hurwitz. D'autres techniques d'évaluation de la stabilité incluent le critère (semi-graphique) de Nyquist et la méthode du diagramme de Bode.

La fréquence et le taux d'amortissement de chaque mode d'oscillation sont des informations également très intéressantes. La fréquence d'un mode $\lambda = \sigma \pm j\omega$ est :

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.51)$$

et le taux d'amortissement ζ est calculé par l'équation :

$$\zeta = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.52)$$

Le mode oscillatoire correspondant à la valeur propre λ sera dit " amorti " si $\xi > 0$ (ce qui signifie que les oscillations seront exponentiellement décroissantes), et si $\xi < 0$ le mode sera dit " instable ", ce qui signifie que les oscillations seront exponentiellement croissantes jusqu'à ce qu'une variable atteigne la saturation.

2.2.2. Vecteurs propres et matrices modales

Pour n'importe quelle valeur propre λ_i , un vecteur Φ_i avec n colonnes qui satisfait la relation

$$\mathbf{A}\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (2.53)$$

est appelé “ vecteur propre de droite ” de la matrice \mathbf{A} associé à la valeur propre λ_i . De la même façon, un vecteur Ψ_i avec n lignes satisfaisant la relation

$$\Psi_i\mathbf{A} = \lambda_i\Psi_i \quad (2.54)$$

est appelé “ vecteur propre de gauche ” de la matrice \mathbf{A} associé à la valeur propre λ_i . Avec ces vecteurs, deux matrices modales peuvent être décrites de la façon suivante :

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n] \quad (2.55)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \dots \quad \Psi_n^T]^T \quad (2.56)$$

où la matrice modale à droite Φ contient les vecteurs propres de droite et la matrice modale à gauche Ψ contient les vecteurs propres de gauche. Une troisième matrice Λ qui contient les valeurs propres sur sa diagonale nous permet d'écrire sous forme compacte les relations (2.53) et (2.54) :

$$\mathbf{A}\Phi = \Phi\Lambda \quad (2.57)$$

$$\Psi\Phi = \mathbf{1} \quad (2.58)$$

Une fois que les modes oscillatoires sont identifiés et que les matrices modales sont déterminées, une analyse modale est utilisée afin de connaître les modes électromécaniques. Ces derniers sont les plus significatifs pour les modes inter-régions dans les réseaux interconnectés. Par la détermination des *facteurs de participation* ainsi que leur *forme*, les modes électromécaniques seront identifiés comme étant du type local ou inter-régions. Les indices de *commandabilité*, *observabilité* et les *résidus* seront aussi exploités.

2.2.3. Facteurs de participation

Une matrice de participation \mathbf{P} est définie par :

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \quad \mathbf{p}_2 \quad \dots \quad \mathbf{p}_n] \quad (2.59)$$

avec

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i}\Psi_{i1} \\ \Phi_{2i}\Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni}\Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

où Φ_{ki} est l'élément de la $k^{\text{ième}}$ ligne et de la $i^{\text{ième}}$ colonne de la matrice modale Φ , et Ψ_{ik} est l'élément de la $i^{\text{ième}}$ ligne et de la $k^{\text{ième}}$ colonne de la matrice modale Ψ . L'élément $p_{ki} = \Phi_{ki}\Psi_{ik}$ est appelé facteur de participation. Il nous permet de mesurer la participation relative de la $k^{\text{ième}}$ variable d'état au $i^{\text{ième}}$ mode d'oscillation et vice-versa.

Les facteurs de participation nous seront utiles pour identifier les variables "participants" à un mode oscillatoire donné.

2.2.4. Forme modale

Il est possible de définir un ensemble de variables d'état par un vecteur \mathbf{z} . Ce vecteur est lié au vecteur d'état $\Delta\mathbf{x}$ par la relation :

$$\Delta\mathbf{x} = \Phi\mathbf{z} \quad (2.61)$$

Une fois cette transformation effectuée, la réponse d'une variable d'état Δx_k est visible dans le $i^{\text{ième}}$ mode du vecteur propre à droite Φ . Cette réponse est appelée la "forme modale" pour ce mode oscillatoire.

2.2.5. Commandabilité et observabilité

Le système a été représenté précédemment par les équations (2.44) et (2.45). En utilisant la variable \mathbf{z} définie par l'équation (2.61), nous obtenons

$$\Phi \frac{\partial \mathbf{z}}{\partial t} = \mathbf{A}\Phi\mathbf{z} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u} \quad (2.62)$$

$$\Delta\mathbf{y} = \mathbf{C}\Phi\mathbf{z} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u} \quad (2.63)$$

Ces équations peuvent être réécrites sous la forme

$$\dot{\mathbf{z}} = \Lambda\mathbf{z} + \mathbf{B}'\Delta\mathbf{u} \quad (2.64)$$

$$\Delta\mathbf{y} = \mathbf{C}'\mathbf{z} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u} \quad (2.65)$$

avec les matrices \mathbf{B}' et \mathbf{C}' définies par

$$\mathbf{B}' = \Phi^{-1}\mathbf{B} \quad (2.66)$$

$$\mathbf{C}' = \mathbf{C}\Phi \quad (2.67)$$

et $\Lambda = \Phi^{-1}\mathbf{A}\Phi$ la matrice de Jordan associée à \mathbf{A} . En examinant les équations (2.64) et (2.65), si la $i^{\text{ième}}$ ligne de la matrice \mathbf{B}' est composée de valeurs nulles, alors les entrées n'ont aucune action sur le $i^{\text{ième}}$ mode. Dans un tel cas, le $i^{\text{ième}}$ mode est dit "non commandable". Toujours à partir des équations (2.64) et (2.65), nous pouvons observer que la $i^{\text{ième}}$ colonne de la matrice \mathbf{C}'

indique si la variable z_i intervient sur les variables de sortie. Quand les valeurs de ce vecteur colonne ont des valeurs nulles, le mode correspondant est dit “ non observable ”.

Toujours à partir de (2.66) et (2.67), la matrice \mathbf{B}' de dimension ‘ $n \times r$ ’ est appelée la *matrice de commandabilité* où chacun des éléments $\mathbf{B}'(i,j)$ est considéré comme le facteur de commandabilité du mode λ_i par le signal u_j . La matrice \mathbf{C}' de dimension ‘ $m \times n$ ’ est appelée la *matrice d’observabilité* où chacun des éléments $\mathbf{C}'(i,j)$ est considéré comme le facteur d’observabilité du mode λ_i par le signal y_j .

Dans le cadre de correcteurs ayant des signaux lointains, le choix des variables d’entrée sera conduit à partir des normes des observabilités des différentes variables candidates. Et pour l’implantation d’un correcteur, le choix sera fait à partir des normes des commandabilités de la variable de sortie du même correcteur placé dans les différents lieux candidats.

2.2.6. Résidus

La sensibilité R_i d’une valeur propre λ_i par rapport aux signaux d’entrée ($\Delta P_{SS_{in}}$) et de sortie (ΔV_{PSS}) d’un correcteur PSS, par exemple, peut être décrite comme suit :

$$|R_i| \arg(\Theta_{Ri}) = \frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = B_{i,\Delta V_{PSS}} C_{i,\Delta P_{SS_{in}}} \quad (2.68)$$

Cette sensibilité est appelée résidu de la valeur propre λ_i . Une représentation de ce facteur est donnée sur la Figure 2.13, nous y voyons, dans le plan complexe, le facteur de sensibilité R_i , son déphasage Θ_{Ri} et l’angle de compensation de phase Θ_{CP} . Le travail consiste à trouver la compensation nécessaire pour créer l’angle de trajectoire de la valeur propre égale à 180° en agissant sur les valeurs avance-retard, puis à trouver un gain qui peut maximiser l’effet du correcteur à un moment donné. Cette méthode s’appelle la méthode de dimensionnement de correcteurs “ par résidus ”.

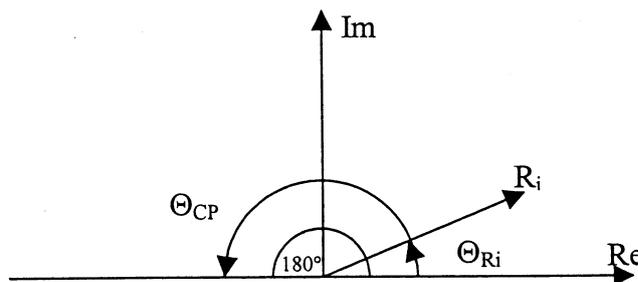


Figure 2.13 :
Résidu d’une valeur propre

2.2.7. Linéarisation des équations d'état

Une fois que toutes les équations d'état non-linéaires sont décrites, nous devons les linéariser pour un point de fonctionnement, afin d'obtenir leurs formes finales pour nos études de stabilité et pour les simulations dynamiques. En même temps que la linéarisation, nous éliminons les variables et les équations algébriques qui ne font pas partie du système d'équations d'état. Le modèle d'état comprend les équations des alternateurs. La translation entre les coordonnées de l'alternateur (d, q) et les coordonnées du réseau (R, I) est faite, entre autres avec la relation :

$$\begin{bmatrix} V_R \\ V_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (2.69)$$

où V_R et V_I sont les composantes réelles et imaginaires de la référence réseau, et θ l'angle entre les deux références. Le jeu complet des équations d'une machine sous forme matricielle est :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\lambda}_f \\ \Delta \dot{\lambda}_D \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q1} \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q2} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ 0 & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ 0 & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_f \\ \Delta \lambda_D \\ \Delta \lambda_{Q1} \\ \Delta \lambda_{Q2} \\ \Delta \omega \\ \Delta \theta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & b_{12} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ b_{51} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta EFD \end{bmatrix} \quad (2.70)$$

Des précisions sur la linéarisation des équations d'état sont présentées en ANNEXE B.

Notons que la mise en œuvre de la théorie des petits signaux, en pratique, a été réalisée avec deux logiciels :

- 1- le logiciel de simulation dynamique des réseaux, nommé Eurostag [Eur-99], permet une linéarisation du réseau. Ce logiciel va fournir pour un instant donné et un point de fonctionnement donné les matrices **A**, **B**, **C** et **D** (correspondant à (2.44) et (2.45)) ; notons que pour que cette linéarisation soit représentative de l'état du réseau, les dynamiques des variables du réseau doivent être faibles (c'est à dire que les variations de toutes les variables par rapport au temps ne doivent pas être trop importantes) ;
- 2- le logiciel de calculs mathématiques Matlab [Mat-95] va ensuite " charger " les matrices **A**, **B**, **C** et **D** exportées par Eurostag, et effectuera les calculs comme les calculs de valeurs propres, des facteurs de participation, des résidus, des observabilités, des commandabilités des différents modes.

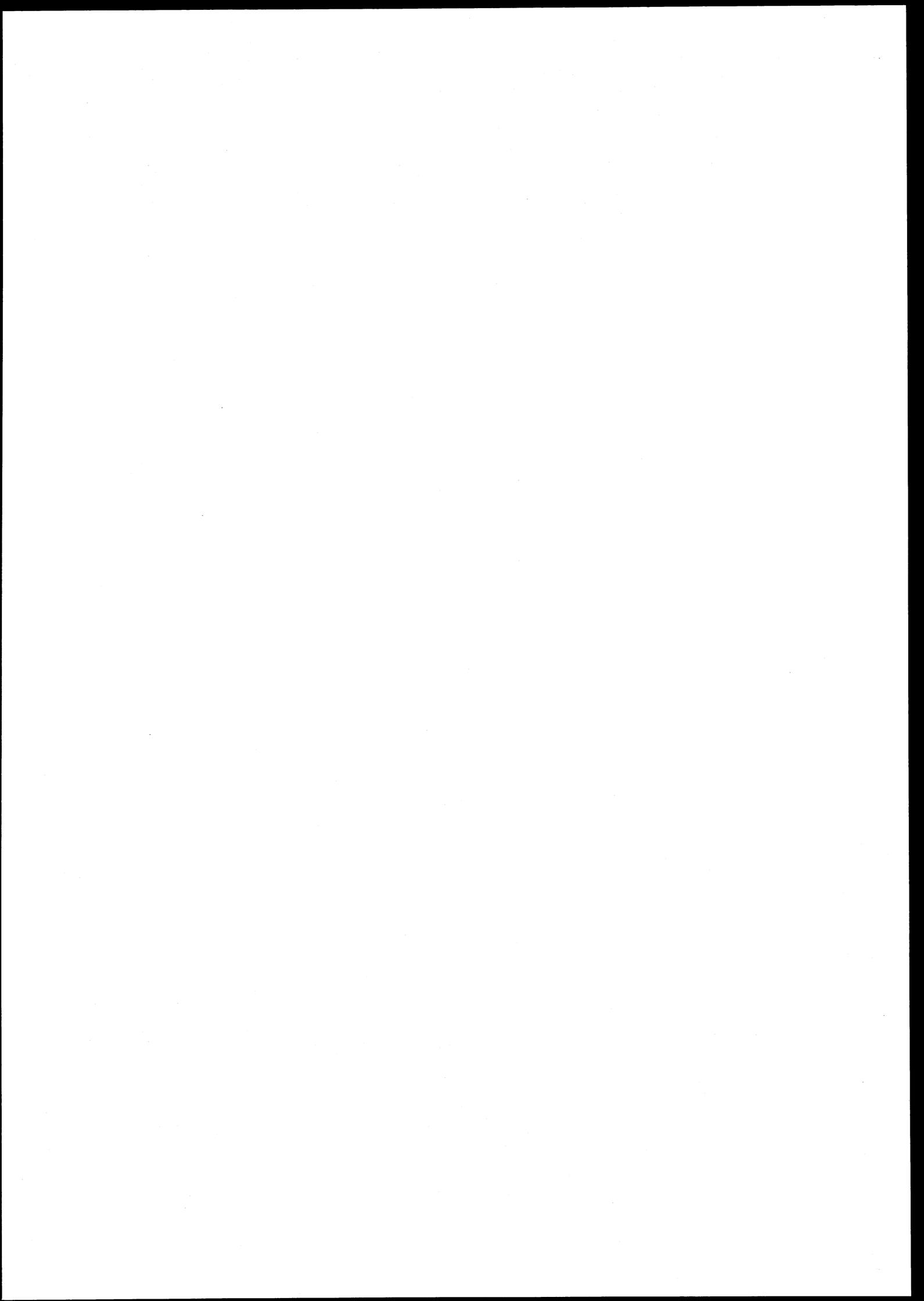
Les logiciels Eurostag et Matlab sont présentés en ANNEXE C.

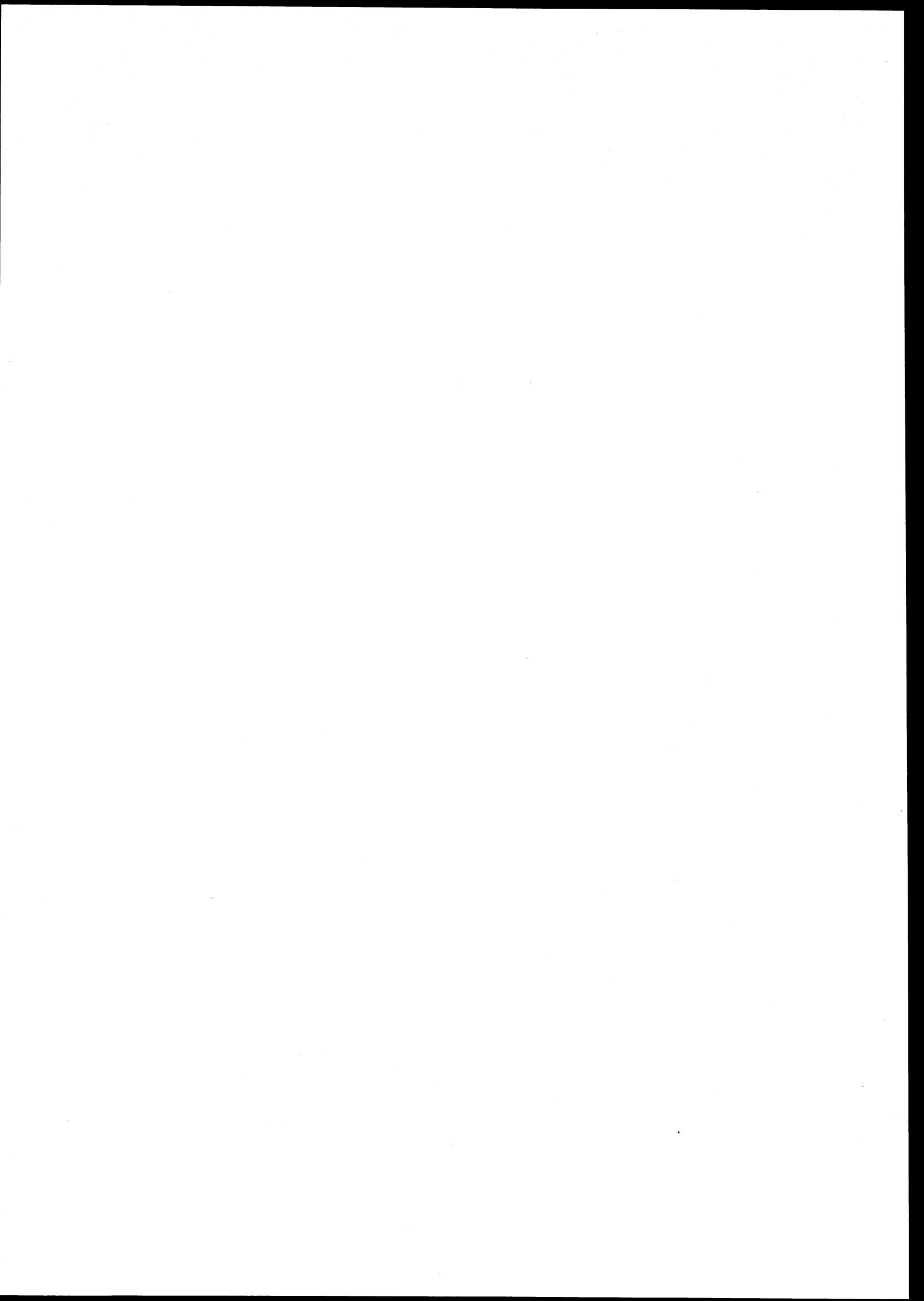
La théorie des petits signaux est particulièrement utile pour étudier non seulement les caractéristiques d'un réseau, pour définir le(s) mode(s) critique(s), c'est à dire les modes les moins bien amortis, les variables ou les générateurs qui y sont associés, mais aussi pour l'étude de l'implantation de correcteurs en permettant de définir le choix de l'emplacement et des signaux d'entrée, même si le correcteur n'est pas dimensionné par une méthode qui utilise la théorie des petits signaux (comme les méthodes non-linéaires par exemple).

2.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons dans un premier temps décrit les différentes parties constituantes d'un réseau, et présenté les équations mathématiques qui permettent de les modéliser. Nous avons ensuite fait de même pour les correcteurs qui nous intéresseront par la suite.

Mais ces équations sont généralement non linéaires et donc difficiles à manipuler. C'est pourquoi, dans un second temps, grâce à la théorie des petits signaux, nous avons développé des outils mathématiques qui permettent la linéarisation de ces équations autour d'un point de fonctionnement.





CHAPITRE III

... où les principales façons de dimensionner les correcteurs sont présentées.

Les Méthodes de dimensionnement des correcteurs

Dans ce chapitre, nous développerons les principales méthodes que nous utilisons pour dimensionner les correcteurs qui ont été présentés dans le chapitre précédent. Nous verrons dans un premier temps des notions générales sur le dimensionnement des correcteurs. Ensuite, nous présenterons une méthode linéaire classique : la méthode des « résidus », une méthode linéaire avancée : la méthode « LMI », et enfin une méthode non-linéaire dite « de Lyapunov ».

Notons que ces techniques se séparent en deux grandes parties : les méthodes linéaires qui nécessitent la théorie des petits signaux, et les méthodes non-linéaires qui ne nécessitent pas la théorie des petits signaux.

3.1. Généralités sur les méthodes de dimensionnement des correcteurs

Les correcteurs sont utilisés, dans notre étude, pour augmenter la stabilité du réseau. Il existe différents types de stabilité dans le domaine de fréquence qui nous intéresse (0.1 à 100 Hz) :

- la stabilité angulaire, les angles internes δ de tous les générateurs (qui sont des machines synchrones) doivent être $< \pi/2$, sinon le générateur correspondant à un $\delta > \pi/2$ « s'emballe » ;
- la stabilité en tension est assurée si le point d'équilibre est en deçà du point de bifurcation « Hopf » et du point de « selle » où la tension s'effondre.

La stabilité visée dans nos travaux est la stabilité angulaire qui est celle relative aux oscillations inter-régions et aux interactions de régulation.

Le mode d'oscillation inter-régions est fréquemment, dans nos cas d'étude, le mode critique (c'est à dire le mode le moins amorti) ; il est même parfois instable sans la présence d'un correcteur. Pour se représenter l'action des correcteurs, il est utile de visualiser pour un point de fonctionnement donné, en suivant la théorie des petits signaux, les valeurs propres de la matrice d'état du réseau dans le plan complexe. En effet, rappelons que selon le critère de Routh-Hurwitz les modes d'oscillations sont stables si et seulement si les parties réelles des valeurs propres sont strictement négatives. Un correcteur performant effectuera donc une translation vers la gauche la plus grande possible, des valeurs propres se trouvant les plus à droite du plan complexe. Un exemple de cette translation est présenté par la Figure 3.1 : les croix bleues représentent les

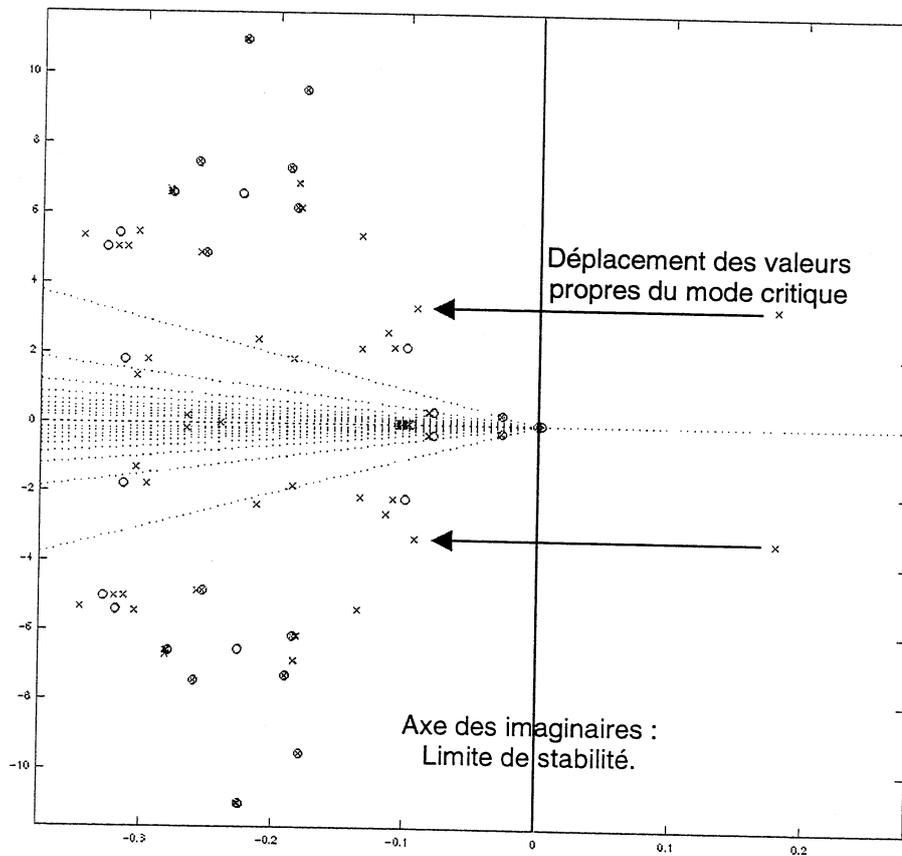


Figure 3.1

Principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros) sans correcteur (en bleu) puis avec le correcteur (en vert)

valeurs propres (ou encore « pôles ») de la matrice d'état A du réseau sans correcteur, et les croix vertes représentent les valeurs propres de la matrice d'état A' du réseau avec correcteur. Les flèches indiquent la translation des valeurs propres du mode critique. Rappelons également que d'après la théorie des petits signaux, le réseau sans correcteur est décrit par :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx + Du \end{cases} \quad (3.1)$$

et le réseau avec le correcteur par :

$$\begin{cases} \dot{x} = A'x + B'u \\ y = C'x + D'u \end{cases} \quad (3.2)$$

avec la matrice K représentant le correcteur qui relie la (les) sortie(s) du correcteur u et son (ses) entrée(s) y par $u=K.y$ (notons que dans la littérature l'on écrit aussi bien « $u= K.y$ » que « $u= -K.y$ », les éléments de la matrice K étant multipliés par -1 pour passer d'une écriture à l'autre), la relation entre A et A' est :

$$A'=A+BKC \quad (3.3)$$

Le but du dimensionnement du correcteur est de trouver \mathbf{K} tel que la matrice \mathbf{A}' ait des valeurs propres les plus à gauche possible du plan complexe. Le taux d'amortissement d'un mode oscillatoire - notion introduite par la théorie des petits signaux - est un outil particulièrement intéressant pour quantifier la stabilité d'un mode d'oscillation. Plus le taux d'amortissement ξ d'une valeur propre est élevé et mieux il est amorti. Et parce qu'il tient aussi compte du déplacement des valeurs propres selon l'axe des imaginaires purs, cet outil qui sera privilégié par la suite.

Les critères examinés pour l'instant correspondent à la performance d'un correcteur. La robustesse est également importante : la performance du correcteur doit être assurée pour une plage de points de fonctionnement la plus grande possible. Le travail de dimensionnement doit tenir compte du compromis à faire entre les deux caractéristiques (performance/robustesse) de tout correcteur.

Nous allons maintenant voir les deux grands types de méthodes de dimensionnement qui sont les méthodes linéaires et les méthodes non-linéaires.

3.2. Méthode linéaire classique : la méthode des Résidus

Cette technique de dimensionnement est historiquement la plus ancienne parmi celles que nous utilisons. Elle a d'abord été développée pour les PSS (pour *Power System Stabilizer*). Cette méthode est l'une des plus simple à mettre en œuvre, mais elle ne cible qu'un seul mode à la fois (le mode « cible », en général le mode le moins amorti) et n'est dimensionnée qu'à partir d'un unique point de fonctionnement du réseau. Elle ne garantit aucun amortissement des modes autres que celui du mode critique et ne garantit, avant tests, aucun critère de robustesse. Néanmoins cette méthode donne des correcteurs relativement robustes pour des points de fonctionnement « voisins » de celui pour lequel ils ont été dimensionnés.

La tâche principale d'un PSS est de donner un couple d'amortissement en phase avec le mode d'oscillation dans le réseau ou, dans le cas d'une oscillation locale, en phase avec la machine concernée. Pour cela, la compensation de phase d'oscillation est indispensable. Cette compensation est représentée par les blocs avance-retard (ceux qui contiennent les grandeurs τ_1 - τ_4) présentés sur la Figure 3.2. Le gain du PSS : K_s est aussi représenté, ainsi que le filtre passe haut (bloc T_w). Pour éviter que la réponse du correcteur ne soit trop lente, le PSS n'agit pas sur la régulation de la vitesse d'une machine, qui est réglée par la distribution de vapeur. Le signal de sortie du PSS est injecté dans le régulateur de tension de la machine (appelé AVR pour

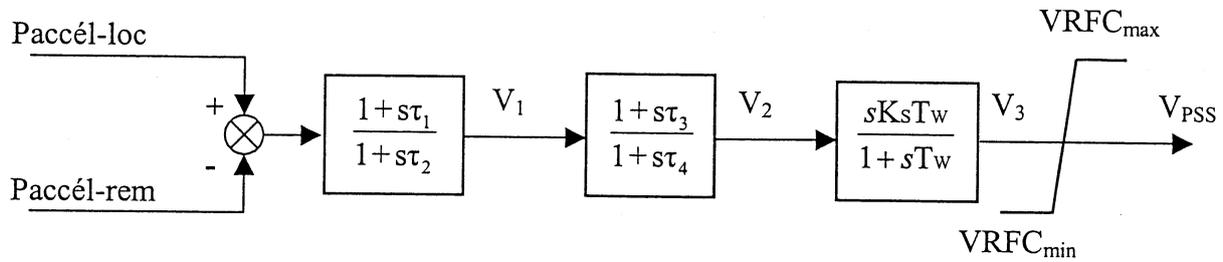


Figure 3.2
Correcteur RFC à deux entrées

Automatic Voltage Regulator), qui agit sur la tension d'excitation. Cette intervention permet de compenser la phase de l'oscillation quel que soit son réglage.

Le réglage consiste à trouver une bonne compensation de phase qui reste valide pour la plus grande plage de points de fonctionnement possible du réseau (robustesse). Ce réglage doit donc être efficace et robuste. Une grande variété de méthodes de réglage des PSS a été conçue et appliquée dans les réseaux de par le monde [Lar1-81, Lar2-81, Lar3-81]. Ces méthodes ont chacune leur propre détermination de la compensation de phase, quelle que soit la configuration de la machine et la topologie du réseau.

Le résidu du mode cible (c'est à dire le mode à amortir en priorité) est le produit des valeurs d'observabilité et de commandabilité du mode critique. Le système, représenté sous la forme de matrices d'état, est construit en utilisant les grandeurs d'entrées et de sorties désirées. Une fois que les matrices B et C sont connues, les facteurs de commandabilité et d'observabilité sont calculés (cf. la théorie des petits signaux en 2.2.). Chaque facteur est décrit par son propre signal, commandabilité : $\text{cont } ij$ et observabilité : $\text{obs } ij$.

La sensibilité R_i de la valeur propre par rapport aux signaux d'entrée et de sortie d'un correcteur peut être décrite ainsi : $R_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = \text{cont } ij * \text{obs } ij$.

Cette sensibilité est nommée le résidu R_i de la valeur propre λ_i . Située dans le plan complexe, nous voyons donc le facteur de sensibilité R_i , son déphasage Θ_{Ri} et l'angle de compensation de phase Θ_{CP} (cf. Figure 3.3). Le travail consiste à trouver la compensation nécessaire pour créer

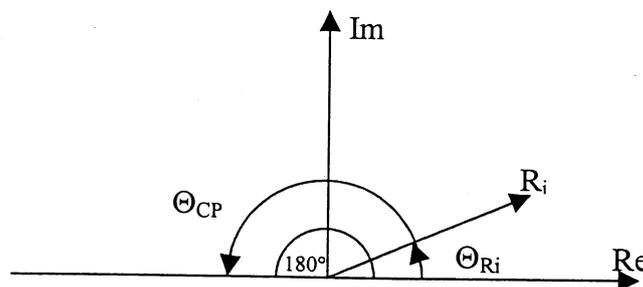


Figure 3.3
Résidu d'une valeur propre

l'angle de trajectoire de la valeur propre égale à 180° en agissant sur les valeurs avance-retard, puis à trouver un gain qui peut maximiser l'effet du correcteur à un moment donné.

La fonction de transfert d'un correcteur dimensionné par résidus s'écrit :

$$G_j(s) = k_j \left(\frac{1 + s.\tau_1}{1 + s.\tau_2} \right)^p \left(\frac{s.T_\omega}{1 + s.T_\omega} \right) \left(\frac{1}{(1 + s.T_1) * \dots * (1 + s.T_n)} \right) \quad (3.4)$$

avec k_j : le gain (réel) du correcteur ; il quantifie la portée de l'action du correcteur ;

$\left(\frac{1 + s.\tau_1}{1 + s.\tau_2} \right)^p$: la fonction de déphasage ;

$\left(\frac{s.T_\omega}{1 + s.T_\omega} \right)$: le filtre « washout » qui élimine une éventuelle composante continue ;

$\left(\frac{1}{(1 + s.T_1) * \dots * (1 + s.T_n)} \right)$: le filtre passe-bas qui élimine les hautes fréquences, qui ne sont pas concernées.

On applique ensuite la méthodologie du dimensionnement par les résidus, qui se décompose en quatre étapes :

-1 : Dimensionnement du filtre « washout » ; nous prenons généralement $T_\omega = 5s$ [Yan-97].

-2 : Dimensionnement du filtre passe-bas ; ce filtre doit laisser « passer » les harmoniques de fréquence proche de celle du mode cible (de fréquence ω_c), nous devons avoir $T_i \ll \frac{2\pi}{\omega_c}$; en pratique, on prend souvent $n=1$ et $T_1 = 0.02s$ [Yan-97].

-3 : Dimensionnement du filtre de « déphasage », le déphasage total à fournir (Θ_{CP}) est calculé à partir des résidus du mode critique. La Figure 3.3 indique dans le plan complexe le facteur de sensibilité R_i , son déphasage Θ_{Ri} et l'angle de compensation de phase Θ_{CP} . Le travail consiste à trouver la compensation nécessaire pour créer l'angle de trajectoire de la valeur propre égale à 180°, entre les variables d'entrée et de sortie du correcteur, en agissant sur les valeurs du filtre de « déphasage ». Notons que l'on préférera un signal d'entrée donnant pour différents points de fonctionnement des résidus du mode critique dont l'argument (Θ_{Ri}) est compris dans une plage angulaire n'excédant pas 90°.

Pour déterminer τ_1, τ_2 et p [Yan-97], nous calculons d'abord :

$$\alpha = \frac{1 - \sin\left(\frac{\Theta_{CP}}{p}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\Theta_{CP}}{p}\right)} \quad (3.5)$$

$$\text{Puis } \tau_1 = \frac{1}{\omega_c \sqrt{\alpha}} \text{ et } \tau_2 = \alpha \cdot \tau_1 \quad (3.6)$$

p étant choisi de manière à ce que chaque sous filtre ne crée pas un déphasage supérieur à 60° .

-4 : Dimensionnement du gain : on estime le gain maximal (k_{j_max}) pour lequel les réponses du système restent linéaires, puis l'on prend $k_j = 30\% \cdot k_{j_max}$. Sachant que plus k_j sera élevé et plus le correcteur aura une action importante (et également, plus le gain est grand et plus il y aura de possibilités d'interactions entre le correcteur et d'autres dispositifs du réseau [Pas-98]). De même, plus le gain est élevé et plus il y aura de risques de saturation à la sortie du correcteur.

L'application de cette méthode au dimensionnement d'une boucle de régulation de puissance d'un dispositif FACTS (pour *Flexible AC Transmission System*) se réalise de la même manière.

Et, l'application du réglage d'un RFC (pour *Remote Feedback Controller*, c'est à dire un PSS utilisant des signaux lointains) par résidus se fait également selon cette procédure : le réglage d'un correcteur qui contient des signaux lointains peut être fait de la même manière qu'un correcteur classique. Mais le placement du correcteur dans le réseau ne se fait cette fois plus en fonction du résidu (pour un correcteur local, nous prendrons le générateur ayant le résidu le plus grand en norme), mais nous plaçons le PSS/RFC sur le générateur ayant la plus grande commandabilité du mode cible (en norme), et le signal d'entrée choisi est celui qui a la plus grande observabilité (en norme toujours).

3.3. Méthode LMI : la méthode des Inégalités Matricielles Linéaires

3.3.1. Présentation générale de la méthode LMI

Avec la méthode des résidus, nous avons vu que seuls l'observabilité et la commandabilité du mode cible étaient nécessaires. La méthode LMI (pour *Linear Matrix Inequalities*) est l'une des méthodes linéaires les plus récentes et les plus performantes ; elle prend en compte toutes les dynamiques du réseau et nécessite donc la connaissance des matrices **A**, **B**, **C** et **D** (correspondant à (2.44) et (2.45)).

La procédure de dimensionnement, dans sa globalité, est la suivante [Yu-98] :

- création du modèle complet du réseau (c'est à dire des matrices **A**, **B**, **C** et **D**) avec le logiciel Eurostag [Eur-99], comprenant éventuellement le correcteur avec la boucle à dimensionner (dans ce cas, la boucle possède un gain nul) ;
- analyse des petits signaux du modèle complet et détermination des modes critiques à partir du calcul des valeurs propres ;
- sélection des entrées et sorties du correcteur à partir du calcul de la norme de l'observabilité et de la commandabilité des différentes variables (on retiendra les signaux ou les lieux aux plus grandes normes, respectivement) ;
- réduction du modèle complet au modèle réduit avec Matlab, afin de faciliter la tractabilité des calculs ;
- comparaison du modèle complet et du modèle réduit au niveau des réponses fréquentielles pour les modes critiques ;
- calcul d'un correcteur avec les techniques LMI sous Matlab ;
- implantation du correcteur sous Eurostag pour le valider.

La méthode LMI procède au réglage d'un correcteur de manière itérative et non-analytique, en imposant des critères sur sa performance et sa robustesse sous les contraintes LMI [Yos-98]. Il faut noter que suivant la théorie de la commande robuste, l'approche LMI traite aussi les incertitudes dynamiques et paramétriques du modèle. Ces incertitudes sont traitées pour modéliser les paramètres inconnus qui ne seraient pas pris en compte, ainsi que les phénomènes non-linéaires.

On peut utiliser une structure de commande LMI avec boucle de retour de sortie « multi-objectifs » [Yu-98]. Ce modèle a l'avantage de pouvoir traiter plusieurs objectifs à la fois (cf. Figure 3.4).

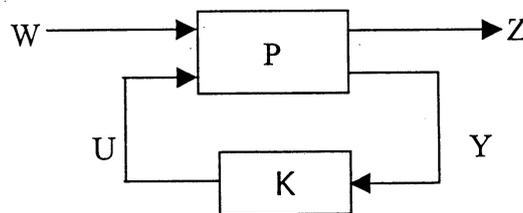


Figure 3.4
Schéma du problème multi-objectifs

La structure correspondante du système avec le correcteur (avec bouclage dynamique) est, avec W les entrées exogènes et Z les sorties critiques [Yos-98] :

$$\begin{bmatrix} Z(s) \\ Y(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11}(s) & P_{12}(s) \\ P_{21}(s) & P_{22}(s) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} W(s) \\ U(s) \end{bmatrix} \quad \text{avec } P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix}$$

On définit alors la fonction Laplacienne de transfert entre W et Z : $T(s)$.

Rappelons que pour une fonction matricielle de Laplace $G(s) \in C^{m \times n}$, nous pouvons définir la norme 2 et la norme ∞ telles que [Mat-95] :

$$- \|G\|_2 = \left[\int_{-\infty}^{+\infty} \sum_{i=1}^p (\sigma_i(G(j\omega)))^2 d\omega \right]^{1/2} \text{ avec } p = \min\{m, n\} \text{ et } \sigma_i \text{ les valeurs propres } > 0 \text{ de la matrice } G;$$

$$- \|G\|_\infty = \sup_{\omega} \bar{\sigma}(G(j\omega)) \text{ avec } \bar{\sigma}(G) \text{ la plus grande valeur propre } > 0 \text{ de la matrice } G.$$

On a alors 4 critères possibles:

$$- \|T\|_\infty < \gamma_0 (> 0) \quad : \text{ la robustesse ;} \quad (3.7)$$

$$- \|T\|_2 < \nu_0 (> 0) \quad : \text{ la performance ;}$$

$$- \min (\alpha * \|T\|_\infty + \beta * \|T\|_2) \quad : \text{ le compromis performance / robustesse ;}$$

- valeurs propres du système, en boucle fermée, dans une certaine région du plan complexe
(placements de pôles présentés dans le paragraphe 3.3.4)

En boucle fermée, les équations (2.44) et (2.45) données par $\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx + Du \end{cases}$ s'écrivent alors :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + B_1 w + B_2 u \\ Z_\infty = C_1 x + D_{\infty 1} w + D_{\infty 2} u \\ Z_2 = C_2 x + D_{21} w + D_{22} u \\ y = C_y x + D_{y1} u \end{cases} \quad (3.8)$$

avec $\begin{cases} \dot{\zeta} = A_K \zeta + B_K y \\ u = C_K \zeta + D_K y \end{cases} \quad (3.9)$

Soit en boucle fermée : $\begin{cases} \dot{x}_{bf} = A_{bf} x_{bf} + B_{bf} w \\ Z_\infty = C_{bf1} x_{bf} + D_{bf1} w \\ Z_2 = C_{bf2} x_{bf} + D_{bf2} w \end{cases}$

Pour résoudre ces équations, nous nous fixons comme critères un correcteur vérifiant la condition de robustesse (3.7) avec un placement de pôles régional.

On résout alors (3.8) et (3.9) par une recherche itérative avec les conditions :

1- $\gamma_0 < 1$

2- placement des pôles dans la région désirée (par exemple (a) ou (b), cf. Figure 3.5).

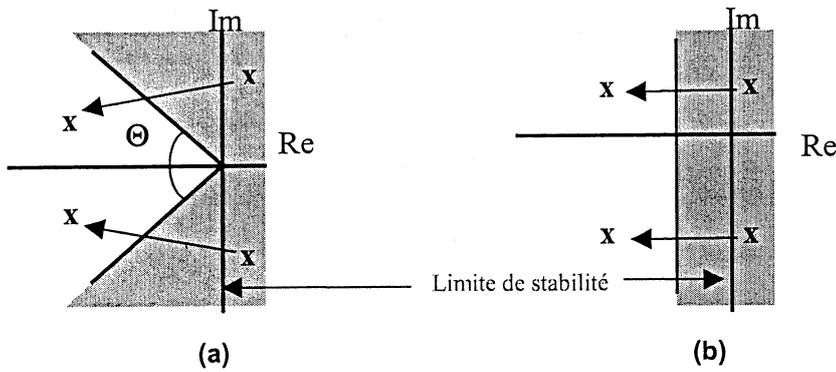


Figure 3.5
Régions du placement de pôles

3.3.2. Dimensionnement par LMI d'une boucle de contrôle de puissance ([Mat2-95], [Gha-97] et [Sny-99])

3.3.2.1. Introduction

Cette méthode permet de dimensionner un correcteur PSS en prédéfinissant des critères de robustesse (avec les LMI), en appliquant le modèle du polytope dont chaque sommet représente un point de fonctionnement du réseau qui correspond aux limites de robustesse à définir. Rappelons que le nombre de variables sur lesquelles s'applique ces critères de robustesse dépend du nombre de sommets et n'a pas de limites théoriques [Gha-97].

Le correcteur PSS à dimensionner pourra aussi bien être un RFC (pour *Remote Feedback Controller*) qu'un LFC (pour *Local Feedback Controller*) ou encore la boucle PSS d'un dispositif FACTS. Par la suite nous allons même pouvoir dimensionner les boucles de contrôle de puissance de correcteurs PSS et FACTS d'un même réseau, simultanément avec les LMI.

3.3.2.2. Méthodes LMI [Gha-97]

Définitions mathématiques préalables

Nous présentons ici quelques points mathématiques utiles à la compréhension de la méthodologie du dimensionnement de correcteurs par LMI.

- « $M > 0$ » : la matrice M est symétrique (c'est à dire $M^t = M$) et définie positive (c'est à dire $M \in \mathcal{R}^{n \times n}, \forall u \in \mathcal{R}^n, u^t \cdot M \cdot u > 0$), ce qui implique que toutes les valeurs propres de la matrice M sont strictement positives.
- « M_{\perp} » : le complément orthogonal de M , c'est à dire la matrice de rang maximal telle que $M^t \cdot M_{\perp} \cdot M = 0$.
- **Modèle polytopique et robustesse** : Pour garantir la robustesse du correcteur, nous utilisons le modèle polytopique : soit Ω un polytope (de matrices) dont chaque point extrême

représente une valeur particulière des matrices d'état $(A(i), B_u(i), C_y(i))$ correspondant à un mode de fonctionnement du système. Le dimensionnement du correcteur, prenant en compte les différents sommets du polytope comme contraintes LMI, garanti la robustesse du système pour tout point de fonctionnement inclus dans ce polytope. Les différents sommets du polytope peuvent par exemple être déterminés en faisant varier l'impédance de certaines lignes du réseau.

Commande par retour de sortie

La commande par retour d'état est inapplicable pour les correcteurs de réseaux, car elle nécessite la mesure complète de l'état ($y = x$ dans (2.44) et (2.45)). Or, certaines variables d'état sont parfois inaccessibles à la mesure (par exemple les mesures de flux telles que $\Delta\lambda_f$, $\Delta\lambda_D$, $\Delta\lambda_{Q1}$ et $\Delta\lambda_{Q2}$), soit parce que le capteur correspondant est coûteux, ou parce que la mesure requise est trop difficile à faire de manière précise. Nous sommes donc amenés à considérer des problèmes de commande en information incomplète, où la loi de commande dépend uniquement de la sortie mesurée y .

Nous examinerons en priorité les problèmes de stabilisation. Nous considérons donc uniquement le système sans entrées exogènes w et sans sorties critiques z . Le système est représenté par :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_u \\ C_y & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Structure de la loi de commande

La loi de commande statique est très limitée, notamment parce qu'elle interdit de considérer les valeurs passées $u(\tau), y(\tau), \tau < t$, pour le calcul de la commande $u(t)$. Pour utiliser cette information disponible, il suffit de considérer des lois de commande dynamiques (qui permettent de considérer les valeurs passées $u(\tau), y(\tau), \tau < t$) de la forme :

$$u = K(y) \quad (3.11)$$

où K est un opérateur, c'est-à-dire un « processus » (ou encore « filtre »). Pour simplifier, nous supposons que ce processus est, comme le système à commander, un système LTI (*Linear*

Time-Invariant), dont nous noterons l'état $\bar{x} \in \mathfrak{R}^k$:

$$\begin{bmatrix} \dot{\bar{x}} \\ u \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} \bar{x} \\ y \end{bmatrix}, \text{ avec } K = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix}, \quad (3.12)$$

où $\bar{A}, \bar{B}, \bar{C}$ et \bar{D} sont des matrices constantes.

Le fait d'avoir plus de liberté de choix avec une loi dynamique nous permettra, pour $k = n$ (ordre plein), d'obtenir des conditions de synthèse convexes sous forme LMI.

Les correcteurs LMI - correspondant à des boucles de contrôle de puissance - que nous utiliserons par la suite seront toujours sous cette forme (3.12), avec une matrice carrée \mathbf{K} de taille 11. On procédera au préalable à une réduction - avec la même méthode utilisée pour réduire la taille des modèles de réseau - du correcteur \mathbf{K} de taille $n > 11$ à une matrice de taille 11. Notons que plus la taille de la matrice \mathbf{K} sera importante et plus le filtre LMI sera précis et adapté au réseau qui lui correspond.

Stabilisation par retour de sortie dynamique

Le système bouclé obtenu en couplant les équations d'état du système (3.10) et celles de la loi de commande dynamique (3.12), est décrit par :

$$\dot{\tilde{\mathbf{x}}} = (\tilde{\mathbf{A}} + \tilde{\mathbf{B}}_u \mathbf{K} \tilde{\mathbf{C}}_y) \tilde{\mathbf{x}}, \quad (3.13)$$

où $\tilde{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \mathbf{x} & \tilde{\mathbf{x}} \end{bmatrix} \in \mathfrak{R}^{n+k}$ est l'état augmenté, et

$$\tilde{\mathbf{A}} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \tilde{\mathbf{B}} = \begin{bmatrix} 0 & \mathbf{B}_u \\ \mathbf{I} & 0 \end{bmatrix}, \quad \tilde{\mathbf{C}} = \begin{bmatrix} 0 & \mathbf{I} \\ \mathbf{C}_y & 0 \end{bmatrix}. \quad (3.14)$$

Le problème se ramène donc à celui de la commande par retour de sortie statique, mais la structure particulière des matrices du système augmenté va nous permettre une solution plus facile (dans le cas d'une loi de commande d'ordre plein, $k = n$, du moins).

En appliquant les conditions de stabilisabilité utilisées dans le cas statique, nous obtenons que le problème a une solution si et seulement s'il existe des matrices $\tilde{\mathbf{S}}, \tilde{\mathbf{X}}$ de $\mathfrak{R}^{(n+k) \times (n+k)}$ telles que

$$\begin{cases} (\tilde{\mathbf{B}}_u)_\perp (\tilde{\mathbf{A}} \tilde{\mathbf{X}} + \tilde{\mathbf{X}} \tilde{\mathbf{A}}) (\tilde{\mathbf{B}}_u)_\perp^t < 0 \\ (\tilde{\mathbf{C}}_y^t)_\perp (\tilde{\mathbf{A}} \tilde{\mathbf{S}} + \tilde{\mathbf{S}} \tilde{\mathbf{A}}) (\tilde{\mathbf{C}}_y^t)_\perp^t < 0 \\ \tilde{\mathbf{S}} > 0, \tilde{\mathbf{X}} > 0 \text{ et } \tilde{\mathbf{X}} \tilde{\mathbf{S}} = \mathbf{I} \end{cases} \quad (3.15)$$

Notons que la matrice $\tilde{\mathbf{S}}$ correspond à une fonction de Lyapunov.

Au vu de la structure particulière de $\tilde{\mathbf{B}}_u, \tilde{\mathbf{C}}_y$, nous voyons que les deux premières inégalités peuvent s'écrire sous cette forme :

$$\begin{cases} (\mathbf{B}_u)_\perp (\mathbf{A} \mathbf{X} + \mathbf{X} \mathbf{A}^t) (\mathbf{B}_u)_\perp^t < 0 \\ (\mathbf{C}_y^t)_\perp (\mathbf{A}^t \mathbf{S} + \mathbf{S} \mathbf{A}) (\mathbf{C}_y^t)_\perp^t < 0 \end{cases} \quad (3.16)$$

Il nous reste à examiner la condition :

$$\tilde{\mathbf{S}} > 0, \tilde{\mathbf{X}} > 0, \tilde{\mathbf{X}} \tilde{\mathbf{S}} = \mathbf{I}.$$

Un lemme de complétion (le lemme 4.1 de [Gha-97]) montre que l'on peut, là encore, réduire ces conditions à des conditions sur les blocs supérieurs gauches X, S des matrices \tilde{X}, \tilde{S} .

Ces matrices X et S sont telles que :

$$\tilde{X} = \begin{bmatrix} X & * \\ * & * \end{bmatrix} \text{ et } \tilde{X}^{-1} = \begin{bmatrix} S & * \\ * & * \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

On peut donc conclure que le système (3.10) est stabilisable par une loi de commande d'ordre k de type (3.12) si et seulement s'il existe X, S, U, V telles que :

$$\begin{cases} AX + B_u U + (AX + B_u U)^t < 0 \\ SA + V C_y + (SA + V C_y)^t < 0 \\ K(X, S) \stackrel{\Delta}{=} \begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \geq 0, \text{Rang} (K(X, S)) = n + k. \end{cases} \quad (3.18)$$

Notons que lorsque $k \geq n$, les conditions ci-dessus sont des LMI en X, S , puisque la condition de rang devient alors triviale ; la stabilisation peut toujours s'effectuer avec une loi d'ordre n .

Notons également que les matrices \tilde{X} et \tilde{S} solutions de (3.13) ne sont pas uniques :

nous obtenons une solution parmi l'ensemble des solutions. Ce choix peut influencer les performances du correcteur.

Reconstruction de la loi de commande

Si les conditions du théorème (3.18) sont satisfaites, alors nous pouvons construire une loi de commande en deux étapes.

- Tout d'abord, nous calculons une matrice \tilde{X} qui satisfait aux conditions du lemme de complétion. Une telle matrice correspond à une fonction de Lyapunov $V(\tilde{x}) = \tilde{x}^t \cdot \tilde{X}^{-1} \cdot \tilde{x}$, qui prouve la stabilité du système en boucle fermée.
- Une fois la fonction de Lyapunov reconstruite, il suffit de résoudre le problème dit de « réalisabilité » LMI :

$$\text{Trouver } K \text{ telle que } \left(\tilde{A} + \tilde{B}_u K \tilde{C}_y \right) \cdot \tilde{X} + \tilde{X} \cdot \left(\tilde{A} + \tilde{B}_u K \tilde{C}_y \right)^t < 0 \quad (3.19)$$

Le théorème (3.18) garantit que ce problème est bien réalisable.

L'ensemble de ces calculs sont effectués avec le logiciel Matlab ([Mat2-95]).

3.3.3. Réduction de l'ordre ([Sny-99])

Il est très vite apparu qu'une réduction de l'ordre des modèles des réseaux utilisé est nécessaire : le problème du calcul d'une valeur X solution de (3.18), avec Matlab, n'est pas aisément

tractable en pratique. Par exemple pour un réseau comprenant quatre générateurs, pour un modèle du réseau généré par le logiciel Eurostag, X est au minimum un vecteur de dimension 46 et \tilde{X} est un vecteur de dimension 70. La LMI est trop volumineuse pour être tractable :

les logiciels de calcul LMI actuels acceptent des vecteurs X d'un ordre de grandeur de 30 au maximum. Nous devons donc procéder à une réduction de l'ordre du système. De même l'implantation du correcteur dynamique K demande une réduction de l'ordre après le calcul de (3.19).

En prenant en compte les caractéristiques des systèmes (commandabilité, observabilité, valeurs propres), différentes techniques ont été proposées pour réduire l'ordre d'un modèle d'état linéaire. Quelques-unes sont générales et applicables à tout système linéaire, telles que la réduction par réalisations équilibrées et la réduction par réalisations non-équilibrées. D'autres méthodes sont des approches spécifiques de la modélisation dynamique des réseaux électriques, ce sont : la méthode de sélection des modes et les modèles réduits conservant la structure du réseau. De plus, dans le domaine des réseaux électriques, différentes techniques de réduction du système ont été développées pour mener des analyses de stabilité et faire des simulations. Il s'agit des méthodes de réduction par des équivalents dynamiques : l'analyse de la cohérence des groupes des générateurs, l'analyse modale ou encore l'approche par l'identification paramétrique. Pour les systèmes qui ne sont pas équilibrés, nous utiliserons une méthode basée sur la réduction de Moore et tronquant l'espace des vecteurs propres de la multiplication des matrices Grammiennes de commandabilité et d'observabilité (matrice de Hankel) en conservant ses k valeurs propres les plus grandes est utilisée ici [Mat-95] ; cette méthode est connue comme réduction par troncature des valeurs singulières de Hankel. Cette méthode a été employée pour la réduction d'ordre des réseaux électriques avec succès.

La démarche de la méthode de réduction est :

- 1 : Calculer les matrices des Grammiens de commandabilité (W_c) et d'observabilité (W_o) du système original.
- 2 : Calculer les matrices des vecteurs propres « de gauche » (V_L) et des vecteurs propres « de droite » (V_R) de la matrice $W_c W_o$.
- 3 : Obtenir les sous-matrices V_{Rk} et V_{Lk} de dimension $n \times k$, associées aux plus grandes valeurs propres $\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_k^2$ de la matrice $W_c W_o$.
- 4 : Trouver la Matrice E donnée par $E = V_{Lk}^T V_{Rk}$
- 5 : Décomposer en valeurs singulières de la matrice $E = U \Sigma W$
- 6 : Trouver les matrices de transformation

$$\begin{cases} T_L = V_{Lk} U \Sigma^{-1/2} \\ T_R = V_{Rk} W \Sigma^{-1/2} \end{cases}$$

-7 : Trouver le modèle réduit d'ordre k donné par

$$\begin{cases} A_R = T_L^T A T_R \\ B_R = T_L^T B \\ C_R = C T_R \\ \dot{x}_{red} = A_R x_{red} + B_R u \\ y = C_R x_{red} \end{cases}$$

Pour déterminer si l'ordre k du modèle réduit est approprié, nous devons satisfaire le critère d'erreur sur la réponse fréquentielle qui suit :

$$\|F(j\omega) - F_{red}(j\omega)\|_{\infty} \leq 2 \sum_{i=k+1}^n \sigma_i$$

où $F(j\omega)$ est la fonction de transfert du système original, $F_{red}(j\omega)$ est la fonction de transfert du système réduit. Le système réduit présente une caractéristique globale entrée-sortie similaire à la caractéristique du système sans réduction (similarité des fonctions de transfert $G(s)$ pour le domaine fréquentiel qui nous intéresse).

Notons que le logiciel Matlab est un outil particulièrement efficace concernant la réduction d'ordre des modèles ainsi que leur validation après réduction. Il faut également remarquer que la matrice d'état du modèle ne doit pas contenir de valeur propre proche de zéro car cela interdit toute réduction d'ordre fiable. La gestion de ces valeurs propres quasi-nulles, et de manière plus générale la réduction d'ordre des modèles de réseaux sont les points les plus délicats du dimensionnement de correcteurs par LMI.

3.3.4. Placement de pôles sous LMI

Lors du calcul du correcteur par la technique LMI, nous procédons à un (dé)placement de pôles (c'est à dire de valeurs propres) comme le montrait la Figure 3.5. En cas d'aboutissement du calcul, cela garantira que les valeurs propres du système en boucle fermée seront dans une région donnée comme l'illustre la Figure 3.5.

Le placement de pôles est intéressant puisqu'il peut garantir :

- un amortissement minimum garanti de tous les modes d'oscillation du système (avec le placement de pôle conique - (a) sur la Figure 3.5 - en plaçant toutes les valeurs propres dans un cône d'angle θ , l'amortissement minimum garanti étant $\xi = \cos(\theta)$) ;

- et/ou la stabilité du système si cela est possible (avec le placement de pôle planaire - (b) sur la Figure 3.5 - en plaçant toutes les valeurs propres dans une région à partie réelle strictement négative).

On a vu que la première LMI utile au calcul d'un correcteur se résumait comme suit :

Le système $\begin{bmatrix} \dot{x} \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_u \\ C_y & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix}$ est stabilisable par une loi de commande d'ordre k de type

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ u \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix}, \text{ avec } K = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix}, \text{ si et seulement s'il existe } X, S, U, V \text{ telles que :}$$

$$\begin{cases} AX + B_u U + (AX + B_u U)^t < 0 \\ SA + VC_y + (SA + VC_y)^t < 0 \end{cases}$$

$$K(X, S) = \begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \geq 0, \text{ Rang}(K(X, S)) = n + k.$$

Pour le placement de pôles planaire (dans la partie à $\text{Re} < -\alpha$), il faut ajouter les LMI :

$$\begin{cases} AX + B_u U + (AX + B_u U)^t < -2 * \alpha \\ SA + VC_y + (SA + VC_y)^t < -2 * \alpha \end{cases}$$

Et pour le placement de pôles conique (dans un cône d'angle θ), il faut ajouter les LMI :

$$\begin{cases} (AX + B_u U + (AX + B_u U)^t) * \sin(\theta) - (AX + B_u U - (AX + B_u U)^t) * \cos(\theta) < 0 \\ (SA + VC_y + (SA + VC_y)^t) * \sin(\theta) + (SA + VC_y - (SA + VC_y)^t) * \cos(\theta) < 0 \end{cases}$$

Ce dernier type de placement de pôle est particulièrement intéressant, car si le dimensionnement du correcteur abouti, le correcteur garantira un amortissement minimal de tous les modes oscillatoires.

3.4. Méthode non-linéaire : les méthodes utilisant les fonctions de Lyapunov

Les méthodes de dimensionnement non-linéaires présentent l'avantage de ne pas dépendre d'un point de fonctionnement particulier du réseau. Ces correcteurs sont censés être plus robustes que les correcteurs « linéaires ». Néanmoins, il n'existe pas de règle générale pour dimensionner les correcteurs non-linéaires. Chaque cas demande le recours à des simplifications qui lui sont spécifiques. Cette méthode est donc difficilement généralisable à tout correcteur. De plus, le dimensionnement utilisant des fonctions de Lyapunov se fait avec des modèles de réseau beaucoup plus succincts que ceux des méthodes linéaires. A titre indicatif, un générateur d'un

modèle linéaire est modélisé au minimum par 12 variables, alors que dans un modèle non-linéaire il est modélisé par seulement 3 variables dans la plupart des cas. Cette extrême simplification des modèles explique parfois le manque de résultats de ces méthodes. Notons également que les méthodes efficaces de dimensionnement non-linéaire appliquées aux correcteurs de réseaux sont rares.

Dans nos travaux, nous avons plus particulièrement utilisé cette technique pour dimensionner des boucles de contrôle de puissance sur des dispositifs FACTS. Nous allons ci-dessous illustrer cette méthode pour dimensionner un SVC (pour *Static Var Compensator*, ce type de dispositif est présenté en 2.1.2.3.) en utilisant la méthode de M. Noroozian ([Nor-97] et [Bia-01]). Le modèle d'un SVC nous est fourni par la librairie de correcteurs intégrée d'Eurostag [Eur-99].

De manière générale, les méthodes de dimensionnement utilisant des fonctions dites de « Lyapunov » consiste à trouver une fonction quadratique (c'est à dire qui soit l'équivalent d'un

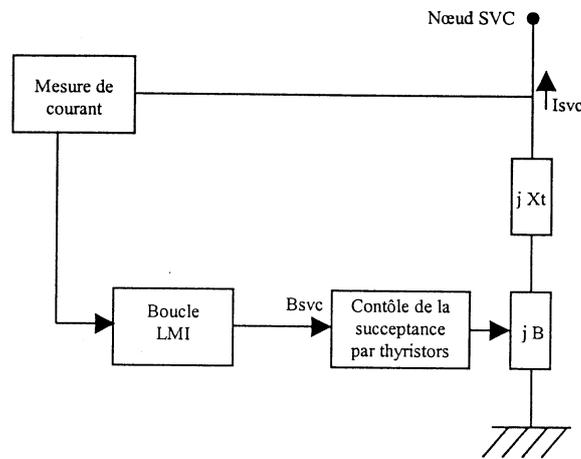


Figure 3.6
Le diagramme modulaire du modèle d'un SVC linéaire

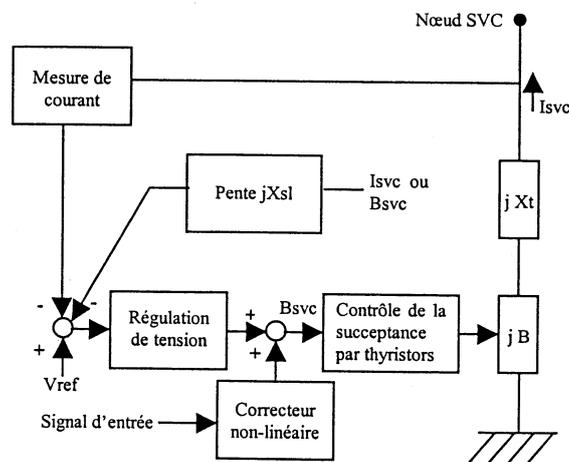


Figure 3.7
Le diagramme modulaire du modèle d'un SVC non-linéaire

produit scalaire) du système dont la dérivée par rapport au temps est strictement négative. Ici, le correcteur a pour but de minimiser une « fonction énergie » du système. L'expression de l'inégalité de cette dérivée peut conduire à des commandes de correcteurs relativement simples et robustes, le plus difficile étant de trouver une fonction de Lyapunov appropriée. La fonction de Lyapunov candidate proposée par la méthode Noroozian correspond à l'énergie totale stockée dans le réseau. Il faut néanmoins faire l'hypothèse, pour utiliser cette méthode, que les lignes sont assimilables à des impédances purement réactives. Nous verrons que cette hypothèse est peut être un peu trop réductrice pour une modélisation fine du réseau comme celle d'Eurostag. Notons que la structure de la régulation du SVC est différente pour un correcteur linéaire (cf. Figure 3.6) ou pour un correcteur non-linéaire (cf. Figure 3.7).

La fonction de Lyapunov v s'écrit :

$$v = E_SVC + E_net \quad (3.20)$$

avec E_SVC l'énergie stockée dans le SVC (donc dans l'inductance du SVC) et E_net l'énergie stockée dans le reste du réseau.

$$\text{Donc } d(v)/dt = d(E_SVC)/dt + d(E_net)/dt \quad (3.21)$$

En faisant l'hypothèse de lignes purement réactives, nous pouvons écrire que le terme $d(E_net)/dt$ est nul à cause de l'équilibre production-consommation qui existe dans le réseau.

$$\text{Ainsi } d(v)/dt = d(E_SVC)/dt. \quad (3.22)$$

L'énergie stockée dans le SVC étant l'énergie stockée dans l'inductance, nous pouvons écrire :

$$E_SVC = \frac{1}{2} B_{shunt} V_{shunt}^2 \quad (3.23)$$

avec B_{shunt} la susceptance du SVC et V_{shunt} la tension aux bornes du SVC.

Selon la théorie de la méthode Lyapunov, nous devons avoir :

$$d(v)/dt < 0 \quad (3.24)$$

ce qui mène à :

$$\frac{1}{2} B_{shunt} \frac{dV_{shunt}^2}{dt} < 0 \quad (3.25)$$

Cela implique une loi de commande pour le SVC qui est très simple :

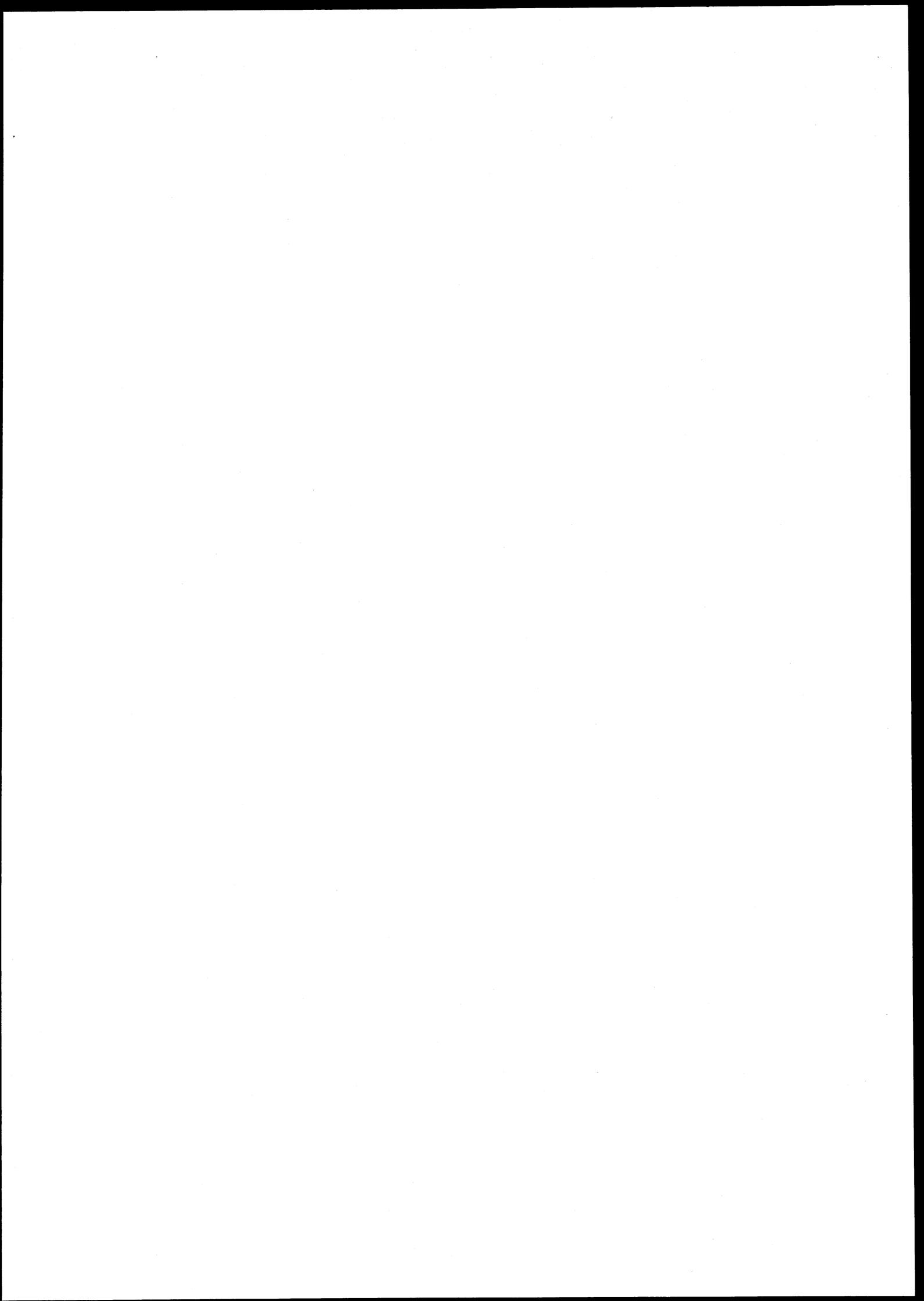
$$\begin{cases} B_{shunt} = k_{shunt} \frac{dV_{shunt}^2}{dt} \\ B_{min} < B_{shunt} < B_{max} \\ k_{shunt} < 0 \end{cases} \quad (3.26)$$

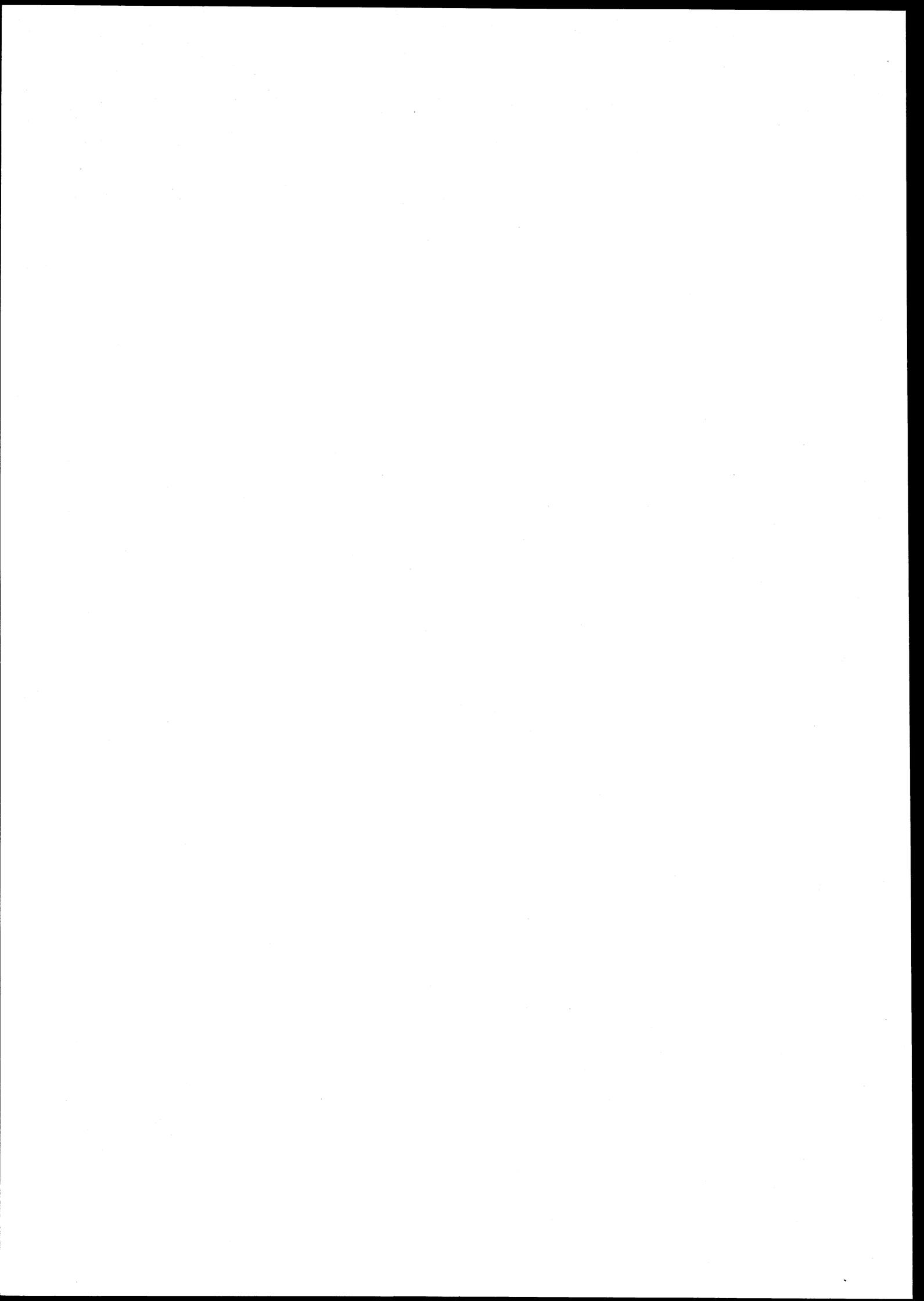
La valeur de k_{shunt} est déterminée en prenant la plus grande valeur possible, en module, sans que des phénomènes de saturation apparaissent dans le correcteur.

3.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé les principales méthodes que nous allons utiliser pour dimensionner les boucles de contrôle de puissance des correcteurs. Nous avons vu qu'il existe deux grandes familles de méthodes :

- les méthodes linéaires, qui dimensionnent un correcteur adapté à un point de fonctionnement du réseau, et applicables à tout type de correcteur. Nous avons présenté deux méthodes : la méthode des Résidus et la méthode des Inégalités matricielles linéaires (LMI) ;
- les méthodes non linéaires, qui dimensionnent un correcteur non spécifique à un point de fonctionnement particulier et donc théoriquement plus robuste, mais qui utilisent un modèle du réseau beaucoup moins fin, et qui existent que pour certains types de correcteurs.





CHAPITRE IV

... où les mesures synchronisées et les LMI sont utilisées pour mieux amortir les oscillations inter-régions.

Les Mesures Synchronisées et les LMI contre les Oscillations Inter-régions

Nous avons vu que le problème des oscillations inter-régions est un phénomène incluant plusieurs régions d'un réseau. Les correcteurs dits « locaux » sont reconnus comme peu efficaces pour lutter contre ce phénomène concernant de vastes zones. Dans ce chapitre, nous allons voir que la vision « globale » que donnent les mesures synchronisées permet de créer des correcteurs plus performants pour contrer ce phénomène néfaste, tout particulièrement lorsqu'ils sont dimensionnés par LMI. Nous allons développer et tester plusieurs type de signaux d'entrée et de techniques de dimensionnement pour déterminer lesquelles sont les plus performantes pour les cas étudiés. La robustesse des solutions proposées sera également considérée.

Nous allons évaluer l'apport de ces techniques pour deux réseaux tests : un réseau de 4 machines et un réseau de 29 machines. Avant tout test, chaque réseau sera préalablement décrit, ainsi que leurs modes oscillatoires, leurs différentes variables clefs, etc...

Dans un premier temps, pour le réseau de 4 machines, nous nous focaliserons sur les correcteurs PSS. Nous comparerons les performances d'un correcteur dimensionné par résidus avec un correcteur LMI, les deux ayant des entrées locales ; puis les performances d'un correcteur dimensionné par LMI ayant des entrées locales ou lointaines.

Ensuite, nous nous intéresserons aux boucles de contrôle de puissance de deux types de dispositifs FACTS (les SVC et les STATCOM). Nous comparerons les performances d'un correcteur dimensionné par LMI avec celles d'un correcteur dimensionné par des méthodes classiques pour un STATCOM, puis nous évaluerons les performances d'un correcteur SVC dimensionné par des méthodes non-linéaires et par LMI.

Enfin, nous testerons nos techniques avec un plus grand réseau : le réseau de 29 machines. Sur ce réseau, nous comparerons les performances des correcteurs PSS dimensionnés par la méthode LMI ayant des entrées locales ou lointaines.

4.1. Le réseau 4 machines : description du réseau

Ce réseau [Kun-94] possède 4 machines et 10 nœuds (cf. Figure 4.1). Les quatre machines sont réparties dans deux régions (deux dans chaque régions). Ce réseau est un réseau fictif relativement simple, créé pour mettre en évidence les oscillations basses fréquences.

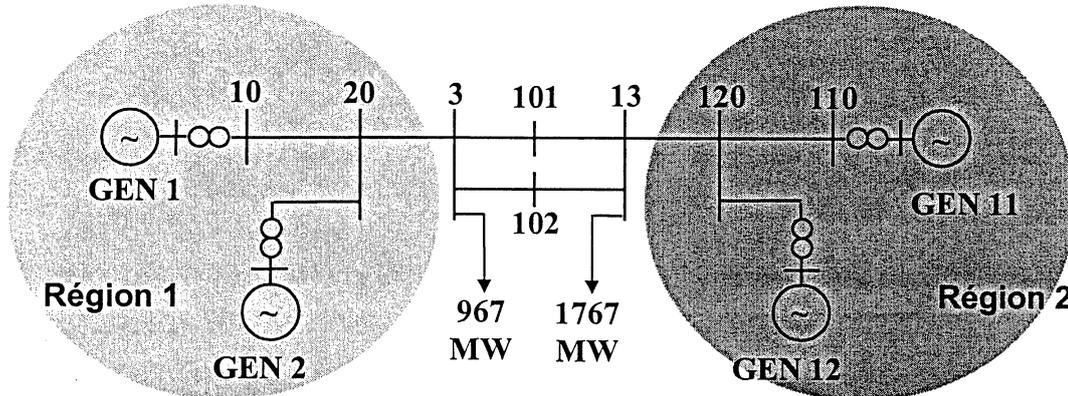


Figure 4.1
Réseau test de 4 machines

Une de ses caractéristiques est de posséder une « symétrie » : il y a deux paires de machines identiques (une de chaque type dans chaque région), et une dissymétrie notable : les charges connectées aux nœuds 3 et 13 sont très différentes (respectivement 967 et 1767 MW) ; cette différence de charges va « exciter » le mode inter-régions : elle va sensiblement dégrader son amortissement. Le calcul de répartition de charges indique que la Région 1 fournit 391 MW à la Région 2, et la Région 2 fournit 49 MVAR à la Région 1. Les détails sur ce réseau sont présentés dans l'ANNEXE D. Chaque générateur est équipé d'un régulateur de tension (AVR). Notons que ce réseau est légèrement différent de l'original (de [Kun-94]) au niveau des charges : le réseau que nous utilisons est beaucoup plus « stressé ». En effet, la charge du nœud 13 a été augmentée jusqu'aux limites des possibilités de calcul de répartition de charges.

Le modèle de ce réseau a été implémenté dans le logiciel Eurostag [Eur-99]. Puis, lors d'une simulation dynamique, lorsque le régime permanent est atteint pour un point de fonctionnement donné, le réseau est linéarisé (c'est à dire que les matrices **A**, **B**, **C**, et **D** de (2.44) et (2.45) sont calculées). La théorie des petits signaux (cf. 2.2) est ensuite utilisée à partir de cette linéarisation du réseau. Il en découle que ce réseau, sans correcteur PSS ou dispositif FACTS, comprend 44 valeurs propres, dont 8 couples de valeurs propres conjuguées (donc 8 modes oscillatoires) et 28 valeurs propres réelles. Notons que sans correcteur PSS ou dispositif FACTS, toutes ces valeurs propres sont à partie réelle strictement négative, ce qui signifie que la stabilité du réseau est garantie pour ce point de fonctionnement.

En calculant les taux d'amortissement des 8 couples de valeurs propres conjuguées, nous constatons que 3 de ces couples ont un taux d'amortissement ($14 \cdot 10^{-3}$, $50 \cdot 10^{-3}$ et $51 \cdot 10^{-3}$) nettement inférieur aux autres (tous supérieurs à $300 \cdot 10^{-3}$). Nous allons nous focaliser sur ces 3 modes d'oscillations. Le Tableau 4.1 présente ces 3 modes.

D'un point de vue fréquentiel, le mode 1 possède une fréquence comprise entre 0.1 et 1 Hz, ce qui est la signature fréquentielle d'un mode inter-régions ; alors que les modes 2 et 3 ont des fréquences légèrement supérieures à 1 Hz, ce qui est plus caractéristique des modes locaux.

Mode	1	2	3
Valeurs propres	$-0.061 \pm j \cdot 4.18$	$-0.37 \pm j \cdot 7.27$	$-0.36 \pm j \cdot 7.06$
Fréquence (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Taux d'amortissement	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$
FP de GEN 1	0.10	0.0011	0.20
FP de GEN 2	0.061	0.0039	0.24
FP de GEN 11	0.11	0.20	0.0024
FP de GEN 12	0.065	0.25	0.00024

Tableau 4.1

Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines

En considérant les facteurs de participation des modes (appelés FP dans le Tableau 4.1), nous notons que pour le mode 1, tous les générateurs sont concernés de la même manière ; alors que pour les modes 2 et 3, ce sont les générateurs d'une même région qui sont concernés (les facteurs de participation sont beaucoup plus élevés pour une région particulière : la Région 1 pour le mode 3 et la Région 2 pour le mode 2).

Nous pouvons conclure que le mode 1 est un mode inter-régions (puisque 2 régions du réseau sont concernées par ce mode), et que les modes 2 et 3 sont locaux (seule une région du réseau est concernée par le mode). Pour avoir une confirmation de cette conclusion, nous pouvons nous intéresser aux formes modales de ces 3 modes. La Figure 4.2 représente la forme modale, dans le plan complexe, pour la variable θ (l'angle qui repère la position spatiale du rotor) et pour le mode 1, des 4 générateurs. Les vecteurs de forme de mode correspondant aux générateurs GEN 1 et GEN 2 sont sensiblement de même taille et en phases. De même pour les générateurs GEN 11 et GEN 12. Ceci signifie que les générateurs GEN 1 et GEN 2 sont en phase (on dit aussi « qu'ils forment un groupe cohérent de générateurs ») et oscillent en opposition de phase avec les générateurs GEN 11 et GEN 12 : il s'agit bien d'un mode inter-régions. De plus, ce mode est le mode critique du réseau : c'est le mode qui a le plus petit taux d'amortissement. Ce sera donc le

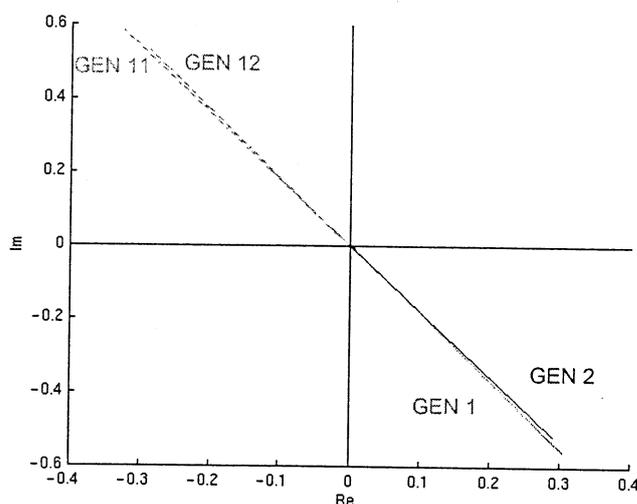


Figure 4.2

Les formes modales pour θ du mode 1

mode cible : pour stabiliser ce réseau, les correcteurs devront augmenter prioritairement ce taux d'amortissement. Pour cela nous allons utiliser soit un correcteur PSS soit un dispositif FACTS.

4.2. Un correcteur PSS dans le réseau de 4 machines

4.2.1. Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée

Pour un correcteur, comme un LFC (pour *Local Feedback Controller*), utilisant un signal d'entrée local issu du générateur sur lequel il est implanté, le choix du lieu d'implantation du correcteur et du signal d'entrée se limite au choix du générateur. On choisit le générateur ayant le plus grand résidu pour le mode cible. Rappelons que le résidu du mode cible est le produit de l'observabilité et de la commandabilité du mode cible.

Mais pour un correcteur, comme un RFC (pour *Remote Feedback Controller*), utilisant un signal d'entrée lointain (issu d'autres points du réseau, générateurs, correcteurs, etc...) qui n'est donc pas seulement issu du générateur sur lequel il est implanté, le choix du lieu d'implantation du correcteur et du signal d'entrée sont dissociés. On implante le correcteur sur le générateur pour lequel le correcteur a la plus grande commandabilité du mode cible, et on choisit comme signal d'entrée le signal qui a la plus grande observabilité du mode cible.

Prendre les observabilités et les commandabilités les plus grandes possibles pour le mode cible est une technique de choix de lieu d'implantation de correcteur considérée comme la plus performante par la littérature ([Hau-95], [Pas-91], [Pas-95], [Mih-95], [Kur-95]). Ainsi, selon que l'on désire utiliser un LFC (pour *Local Feedback Controller*) ou un RFC (pour *Remote Feedback Controller*), et selon le signal d'entrée choisi (puissance accélératrice d'un générateur, pulsation d'un générateur, etc), le générateur désigné ne sera pas le même.

Dans le réseau 4 machines, les générateurs GEN 2 et GEN 12 sont ceux qui présentent la plus grande commandabilité pour leurs AVR. Le Tableau 4.2 indique les commandabilités pour le mode inter-régions des variables de sortie des PSS selon les générateurs où ils sont implantés [Sny-99].

PSS implanté sur :	Commandabilité
GEN 12	4.5
GEN 2	4.1
GEN 11	3.3
GEN 1	3.1

Tableau 4.2
Les commandabilités des PSS des générateurs

Nous avons repris les résultats d'analyse des travaux déjà effectués sur les signaux lointains dans ce réseau [Sny-99] : le PSS est placé sur le générateur GEN 12. Par la suite, nous placerons toujours le PSS sur ce générateur, de manière à pouvoir comparer les performances des différentes techniques de dimensionnement et des différents signaux d'entrée.

Il reste maintenant le choix du signal d'entrée du PSS. Traditionnellement, on utilise: la vitesse, la puissance électrique (P_e), la puissance mécanique (P_m), ou la fréquence (qui correspond aussi à la pulsation ω de la machine à 2π près). Notons que la puissance accélératrice (P_a) des générateurs peut être aussi candidate : elle est la différence entre la puissance mécanique (P_m) et la puissance électrique (P_e). Le Tableau 4.3 présente les variables les plus observables pour le mode cible ainsi que les normes de leur observabilité pour le mode inter-régions.

Variable d'entrée :	Observabilité
P_a GEN 2 – P_a GEN 12	$2.3 \cdot 10^{-1}$
P_a GEN 11	$1.7 \cdot 10^{-1}$
P_a GEN 12	$1.4 \cdot 10^{-1}$
P_a GEN 1	$6.5 \cdot 10^{-2}$
P_a GEN 2	$4.6 \cdot 10^{-2}$
ω GEN 12 - ω GEN 2	$3.7 \cdot 10^{-3}$
ω GEN 11	$2.7 \cdot 10^{-3}$
ω GEN 12	$2.2 \cdot 10^{-3}$
ω GEN 1	$9.8 \cdot 10^{-4}$
ω GEN 2	$7.6 \cdot 10^{-4}$

Tableau 4.3
Les normes des observabilités de différents signaux pour le mode cible

Nous pouvons tout d'abord noter que les puissances accélératrices des générateurs sont plus observables que les pulsations des générateurs. Ensuite, nous constatons que les signaux lointains (par rapport au PSS, c'est à dire ceux de la Région 1) ne sont pas toujours ceux qui sont les plus observables. Néanmoins, les signaux « composés » qui sont la différence d'un signal lointain et d'un signal local (de même nature) ont ici les meilleures observabilités pour le mode inter-régions.

Donc, pour un PSS implanté sur le générateur GEN 12, nous prendrons en signal d'entrée Pa GEN 12 s'il s'agit d'un LFC, et nous prendrons en signal d'entrée (Pa GEN 2 - Pa GEN 12) s'il s'agit d'un RFC.

4.2.2 Performance des différents correcteurs : Essai du modèle polytopique

Dans cette partie, nous allons dimensionner un LFC en prédéfinissant des critères de robustesse avec le modèle polytopique des LMI (des éléments de cette méthode sont présentés dans les parties 3.3.2, 3.3.3 et 3.3.4).

Par définition, la robustesse est « pour un système incertain, d'obtenir que certaines propriétés soient garanties pour le système, quelle que soit la valeur de l'incertitude dans les bornes considérées » ([Gha-97]). Pour les réseaux électriques, il s'agit de s'assurer que la stabilité du réseau, ainsi que l'amortissement des modes d'oscillation critiques, restent garantis pour une plage de points de fonctionnement « assez » large. Pour prédéfinir des critères de robustesse, le modèle de [Gha-97], pour le dimensionnement par LMI de correcteurs robustes, utilise le modèle d'un polytope dont chaque sommet représente un point de fonctionnement extrême du réseau (cf. § 3.3.2).

Nous voulons dimensionner des correcteurs par LMI avec un polytope comprenant 2 sommets. La robustesse du correcteur sera donc théoriquement garantie pour tout point de fonctionnement du réseau se trouvant dans l'intervalle délimité par ces 2 sommets.

Nous allons créer un second sommet polytopique à partir du premier en augmentant la charge active au nœud 13 (cf. Figure 4.1) par rapport à la configuration initiale du réseau. Notons qu'avant de linéariser le réseau pour créer ce nouveau sommet, il faut attendre que le régime transitoire créé par cette variation de charge ait disparu.

Les différentes étapes du dimensionnement du correcteur sont légèrement modifiées :

1- Réduction de l'ordre du réseau et suppression des valeurs propres nulles du modèle

La réduction de l'ordre du réseau et la suppression des valeurs propres nulles du modèle se font séparément pour les deux modèles. Remarquons que de manière générale, nous avons validé ces

modèles réduits en comparant leurs diagrammes de Bode (de la fonction entrée du correcteur à dimensionner en fonction de sa sortie) au modèle initial.

Une nouvelle contrainte apparaît tout de même : il faut que les deux modèles réduits aient la même taille, ce qui n'est pas toujours évident comme nous voulons conserver des modèles représentatifs du comportement réel du réseau pour le domaine fréquentiel qui nous concerne (0.1 à 1 Hz). Dans notre cas la taille des réseaux réduits sera de 16 au lieu de 11 pour la majorité des modèles choisis ultérieurement : cf. 4.2.2-b.

2- La 1^{ère} LMI : nous avons vu que pour un polytope à un seul sommet, la première LMI (dite de « faisabilité ») utile au calcul d'un correcteur se résumait comme suit :

Le système $\begin{bmatrix} \dot{x} \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_u \\ C_y & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix}$ est stabilisable par une loi de commande d'ordre k de type

$\begin{bmatrix} \dot{\bar{x}} \\ u \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} \bar{x} \\ y \end{bmatrix}$, avec $K = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix}$, si et seulement s'il existe X, S, U, V telles que :

$$AX + B_u U + (AX + B_u U)^t < 0 \quad (4.1)$$

$$SA + VC_y + (SA + VC_y)^t < 0 \quad (4.2)$$

Pour deux sommets, les contraintes LMI devront être vraies pour $(A(i), B_u(i), C_y(i))$ avec i variant de 1 à 2. C'est à dire qu'il faudra que les LMI suivantes soient vérifiées :

$$A(1)X + B_u(1)U + (A(1)X + B_u(1)U)^t < 0 \quad (4.1')$$

$$A(2)X + B_u(2)U + (A(2)X + B_u(2)U)^t < 0 \quad (4.1'')$$

$$SA(1) + VC_y(1) + (SA(1) + VC_y(1))^t < 0 \quad (4.2')$$

$$SA(2) + VC_y(2) + (SA(2) + VC_y(2))^t < 0 \quad (4.2'')$$

De même pour le placement de pôles, dans le cas d'un placement de pôles planaire (dans la partie à $Re < -\alpha$), il faut ajouter les LMI :

$$A(1)X + B_u(1)U + (A(1)X + B_u(1)U)^t < 2 * \alpha \quad (4.3')$$

$$A(2)X + B_u(2)U + (A(2)X + B_u(2)U)^t < 2 * \alpha \quad (4.3'')$$

$$SA(1) + VC_y(1) + (SA(1) + VC_y(1))^t < 2 * \alpha \quad (4.4')$$

$$SA(2) + VC_y(2) + (SA(2) + VC_y(2))^t < 2 * \alpha \quad (4.4'')$$

Et pour le placement de pôles conique (dans un cône d'angle θ), il faut ajouter les LMI :

$$(A(1)X + B_u(1)U + (A(1)X + B_u(1)U)^t) * \sin(\theta) - (A(1)X + B_u(1)U - (A(1)X + B_u(1)U)^t) * \cos(\theta) < 0 \quad (4.5')$$

$$(A(2)X + B_u(2)U + (A(2)X + B_u(2)U)^t) * \sin(\theta) - (A(2)X + B_u(2)U - (A(2)X + B_u(2)U)^t) * \cos(\theta) < 0 \quad (4.5'')$$

$$(SA(1) + VC_y(1) + (SA(1) + VC_y(1))^t) * \sin(\theta) + (SA(1) + VC_y(1) - (SA(1) + VC_y(1))^t) * \cos(\theta) < 0 \quad (4.6')$$

$$(SA(2) + VC_y(2) + (SA(2) + VC_y(2))^t) * \sin(\theta) + (SA(2) + VC_y(2) - (SA(2) + VC_y(2))^t) * \cos(\theta) < 0 \quad (4.6'')$$

Avec toujours la condition $K(X,S) = \begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \geq 0$, $\text{Rang}(K(X,S)) = n + k$. (4.7)

3- La 2^{ème} LMI : la 2^{ème} LMI consiste à calculer le correcteur **K**. Pour un polytope à un seul sommet cette 2^{ème} LMI consiste à :

$$\text{Trouver } K \text{ telle que } \left(\tilde{A} + \tilde{B}_u K \tilde{C}_y \right) \cdot \tilde{X} + \tilde{X} \cdot \left(\tilde{A} + \tilde{B}_u K \tilde{C}_y \right)^t < 0 \quad (4.8)$$

$$\text{Rappelons que } \tilde{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \tilde{B} = \begin{bmatrix} 0 & B_u \\ I & 0 \end{bmatrix}, \tilde{C} = \begin{bmatrix} 0 & I \\ C_y & 0 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

La condition devient alors :

$$\left(\tilde{A}(1) + \tilde{B}_u(1)K \tilde{C}_y(1) \right) \cdot \tilde{X} + \tilde{X} \cdot \left(\tilde{A}(1) + \tilde{B}_u(1)K \tilde{C}_y(1) \right)^t < 0 \quad (4.8')$$

$$\left(\tilde{A}(2) + \tilde{B}_u(2)K \tilde{C}_y(2) \right) \cdot \tilde{X} + \tilde{X} \cdot \left(\tilde{A}(2) + \tilde{B}_u(2)K \tilde{C}_y(2) \right)^t < 0 \quad (4.8'')$$

$$\text{Avec } \tilde{B}(i) = \begin{bmatrix} 0 & B_u(i) \\ I & 0 \end{bmatrix}, \tilde{C}(i) = \begin{bmatrix} 0 & I \\ C_y(i) & 0 \end{bmatrix} \quad (4.9')$$

Avec la variable *i* variant de 1 à 2.

Nous avons créé un 2^{ème} sommet en faisant une augmentation de charge active de +6% (pour une augmentation de charge maximale possible de 24%, limite au delà de laquelle le calcul de répartition de charges n'est plus possible). La Figure 4.3 illustre les diagrammes de Bode. Pour ces deux sommets, ce diagramme de Bode correspond à la fonction entrée du correcteur en fonction de sa sortie.

Différents essais de dimensionnement d'un LFC placé sur le générateur GEN 12 par LMI ont été réalisés. Aucun calcul n'a convergé. En effet, la 1^{ère} LMI n'est pas tractable. Cet échec du modèle polytopique fait écho à d'autres travaux (notamment [Amm-00]) concernant le dimensionnement par LMI de correcteurs dans les réseaux : cette méthode n'est pas adaptée à notre problème car les modèles des réseaux sont trop complexes et de trop grande taille. Cette méthode fonctionne seulement en donnant un intervalle de robustesse pré-requis beaucoup trop petit pour les conditions de fonctionnement normales des réseaux électriques. C'est pourquoi, par la suite nous utiliserons des LMI avec des modèles comprenant un polytope avec un sommet unique. La

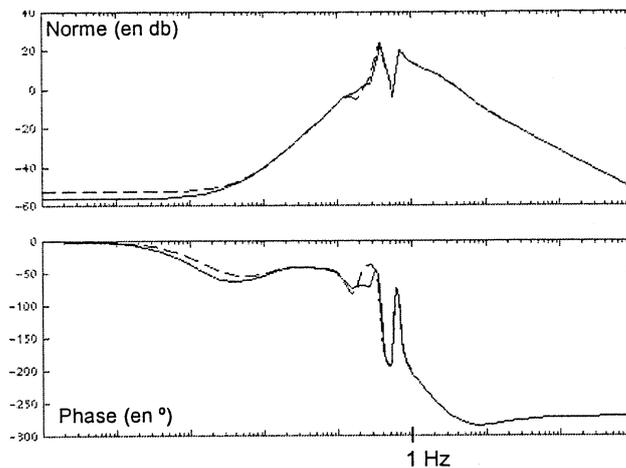


Figure 4.3
Diagrammes de Bode des modèles du réseau des 2 sommets polytopiques (le 1^{er} en continu et le 2^{ème} en pointillé)

robustesse n'est dans ce cas pas prédéfinie, mais nous verrons que cela fournit des correcteurs ayant de biens meilleurs résultats en terme de compromis performance/robustesse.

Notons également que de par leur structure, les correcteurs LMI que nous utilisons ont une taille légèrement supérieure aux correcteurs traditionnels (10 à 16 au lieu de 3 à 4), cela ajoute une précision supérieure dans le comportement dynamique de nos correcteurs.

4.2.3 Performance des différents correcteurs : un correcteur LFC (technique LMI contre technique des Résidus)

Nous allons maintenant dimensionner par la technique LMI un correcteur LFC implanté sur le générateur GEN 12, avec la puissance accélératrice (P_a) de ce générateur comme variable d'entrée. La Figure 4.4 présente ce dispositif.

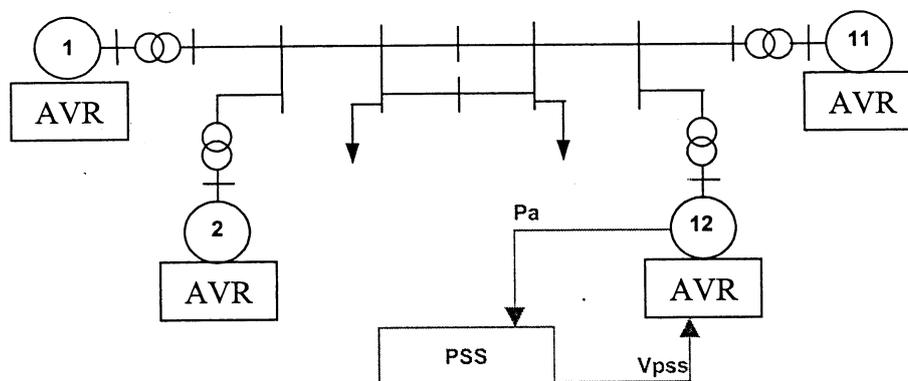


Figure 4.4
Implantation du LFC

Pour dimensionner un correcteur PSS/LFC dans le réseau 4-machines ayant pour entrée la puissance accélératrice du générateur sur lequel il est installé, nous procédons à une réduction de dimension du modèle linéaire à un réseau de taille 11. Avant cette réduction de modèle, nous avons supprimé la valeur propre nulle (correspondant à un mode intégrateur) appartenant au

modèle. La Figure 4.5 illustre cette réduction d'ordre (ainsi que la suppression du mode intégrateur) : elle représente les diagrammes de Bode des 2 modèles (en continu le modèle complet initial et en pointillé le modèle réduit). Nous constatons que pour le domaine de fréquence qui nous intéresse (celui du mode cible : de 0.1 à 1 Hz), les deux modèles ont un comportement similaire.

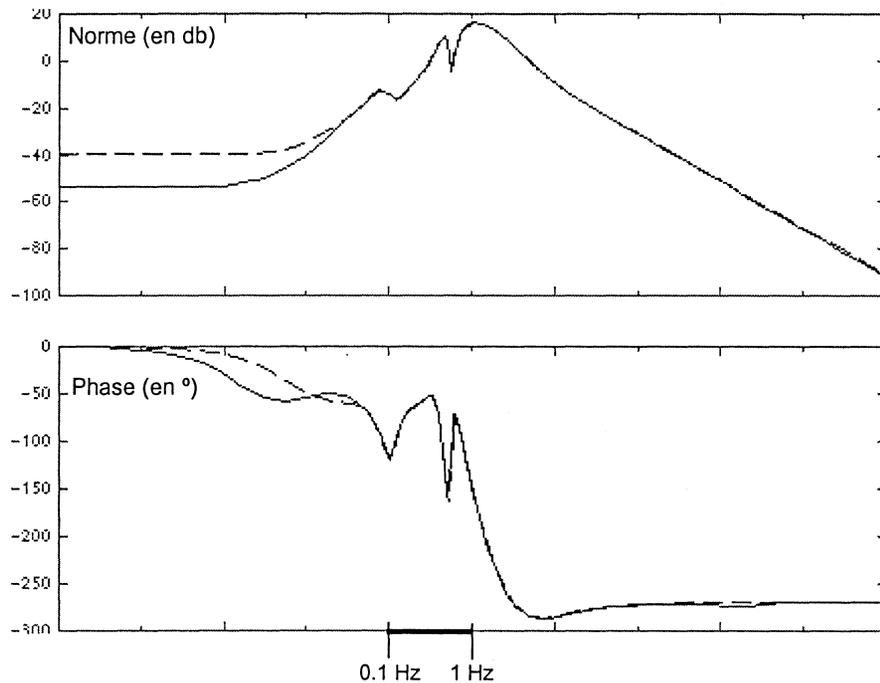


Figure 4.5
Diagrammes de Bode des 2 modèles (en continu le modèle complet initial et en pointillé le modèle réduit)

Ensuite nous procédons au dimensionnement par LMI du correcteur dynamique K (qui peut s'écrire sous la forme d'une matrice carrée de taille 11). Nous utilisons un placement de pôles conique : nous avons pris un angle θ de $0.48 \cdot \pi$ (soit un amortissement théorique minimum garanti de $\cos\theta = 63 \cdot 10^{-3}$). Nous pouvons alors créer sous Matlab – puis Eurostag – le modèle du réseau avec son nouveau correcteur et le comparer au modèle du réseau sans correcteur. La matrice K de ce correcteur est explicitée en ANNEXE D.

La Figure 4.6 montre les principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros) sans correcteur (en bleu) puis avec le correcteur (en vert), nous constatons une migration de certaines valeurs propres vers la gauche, notamment celles qui étaient les moins amorties (dont le mode inter-régions qui était le mode critique, cette migration est explicitée par la flèche).

Notons qu'il y a un premier déplacement de valeurs propres du mode critique dû à l'adaptation de l'AVR concerné par l'implantation du PSS (l'amortissement du mode inter-régions passe de $14 \cdot 10^{-3}$ à $45 \cdot 10^{-3}$). De plus, ces valeurs propres correspondent à celles données par le modèle linéaire du correcteur de Matlab, c'est pour cette raison qu'elles ne se trouvent pas toujours au

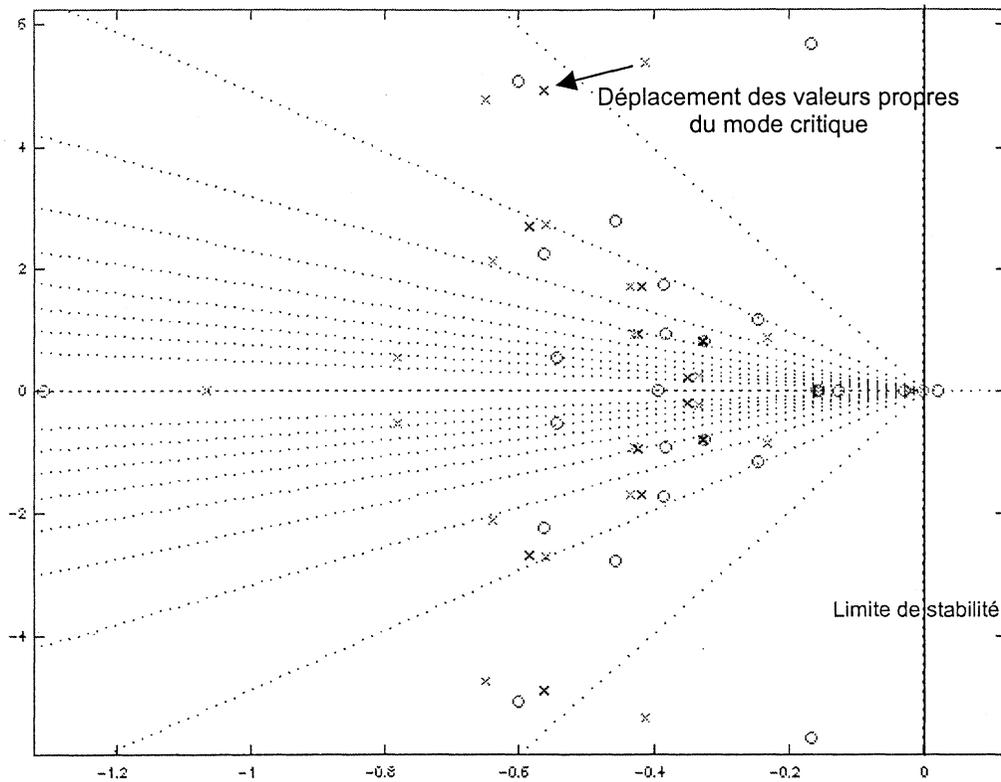


Figure 4.6

Principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros), sans correcteur (en clair) puis avec le LFC (en foncé)

même emplacement qu’avec le modèle du correcteur d’Eurostag qui est le plus proche de la réalité et dont nous nous servons pour évaluer les performances des correcteurs (après une nouvelle linéarisation du réseau entier, correcteur compris) comme dans le Tableau 4.4. Ce tableau donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans LFC. Nous notons de même qu’avec le LFC le mode critique n’est plus le mode inter-régions mais un mode local (celui à 1.12Hz). Le taux d’amortissement du mode critique est multiplié par 9.4.

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans LFC	-0.061±j*4.18	-0.37±j*7.27	-0.36±j*7.06
Valeurs propres avec LFC	-0.56±j*4.05	-0.52±j*5.27	-0.36±j*7.06
Fréquence sans LFC (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec LFC (en Hz)	0.65	0.84	1.12
Taux d’amortissement sans LFC	14.6*10 ⁻³	50.4*10 ⁻³	51*10 ⁻³
Taux d’amortissement avec LFC	136*10 ⁻³	98*10 ⁻³	51*10 ⁻³

Tableau 4.4

Les modes d’oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines avec et sans LFC LMI

Nous désirons comparer les performances du LFC-LMI à celui d’un LFC classique dimensionné par résidu, placé de la même manière (sur le générateur GEN 12) et avec la même variable d’entrée (Pa GEN 12). A titre indicatif, selon la description des boucles de puissance LFC

donnée dans (3.4), nous avons $p = 1$, $\tau_1 = 0.143$ s, $\tau_2 = 2.15$ s, et $k_j = 0.1$. Le Tableau 4.5 donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans LFC-Résidus. Le taux d'amortissement du mode critique est multiplié par 3.7.

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans LFC	$-0.061 \pm j * 4.18$	$-0.37 \pm j * 7.27$	$-0.36 \pm j * 7.06$
Valeurs propres avec LFC	$-0.21 \pm j * 3.86$	$-0.69 \pm j * 6.94$	$-0.36 \pm j * 7.06$
Fréquence sans LFC (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec LFC (en Hz)	0.61	1.11	1.12
Taux d'amortissement sans LFC	$14.6 * 10^{-3}$	$50.4 * 10^{-3}$	$51.1 * 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec LFC	$54.8 * 10^{-3}$	$99.0 * 10^{-3}$	$51.3 * 10^{-3}$

Tableau 4.5

Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines avec et sans LFC Résidu

En conclusion, nous constatons que pour un correcteur LFC implanté sur le même générateur et avec le même signal d'entrée local, la technique LMI fournit une performance plus grande que la technique des Résidus.

4.2.4 Performance des différents correcteurs : un correcteur RFC (signaux lointains contre signaux locaux)

Nous allons dimensionner par LMI un correcteur RFC (ie un PSS ayant des signaux d'entrée lointains), toujours implanté sur le même générateur, mais cette fois-ci avec un signal lointain en entrée : nous avons vu que $(Pa_{GEN 2} - Pa_{GEN 12})$ était le meilleur signal candidat. La Figure 4.7 présente ce dispositif.

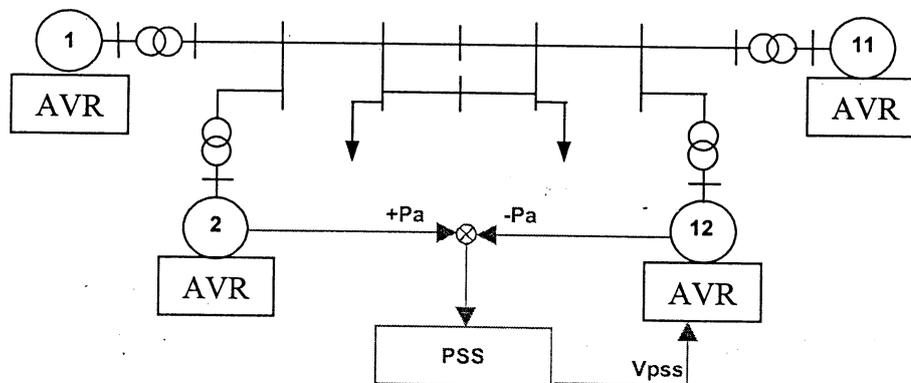


Figure 4.7
Implantation du RFC

Nous procédons comme pour le LFC : nous commençons par une réduction de dimension du modèle linéaire à un réseau de taille 11. Avant cette réduction de modèle, nous avons également

supprimé la valeur propre nulle du modèle. Ensuite nous procédons au dimensionnement par LMI du correcteur dynamique K de taille 11×11 . Nous utilisons un placement de pôles conique : nous prenons un angle θ de $0.49 \cdot \pi$. La matrice K de ce correcteur est explicitée en ANNEXE D. La Figure 4.8 montre les principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros) sans correcteur (en bleu) puis avec le correcteur (en vert), nous constatons une migration de certaines valeurs propres vers la gauche, notamment celles du couple oscillatoire le moins amorti. Le Tableau 4.6 donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans RFC.

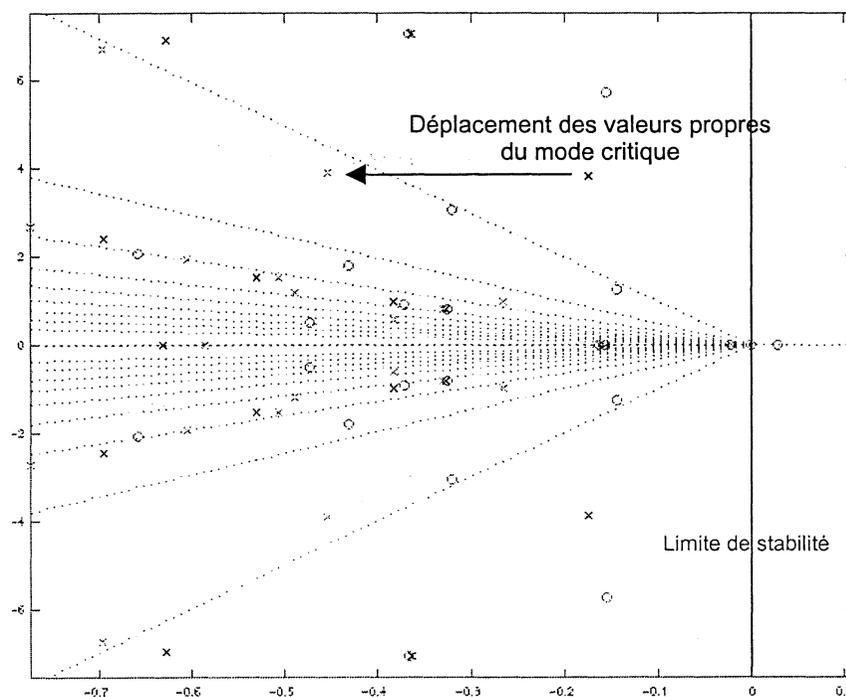


Figure 4.8
Principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros), sans correcteur (en foncé) puis avec le RFC (en clair)

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans RFC	$-0.061 \pm j \cdot 4.18$	$-0.37 \pm j \cdot 7.27$	$-0.36 \pm j \cdot 7.06$
Valeurs propres avec RFC	$-0.63 \pm j \cdot 3.67$	$-0.95 \pm j \cdot 6.68$	$-0.36 \pm j \cdot 7.06$
Fréquence sans RFC (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec RFC (en Hz)	0.58	1.06	1.12
Taux d'amortissement sans RFC	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec RFC	$169 \cdot 10^{-3}$	$141 \cdot 10^{-3}$	$51.6 \cdot 10^{-3}$

Tableau 4.6
Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines avec et sans RFC LMI

Nous notons de même qu'avec le LFC, le mode critique avec le RFC n'est plus le mode inter-régions mais un mode local (celui à 1.12Hz). Le taux d'amortissement du mode critique est multiplié par 11.6.

La Figure 4.9 récapitule les taux d'amortissement ($\cdot 10^{-3}$) des 3 modes d'intérêt pour les différents correcteurs PSS.

Les PSS sont installés dans la région 2 (cf. Figure 4.1). Concernant les modes « locaux » 2 et 3, nous notons que le mode 2 devient généralement mieux amorti avec les correcteurs PSS alors que le mode 3 évolue peu : ces correcteurs sont implantés dans la région 2, ce qui explique que la commandabilité du mode local 3 soit très faible.

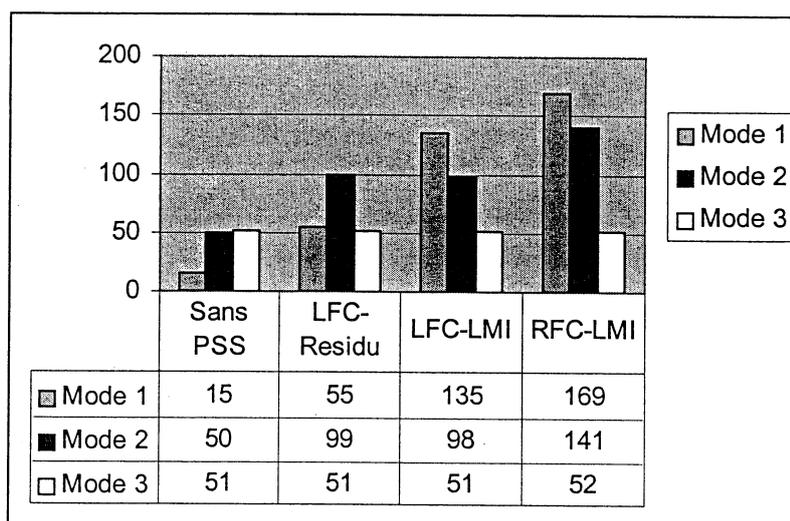


Figure 4.9
Taux d'amortissement ($\cdot 10^{-3}$) des 3 modes d'intérêt pour différents PSS

En conclusion, nous constatons que pour un correcteur PSS, le meilleur amortissement du mode inter-régions critique est donné avec un correcteur ayant des entrées « lointaines » et dimensionné par LMI. La vision « globale » du réseau donnée par les signaux lointains - synchronisés - est particulièrement adaptée, quand elle est alliée aux techniques de dimensionnement par LMI, à l'amortissement des oscillations inter-régions.

4.3. Les dispositifs FACTS dans le réseau de 4 machines : le STATCOM

4.3.1 Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée du STATCOM

Un STATCOM (pour *STATic COMPensator*) est un injecteur de puissance réactive de type shunt (cf. 2.1.2). Rappelons qu'un STATCOM est constitué de deux boucles (cf. Figure 2.10) :

- une boucle de soutien de tension (dimensionnée une fois pour toute, puisque son dimensionnement ne dépend pas d'un point de fonctionnement particulier) ;

- une boucle de contrôle de puissance qui dépend de la configuration du réseau.

Nous allons dans cette partie dimensionner la boucle de contrôle de puissance de différentes manières (Résidu et LMI).

Notons que la seule présence de la boucle de soutien de tension modifie l'amortissement des modes oscillatoires : par exemple, le taux d'amortissement du mode inter-régions : il passe de $14.6 \cdot 10^{-3}$ à $21 \cdot 10^{-3}$.

Le STATCOM peut être placé dans une région connaissant des problèmes en tension, et s'il est destiné à amortir un mode oscillatoire, il est placé sur une ligne reliant les deux régions (ou les deux générateurs concernés). Le mode cible dans le réseau 4 machines est le mode inter-régions qui implique la Région 1 et la Région 2 (cf. Figure 4.1). Nous allons placer le STATCOM d'une puissance nominale de 100 MVA sur une ligne reliant ces deux régions. Il y a dans ce cas deux nœuds possibles : le nœud 3 ou le nœud 13. Nous plaçons le STATCOM sur le nœud qui possède la plus grande charge et par la même la plus grande commandabilité, c'est à dire le nœud 13. Il reste le choix du signal d'entrée. Traditionnellement, on prend le courant circulant sur la ligne sur laquelle est placé l'injecteur de puissance réactive. Nous allons choisir le courant circulant sur la ligne nœud 13 - nœud 120 (appelé *Iline* par la suite), cf. Figure 4.10. Ce signal est considéré comme ayant une bonne observabilité des modes inter-régions.

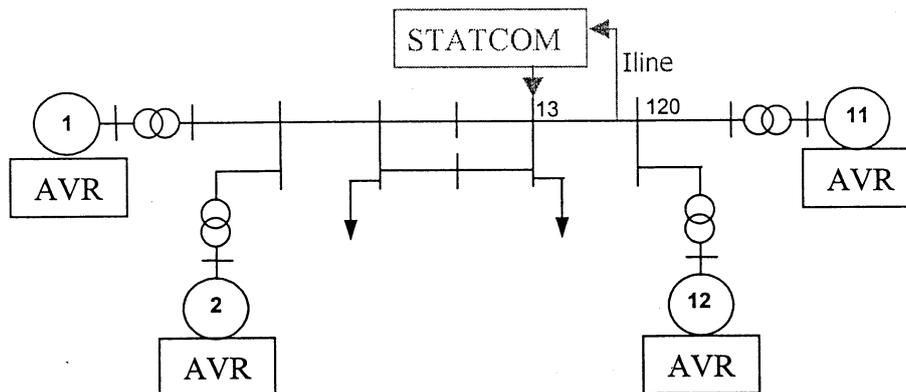


Figure 4.10
Implantation du STATCOM

Le Tableau 4.7 nous permet de comparer les observabilités de P_a GEN 12 (le signal d'entrée du correcteur RFC : la puissance accélératrice du générateur GEN 12) et de *Iline* (le signal d'entrée du STATCOM).

Variable d'entrée :	Observabilité
P_a GEN 2 – P_a GEN 12	$2.3 \cdot 10^{-1}$
<i>Iline</i>	$8.2 \cdot 10^{-1}$

Tableau 4.7

Les normes des observabilités de différents signaux d'entrée pour le mode cible

Nous notons que le signal d'entrée du STATCOM est plus observable que celui du RFC (3.6 fois). Le Tableau 4.8 nous permet de comparer les commandabilités d'un correcteur PSS (nous nous intéressons à la commandabilité de la sortie de la boucle de contrôle de puissance) implanté sur le générateur GEN 12 et d'un STATCOM implanté sur le nœud 13 (nous nous intéressons aussi à la commandabilité de la sortie de la boucle de contrôle de puissance) pour le mode critique. Nous notons que le STATCOM est beaucoup plus commandable que le RFC (127 fois).

Variable de sortie du :	Commandabilité
PSS sur GEN 12	4.5
STATCOM sur nœud 13	570

Tableau 4.8
Les commandabilités des deux correcteurs

4.3.2. Performance des différents correcteurs STATCOM (technique LMI contre technique des Résidus)

Nous commençons par dimensionner la boucle de contrôle de puissance du STATCOM par la méthode des résidus. A titre indicatif, selon la description des boucles de puissance (la structure est exactement la même que celle d'une boucle de puissance de LFC dimensionnée par résidus) donnée dans (3.4), nous avons $p=3$, $\tau_1 = 0.574$ s, $\tau_2 = 0.0923$ s, et $k_j = 0.85$. Le Tableau 4.9 donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans STATCOM-Résidus. Le taux d'amortissement du mode critique est multiplié par 2.

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans STATCOM	$-0.061 \pm j * 4.18$	$-0.37 \pm j * 7.27$	$-0.36 \pm j * 7.06$
Valeurs propres avec STATCOM	$-0.107 \pm j * 3.66$	$-0.44 \pm j * 7.11$	$-0.36 \pm j * 7.06$
Fréquence sans STATCOM (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec STATCOM (en Hz)	0.58	1.13	1.12
Taux d'amortissement sans STATCOM	$14.6 * 10^{-3}$	$50.4 * 10^{-3}$	$51.1 * 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec STATCOM	$29.3 * 10^{-3}$	$62.5 * 10^{-3}$	$51.2 * 10^{-3}$

Tableau 4.9
Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines avec et sans STATCOM-Résidu

Pour dimensionner la boucle de contrôle de puissance du STATCOM par LMI, nous procédons d'abord à une réduction de dimension du modèle linéaire à un modèle de taille 17. Ensuite nous procédons au dimensionnement par LMI du correcteur dynamique de taille $17 * 17$. Nous utilisons un placement de pôles conique : nous prenons un angle $\theta = 0.49 * \pi$. Puis nous réduisons l'ordre du correcteur (la technique LMI donne un correcteur de même taille que le modèle du réseau) de $17 * 17$ à $11 * 11$. La matrice **K** de ce correcteur est explicitée en ANNEXE D.

La Figure 4.11 montre les principales valeurs propres du système sans correcteur (en bleu) puis avec le correcteur (en vert), nous constatons une importante migration de certaines valeurs propres vers la gauche.

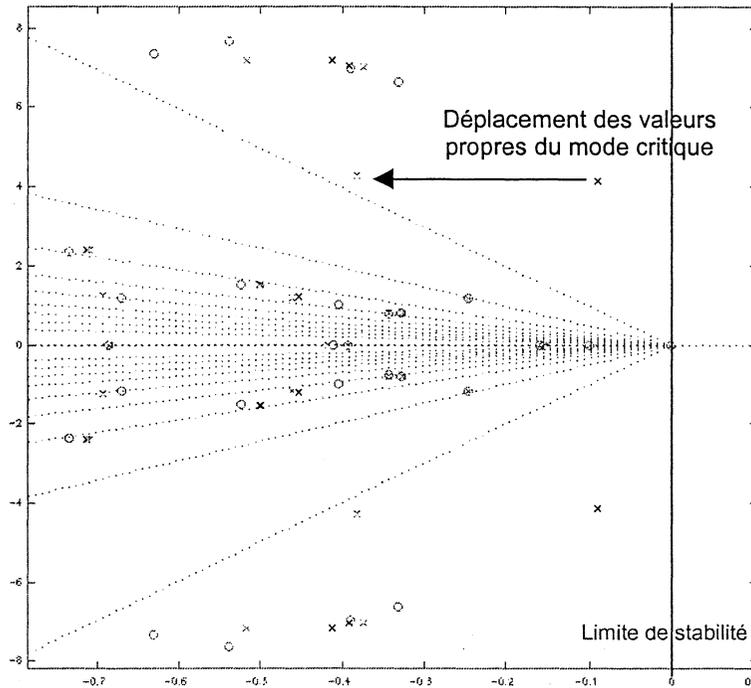


Figure 4.11
Principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros), sans correcteur (en foncé) puis avec le STATCOM - LMI (en clair)

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans STATCOM	$-0.061 \pm j*4.18$	$-0.37 \pm j*7.27$	$-0.36 \pm j*7.06$
Valeurs propres avec STATCOM	$-0.38 \pm j*4.28$	$-0.52 \pm j*7.18$	$-0.37 \pm j*7.01$
Fréquence sans STATCOM (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec STATCOM (en Hz)	0.68	1.14	1.12
Taux d'amortissement sans STATCOM	$14.6 * 10^{-3}$	$50.4 * 10^{-3}$	$51.1 * 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec STATCOM	$88 * 10^{-3}$	$72 * 10^{-3}$	$53 * 10^{-3}$

Tableau 4.10
Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines avec et sans STATCOM-LMI

Le Tableau 4.10 donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans STATCOM-LMI. Rappelons que le signal d'entrée est, pour le moment, toujours local. Le taux d'amortissement du mode critique est multiplié par 6, soit 3 fois mieux qu'avec le STATCOM-Résidus.

La Figure 4.12 récapitule les taux d'amortissement des 3 modes d'intérêt ($*10^{-3}$) pour les différents correcteurs STATCOM présentés.

A l'instar des PSS, les STATCOM sont installés dans la Région 2 (cf. Figure 4.1). Donc concernant les modes « locaux » 2 et 3, nous notons que le mode 2 devient également mieux amorti avec les STATCOM alors que le mode 3 évolue peu. Tous ces correcteurs sont implantés dans la Région 2, d'où une commandabilité du mode local 3 très faible.

En conclusion, nous constatons que pour un même correcteur STATCOM implanté sur le même nœud, avec un même signal d'entrée, la technique LMI fournit une performance plus grande que la technique des Résidus pour l'amortissement du mode inter-régions.

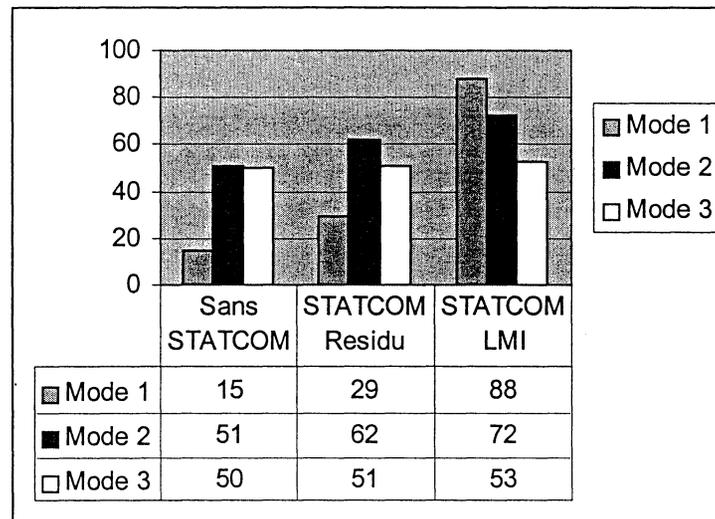


Figure 4.12
Taux d'amortissement ($\cdot 10^{-3}$) des 3 modes d'intérêt pour différents STATCOM

4.4. Robustesse des correcteurs, simulations dynamiques

Les performances calculées précédemment n'étaient relatives qu'à un seul point de fonctionnement : celui pour lequel les correcteurs avaient été dimensionnés. Nous allons maintenant nous intéresser aux performances de ces correcteurs pour différents points de fonctionnement en utilisant des simulations dynamiques tenant compte des non-linéarités du réseau. De plus, les techniques de dimensionnement des correcteurs ne permettent pas de prédéfinir la robustesse des correcteurs. Dans cette partie nous allons aussi étudier la robustesse des différents correcteurs dimensionnés.

4.4.1. Simulations dynamiques

Les Figures 4.14 à 4.16 illustrent des simulations dynamiques réalisées avec le logiciel Eurostag des différents correcteurs. Elles représentent la puissance active transitant entre les 2 régions (sur la ligne nœud 120 - nœud 13) pour un défaut fugitif à l'instant $t=400s$ sur la ligne nœud 3 - nœud 101 (cette ligne est déclenchée de $t=400s$ à $t=400.06s$), la variable observée « P » et

l'emplacement du défaut sont présentés sur la Figure 4.13. Remarquons que ces simulations tiennent compte des non-linéarités du réseau, alors que ces non-linéarités n'étaient pas réellement prises en compte lors des analyses des différents taux d'amortissement des 3 modes d'intérêt. Ces simulations dynamiques reflètent les performances des correcteurs données par les modèles linéaires : les correcteurs PSS ou STATCOM dimensionnés par LMI donnent une meilleure

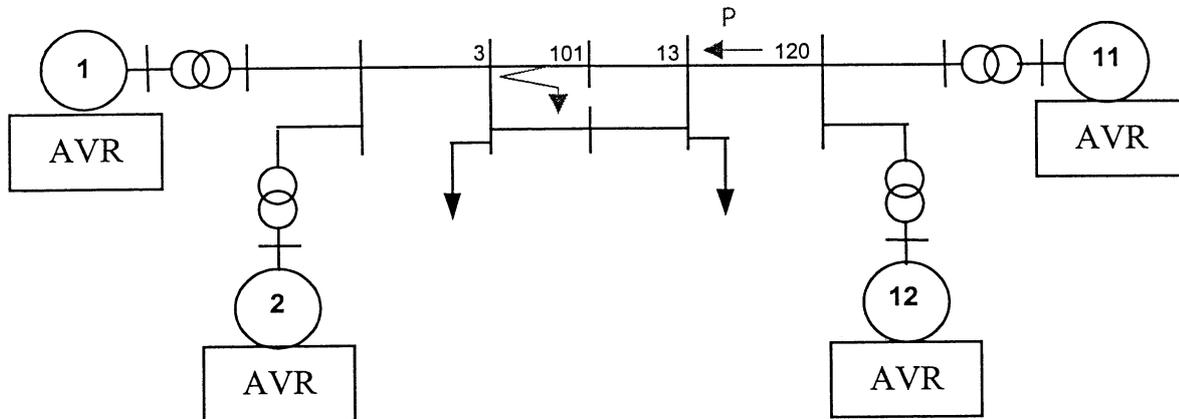


Figure 4.13
Variable observée et emplacement du défaut

stabilité que ceux dimensionnés par résidus ; et pour le cas des PSS-LMI, un signal d'entrée lointain permet de mieux amortir les oscillations qu'un signal d'entrée local.

4.4.2. Robustesse des correcteurs

Nous avons vu en 4.2.2 que pour les réseaux électriques, la robustesse consiste à s'assurer que la stabilité du réseau (et donc l'amortissement des modes d'oscillations critiques) reste garantie dans une plage de points de fonctionnement « assez » large. Nous allons considérer deux « incertitudes », c'est à dire deux variables du réseau ayant des grandes variations dans une utilisation normale d'un réseau : les valeurs des charges et les impédances des lignes. Nous allons nous assurer du bon fonctionnement des correcteurs et de leurs performances pour des points de fonctionnement différents de ceux pour lesquels ils ont été dimensionnés.

4.4.2.1 Variation de charge

Dans les réseaux de transport, les charges sont variables : elles dépendent de la consommation et donc de multiples facteurs comme les pics de consommations, les variations de saisons, etc. Dans le réseau de 4 machines, les deux charges 13 et 3 (cf. Figure 4.1) sont dissymétriques (respectivement 1767 MW et 967 MW). Nous allons procéder à une augmentation de la consigne de charge du nœud 13 sous forme d'une rampe de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en P et de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en Q (initialement de 100 MVAR).

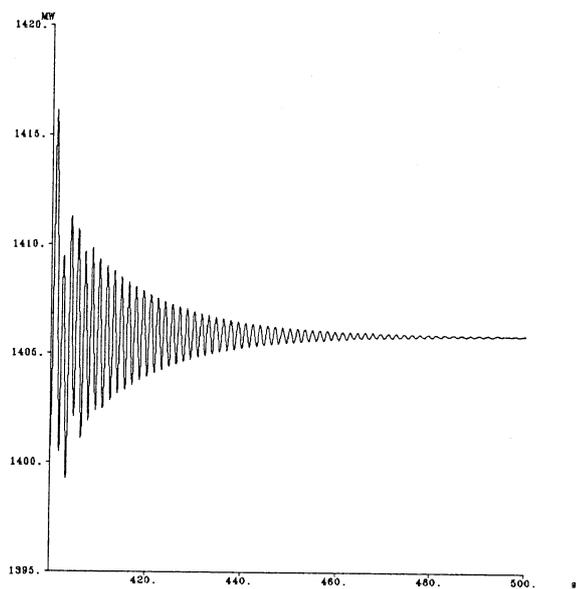


Figure 4.14: Réponse sans correcteur

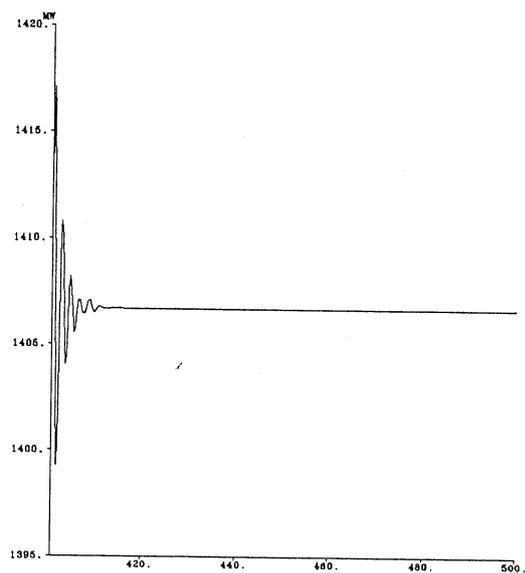


Figure 4.17: Réponse avec le RFC-LMI

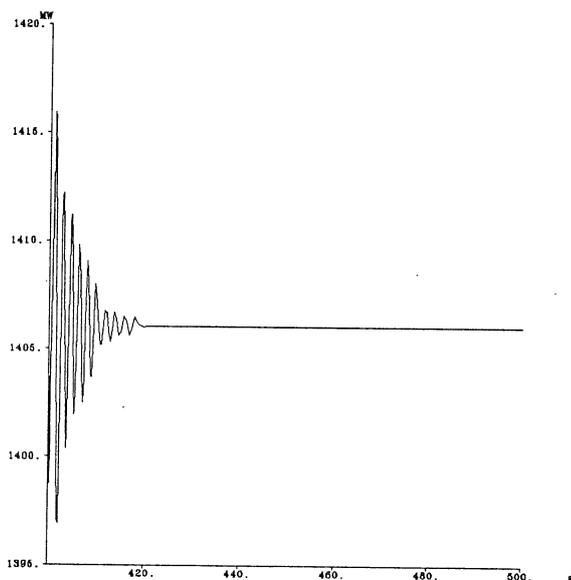


Figure 4.15: Réponse avec le LFC-Résidu

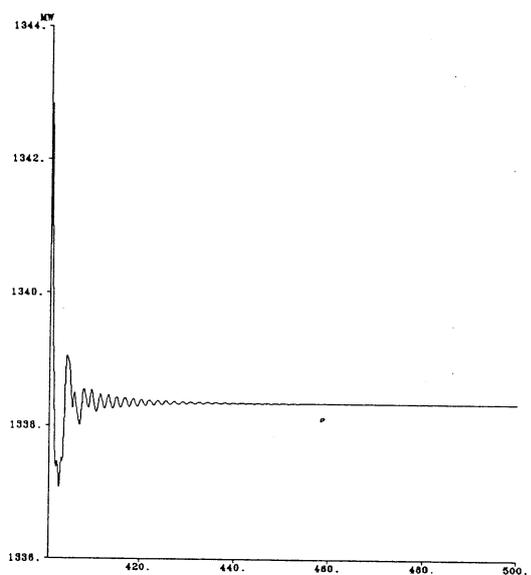


Figure 4.18: Réponse avec le STATCOM-Résidu

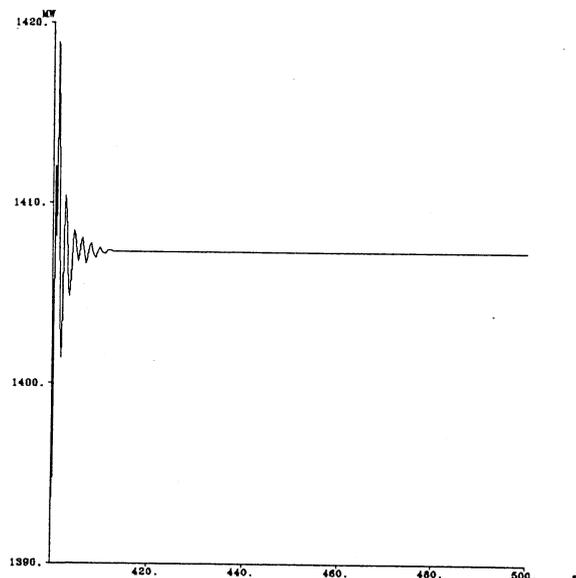


Figure 4.16: Réponse avec le LFC-LMI

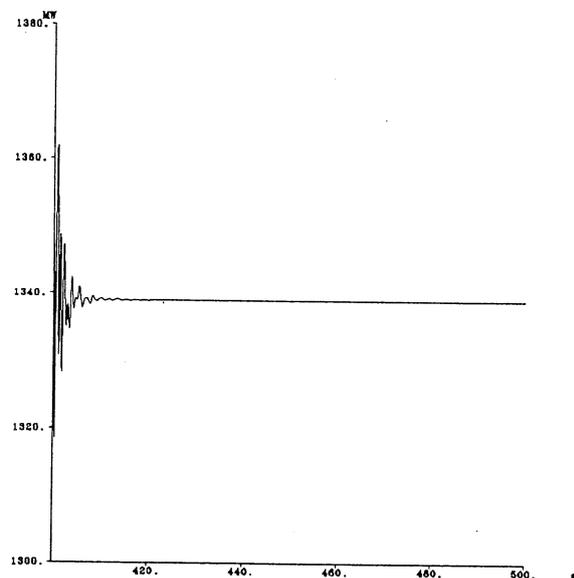


Figure 4.19: Réponse avec le STATCOM-LMI

Nous allons utiliser le logiciel de simulation dynamique Eurostag [Eur-99] qui, rappelons le, tient compte des non-linéarités du réseau. Lors des simulations, la rampe de consigne de charge débutera à $t=400s$. Nous verrons que le réseau pourvu de différents correcteurs ne permettra pas toujours le même transit de puissance maximal, certains correcteurs étant plus robustes par rapport à cette variation de charge que d'autres. Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Nous allons également nous intéresser à la puissance consommée par la charge 13. Notons, comme le montre la courbe de tension du nœud 13 (cf. Figure 4.20), qu'à partir d'une certaine consigne de charge, correspondant à $t= 468s$, le réseau devient instable. Nous observons le même phénomène pour les valeurs de la charge au nœud 13, quelque soit le correcteur (cf. Figure 4.21, cas sans correcteur). Les consommations de puissance active et réactive des charges augmentent jusqu'à atteindre un certain point, et diminuent ensuite, avant que le réseau devienne instable.

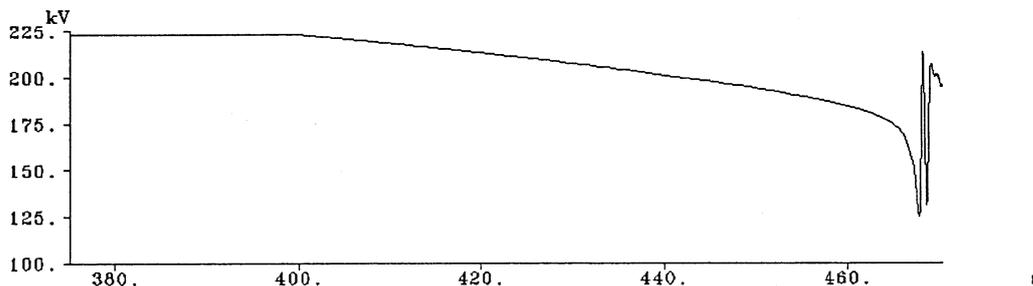


Figure 4.20
Réponse en tension du nœud 13 à la rampe de consigne de charge

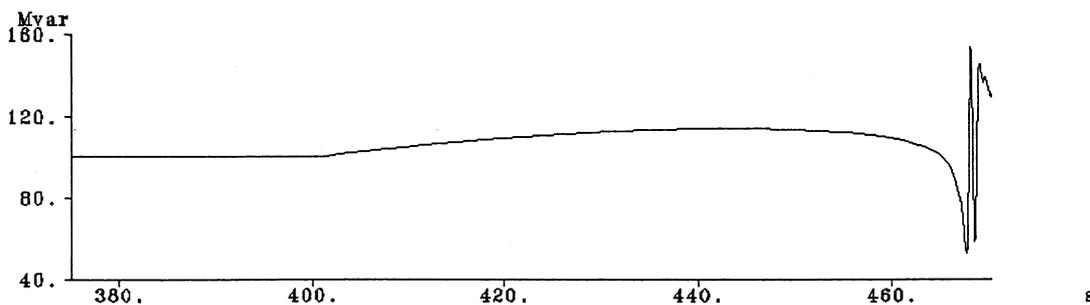
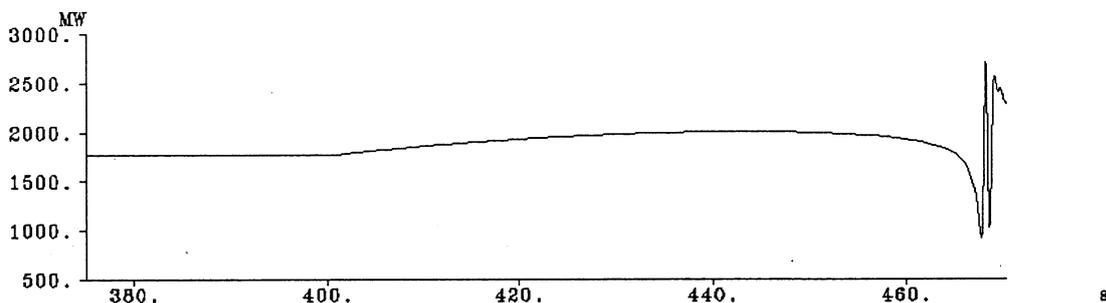


Figure 4.21
Dessus : consommation en P de la charge 13
Dessous : consommation en Q de la charge 13

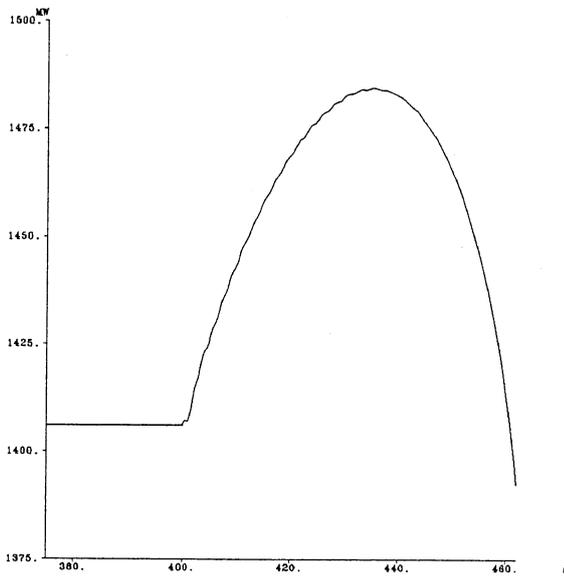


Figure 4.22: Réponse sans correcteur

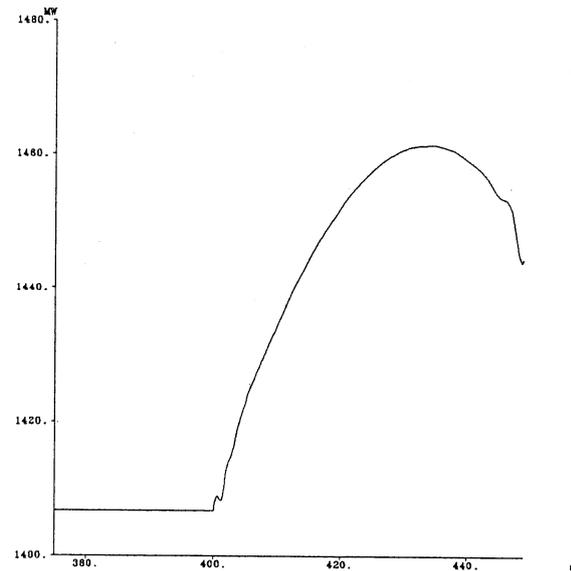


Figure 4.25: Réponse avec le RFC-LMI

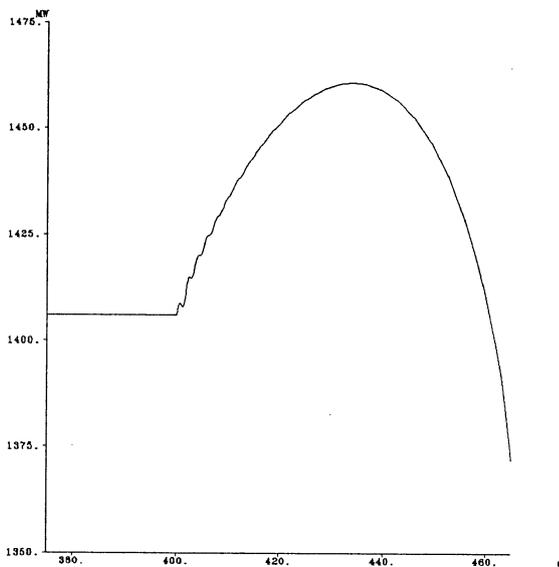


Figure 4.23: Réponse avec le LFC-Résidu

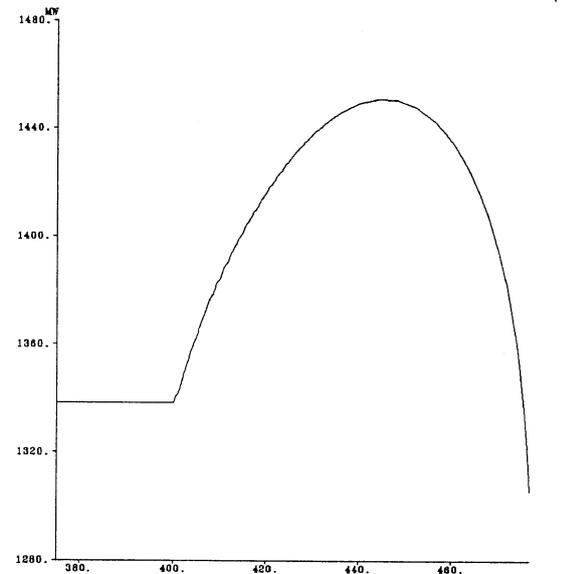


Figure 4.26: Réponse avec le STATCOM-Résidu

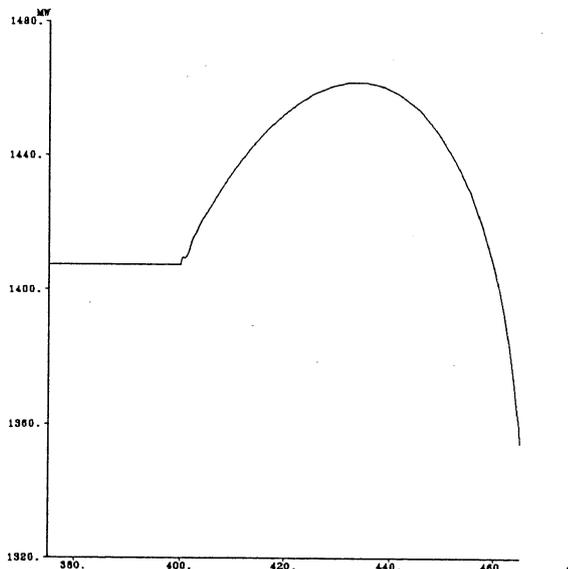


Figure 4.24: Réponse avec le LFC-LMI

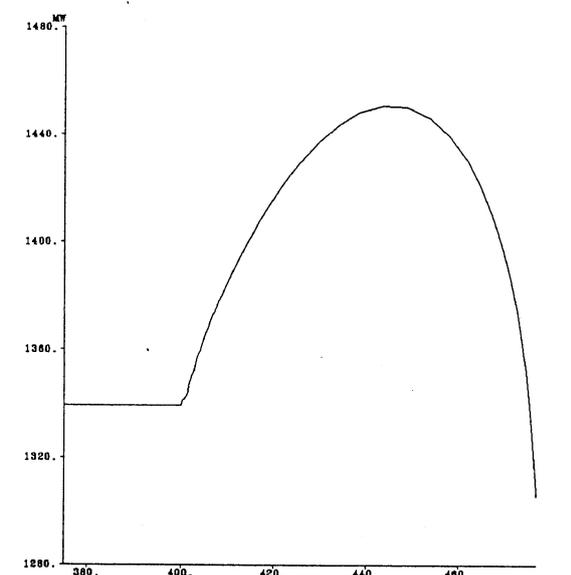


Figure 4.27: Réponse avec le STATCOM-LMI

Les Figures 4.22 à 4.27 présentent le flux de puissance active « P » sur la ligne nœud 120- nœud 13. Le Tableau 4.11 résume les flux maximums de puissance active (qui correspondent aux sommets des courbes 4.22 à 4.27) sur cette ligne pour chaque configuration. Les courbes correspondant aux consommations de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 sont présentées en ANNEXE E (Figures E.1 à E.6 et Tableau E.1).

Configuration	Flux de P maximum sur la ligne 120-13 (en MW)
Sans correcteur	1485
Avec le LFC-Résidu	1461
Avec le LFC-LMI	1462
Avec le RFC-LMI	1461
Avec le STATCOM-Résidu	1451
Avec le STATCOM-LMI	1451

Tableau 4.11

Les flux maximums de puissance active pour différents correcteurs

Les flux maximums sont relativement proches : il n’y a qu’un écart de 2.3 % entre le plus grand et le plus petit. On constate que le maximum de flux possible est obtenu sans correcteur : c’est la configuration la plus robuste au changement de charge au nœud 13. L’option la plus robuste ensuite est celle des PSS, et la moins robuste est celle des STATCOM. Notons que l’utilisation de signaux locaux ou lointains n’a pas d’influence sur la robustesse des correcteurs par rapport aux variations de charges. De même l’utilisation des techniques LMI ou Résidus va influencer sur les performances des correcteurs, mais pas sur la robustesse des correcteurs par rapport aux variations de charges. En effet, l’instabilité qui limite le flux de puissance provient d’un problème de tension. Dans la configuration comprenant uniquement des correcteurs AVR, il apparaît une saturation de la tension d’excitation E_{fd} de l’AVR du générateur GEN12 (cf. Figure 4.28 qui présente les tensions d’excitation des différents générateurs). La stabilité au sens des valeurs propres ne semble pas remise en cause comme le montre la Figure 4.29 (déplacements des valeurs propres du mode critique pour le cas comprenant uniquement les AVR, le cas avec le STATCOM-Résidu et le cas STACOM-LMI, les cercles correspondent au point de fonctionnement nominal) : plus la charge du nœud 13 augmente et mieux ces modes sont amortis.

Ces tests de variation de charge sont peu révélateurs de la robustesse des correcteurs : la configuration du réseau lors du dimensionnement des correcteurs est très proche de la limite de la faisabilité du calcul de répartition de charge (+9% de la valeur de la charge 13), cela afin d’avoir

un mode critique qui soit le mode inter-régions. Les augmentations de charges possibles sont donc très réduites, ce qui explique que ces dernières, pour les différents correcteurs, sont très proches.

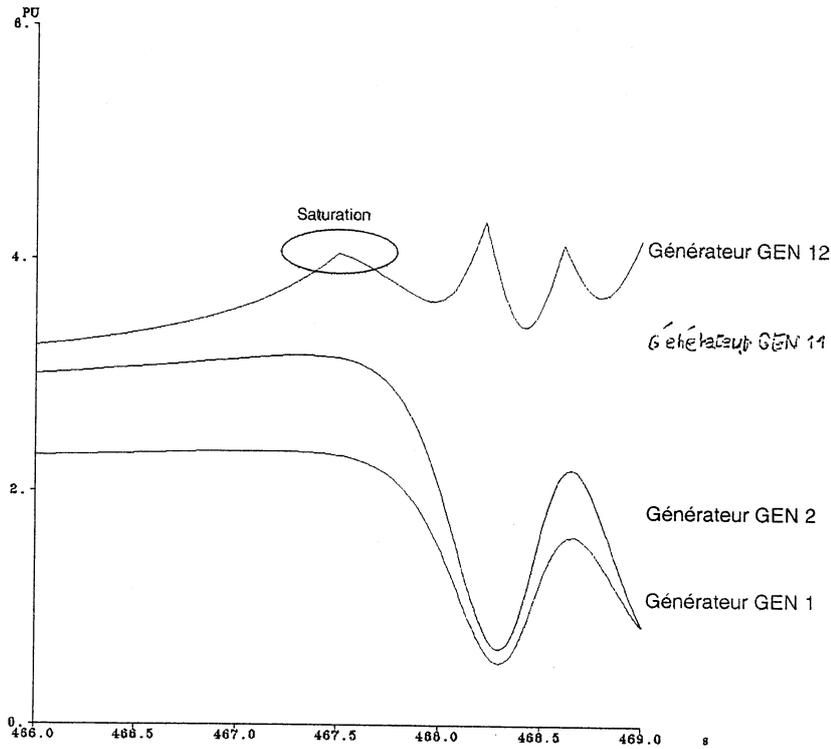


Figure 4.28
Tension d'excitation EFD des différents générateurs

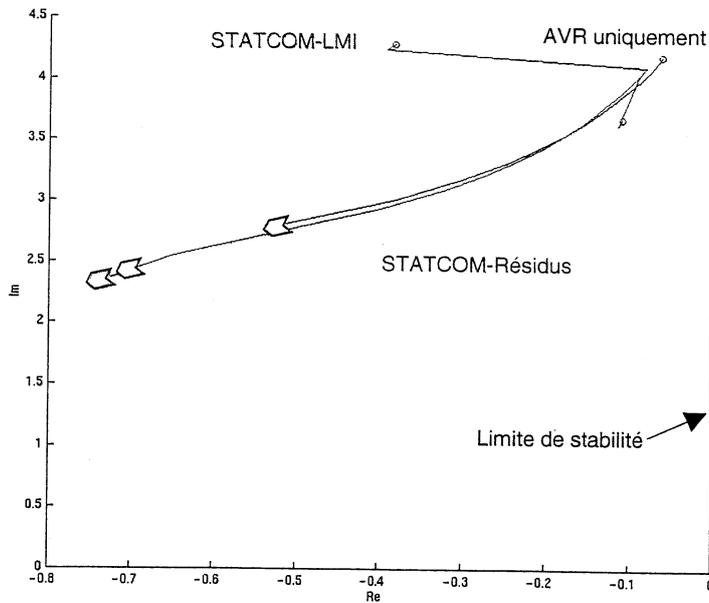


Figure 4.29
Déplacements des valeurs propres du mode critique avec uniquement les AVR, avec le STATCOM-Résidu et avec le STACOM-LMI

4.4.2.2 Déclenchement de lignes

Dans un réseau de transport, il n'est pas rare qu'une ligne soit déclenchée (pour diverses raisons comme l'élimination de défaut, l'entretien, etc).

Dans le réseau de 4 machines (cf. Figure 4.1) la liaison entre les deux régions se fait par deux lignes identiques parallèles (les lignes liant les nœuds 3 et 13). Nous proposons d'étudier le comportement du réseau quand nous déclençons l'une de ces deux lignes. Nous allons pouvoir étudier la robustesse du réseau et de ses correcteurs face aux variations d'impédance de ligne.

Lors de ces simulations dynamiques, nous allons déclencher de manière définitive la ligne qui lie les nœuds 3, 101 et 13 à 400s. Il n'y a alors plus qu'une seule ligne qui lie les deux régions du réseau. Nous verrons que le réseau pourvu de différents correcteurs ne reviendra pas toujours à la stabilité, certains correcteurs étant plus robustes que d'autres pour ce déclenchement de lignes.

Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Les Figures 4.30 à 4.35 présentent le flux de puissance « P » sur la ligne nœud 120- nœud 13. Ainsi, pour les cas sans correcteurs, avec STATCOM Résidu ou LMI, le réseau reste stable, alors que tous les cas avec PSS sont instables après le déclenchement de la ligne : les STATCOM ont une meilleure robustesse par rapport à la variation équivalente d'impédance de lignes que les PSS.

Pour les STATCOM, nous notons que le retour au régime permanent après l'ouverture de la ligne se fait en un temps sensiblement identique (approximativement en 20s) selon que STATCOM est dimensionné par Résidus ou par LMI. Toutefois, il y a un harmonique supplémentaire qui apparaît pour le cas STATCOM-LMI. A l'instar de la robustesse par rapport aux variations de charges, la robustesse par rapport à la variation d'impédance de lignes équivalente ne dépend pas de la méthode de dimensionnement des correcteurs.

4.4.2.3 Variation de l'impédance de lignes

Supposons toujours que l'impédance des lignes soient susceptibles de varier, suite à la mise en service de nouvelle ligne par exemple. Pour le réseau de 4 machines, deux lignes d'interconnexion lient les nœuds 3 et 13, que l'on appelle communément « interlignes ». Les impédances correspondantes sont appelées « Zinterligne », elles valent 100% au point de fonctionnement nominal. Nous allons suivre le déplacement des valeurs propres du mode cible (le mode inter-régions) lorsque Zinterligne varie, cela avec le logiciel de simulation dynamique Eursotag [Eur-99]. Nous allons considérer les variations de Zinterligne dans un intervalle allant de 20% à 150% (avec les points Zinterligne= 20%, 25%, 50%, 100%, 125% et 150%).

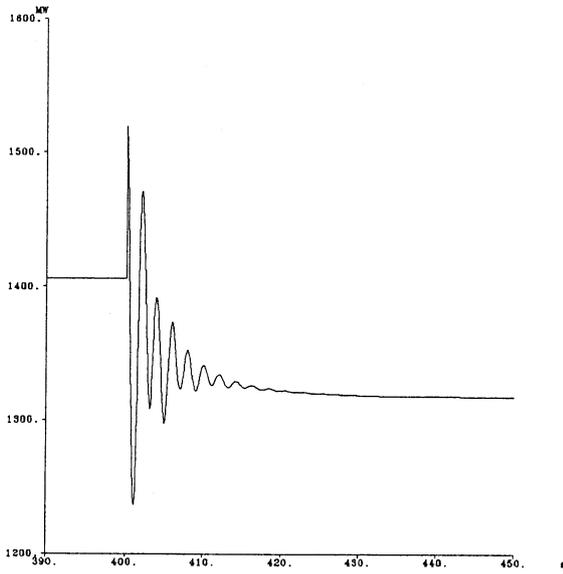


Figure 4.30 : Réponse sans correcteur

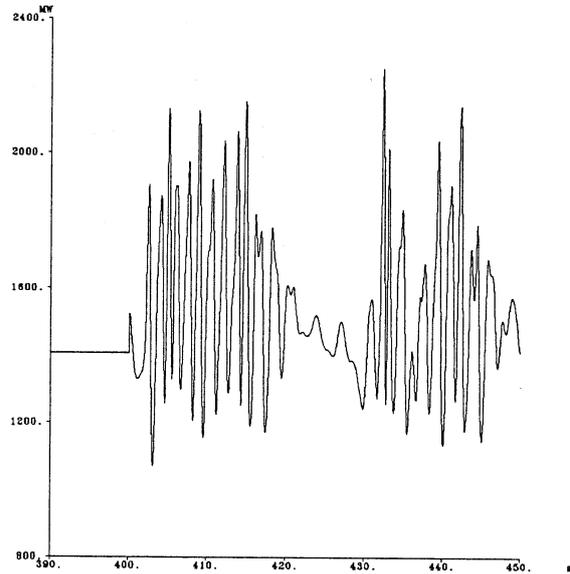


Figure 4.33 : Réponse avec RFC-LMI

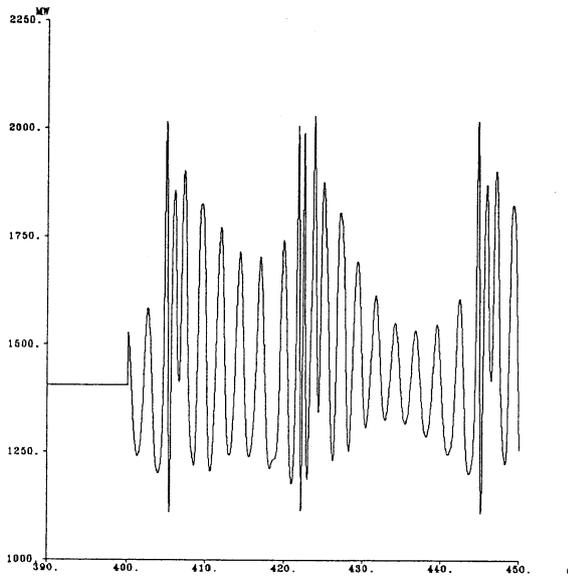


Figure 4.31 : Réponse avec LFC-Résidu

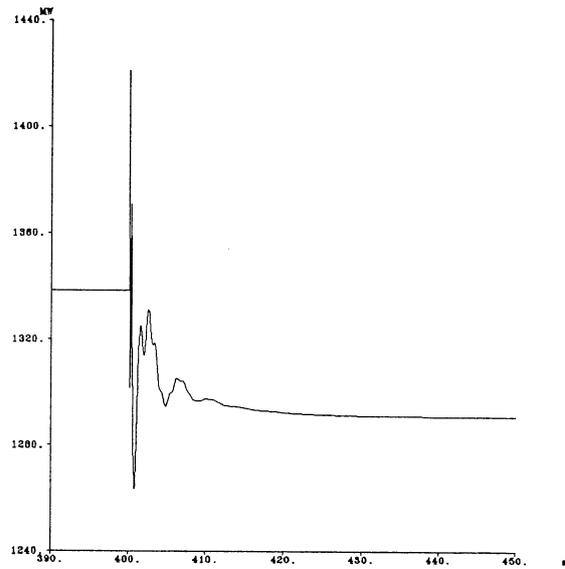


Figure 4.34 : Réponse avec STATCOM-Résidu

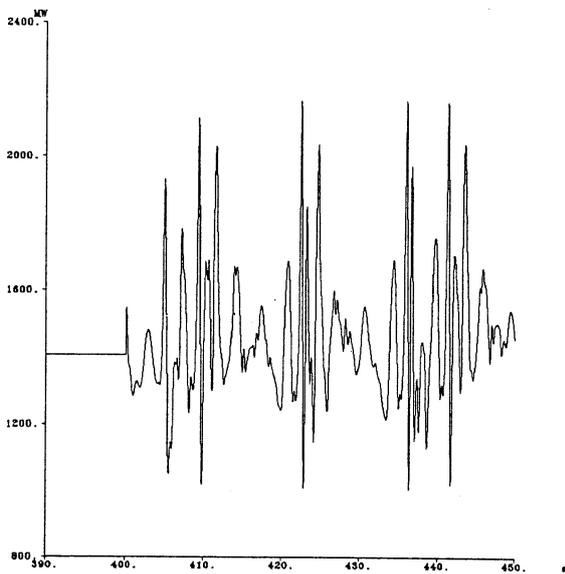


Figure 4.32 : Réponse avec LFC-LMI

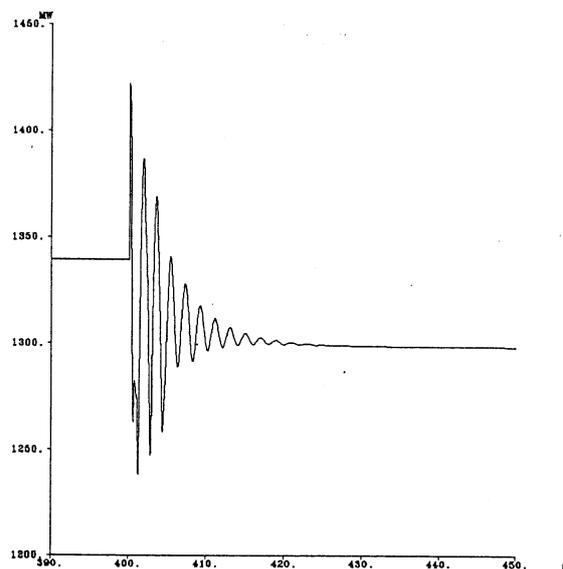


Figure 4.35 : Réponse avec STATCOM-LMI

La Figure 4.36 représente le déplacement des valeurs propres dans le plan complexe du mode critique pour des variations de Zinterligne, les cas comprenant uniquement les AVR, le STATCOM-Résidu et le STATCOM-LMI. Les cercles correspondent au point de fonctionnement nominal, et les flèches indiquent le sens de l'augmentation de Zinterligne.

La Figure 4.37 représente le déplacement des valeurs propres dans le plan complexe du mode critique pour des variations de Zinterligne pour les cas comprenant uniquement les AVR, le LFC-Résidu, le LFC-LMI et le RFC-LMI.

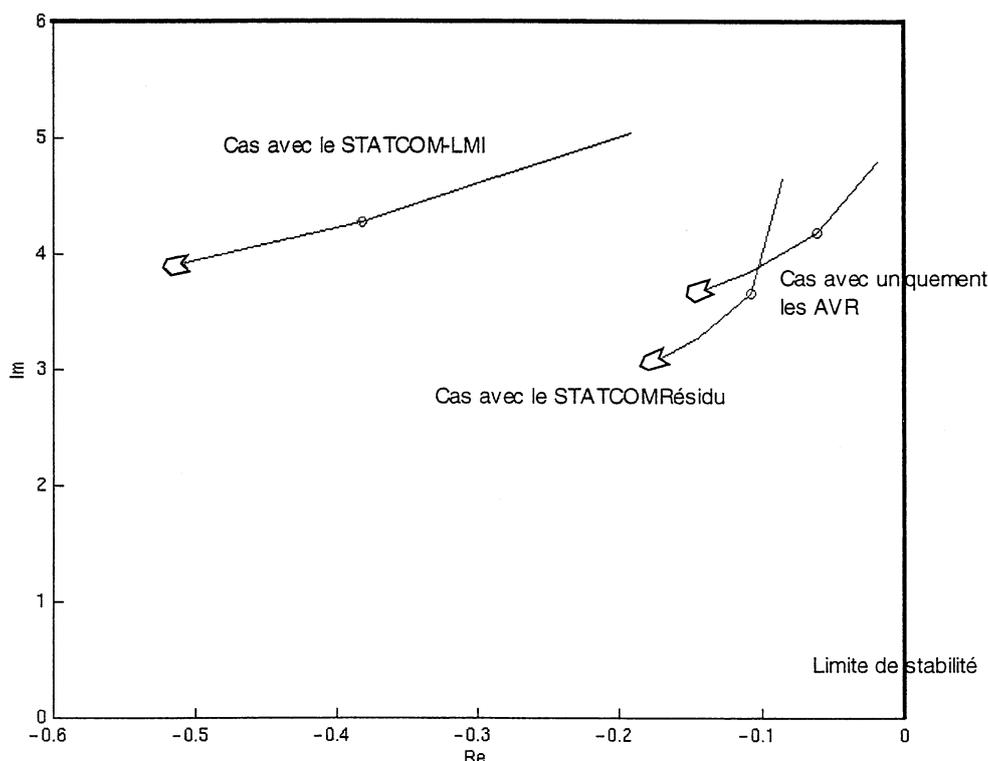


Figure 4.36
Déplacements des valeurs propres du mode critique avec uniquement les AVR, avec le STATCOM-Résidu et avec le STATCOM-LMI

On constate que le STATCOM-LMI a de meilleures performances que le STATCOM-Résidu ou que les AVR seuls. On constate également que le RFC-LMI a de meilleures performances que le LFC-LMI (sauf quand Zinterligne devient très petit, sinon pour Zinterligne > 100% les performances du RFC sont meilleures), le LFC-LMI est de même plus performant que le LFC-Résidu.

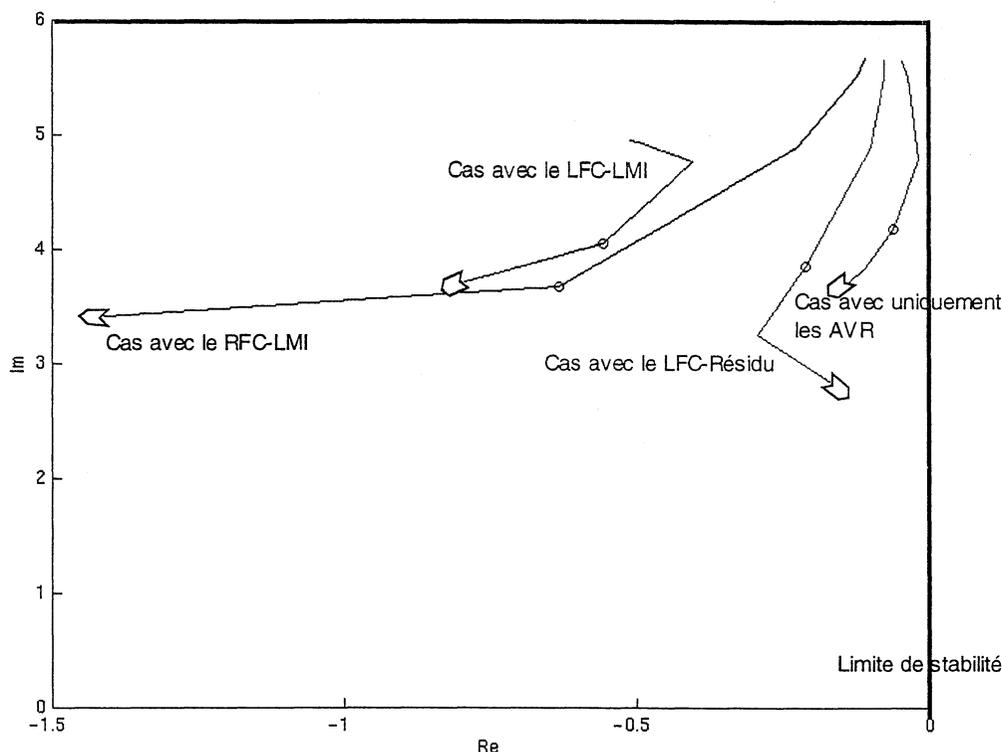


Figure 4.37
Déplacements des valeurs propres du mode critique avec uniquement les AVR, avec le LFC-Résidu, avec le LFC-LMI et le RFC-LMI

Nous avons également considéré des simulations dynamiques effectuées pour la configuration Zinterligne=150%, comme dans le paragraphe 4.4.1, en représentant la puissance active « P » transitant entre les 2 régions après le même défaut fugitif. Ces simulations sont illustrées par les Figures 4.38 à 4.43. Pour ce point de fonctionnement, il apparaît bien que les RFC-LMI et LFC-LMI sont plus performants que le LFC-Résidu. Ce dernier est tout de même meilleur que les AVR seuls. De même le STATCOM-LMI et le STATCOM-Résidu permettent un meilleur amortissement des oscillations que les AVR seuls. Cependant, toujours pour ce point de fonctionnement, il est difficile de comparer les performances du RFC-LMI et du LFC-LMI, il en va de même pour celles du STATCOM-LMI et du STATCOM-Résidu. Rappelons que ces essais tiennent compte, d'une part des non-linéarités du réseau, et d'autre part de tous les modes oscillatoires (et non seulement du mode inter-régions).

En conclusion, les simulations dynamiques reflètent bien les performances (du moins leur ordre) déjà calculées pour un modèle linéaire des correcteurs. Nous constatons que la robustesse par rapport aux variations de charge et aux variations d'impédance de ligne est peu influencée par la méthode de dimensionnement des correcteurs.

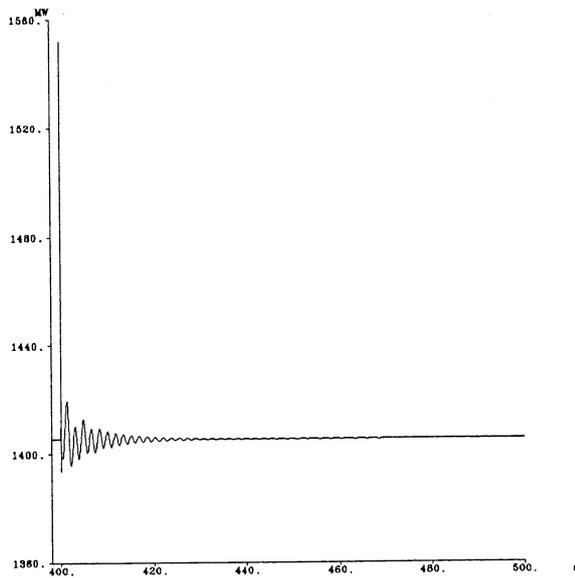


Figure 4.38: Réponse sans correcteur

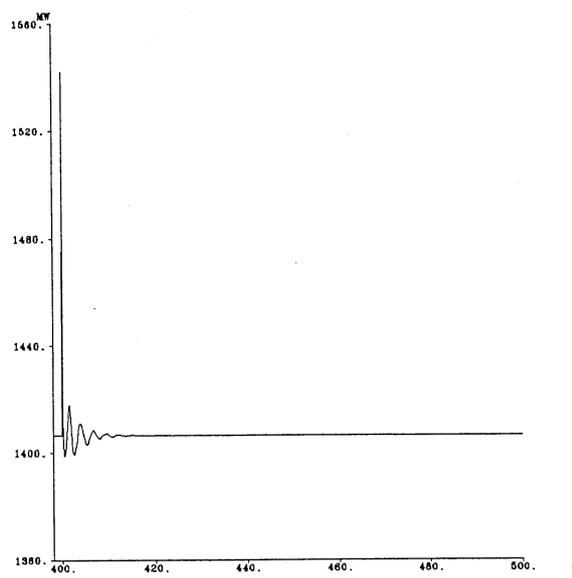


Figure 4.41: Réponse avec le RFC-LMI

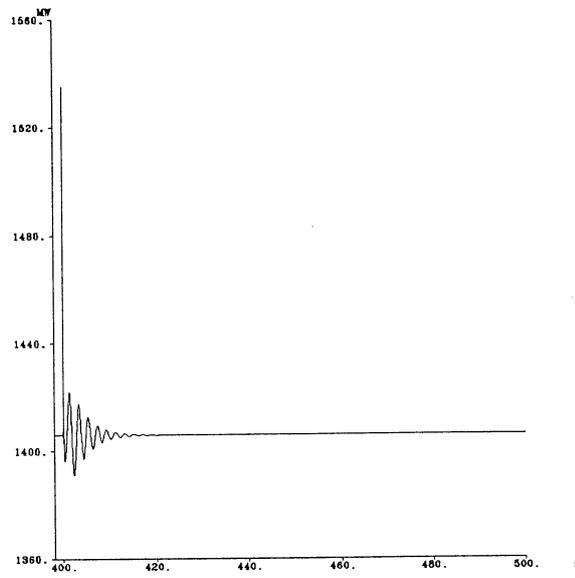


Figure 4.39: Réponse avec le LFC-Résidu

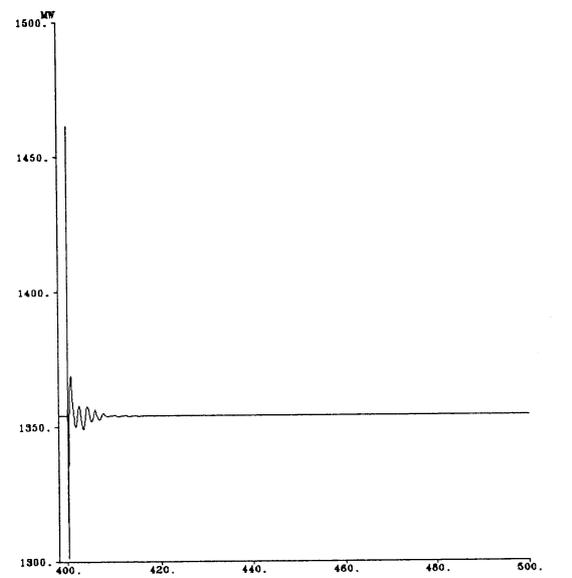


Figure 4.42: Réponse avec le STATCOM-Résidu

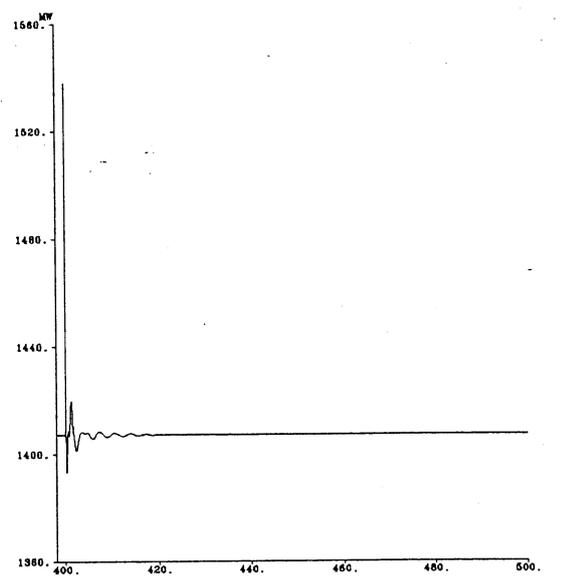


Figure 4.40: Réponse avec le LFC-LMI

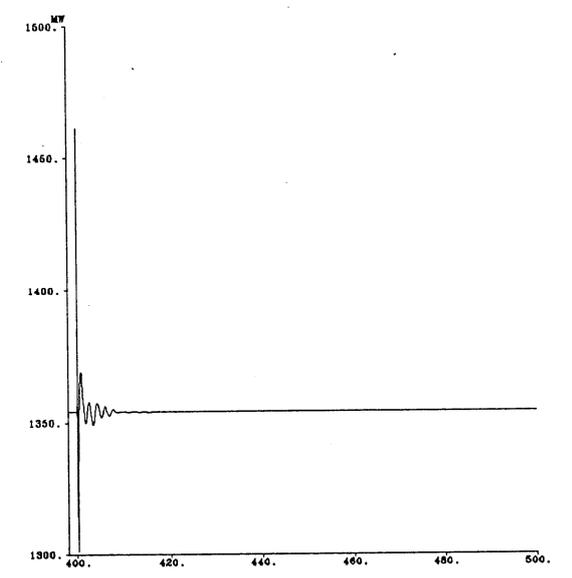


Figure 4.43: Réponse avec le STATCOM-LMI

4.5. Les dispositifs FACTS dans le réseau de 4 machines : le SVC

4.5.1 Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée du SVC

Un SVC (pour *Static Var Compensator*) est un injecteur de puissance réactive (cf. 2.1.2). Ce sont des compensateurs de type shunt qui permettent le contrôle de la demande en énergie réactive et de la tension de la ligne grâce à la commutation synchrone de batteries de capacités et d'inductances. Les plus communs sont les CCT (pour *Condensateur Commandé par Thyristor*) et les RCT (pour *Réactance Commandée par Thyristor*), placés en dérivation. Nous allons considérer deux types de SVC : ceux dimensionnés par LMI et ceux dimensionnés par une méthode non-linéaire utilisant une fonction de Lyapunov.

Alors que le SVC dimensionné par LMI ne possède qu'une seule boucle de contrôle, rappelons que le SVC non-linéaire possède un correcteur constitué d'un filtre avance/retard suivi d'un filtre régulateur de tension, qui pourra être un filtre « PID » (pour *Proportionnel Intégration Dérivation*). Les deux types de structures de SVC ont été présentés dans le paragraphe 2.1.2.3, par les Figures 3.6 et 3.7. Les équations (2.37) à (2.42) présentent la régulation générale du SVC utilisé.

Pour notre étude, nous avons choisi un SVC de puissance égale à celle du STATCOM préalablement étudié, soit 100 MVA. Nous avons placé le SVC sur le nœud 13, à savoir le même nœud où a été implanté le STATCOM (cf. 4.3.1).

Rappelons qu'un SVC utilise traditionnellement comme variable d'entrée la tension du nœud auquel il est raccordé (cf. Figure 4.44), soit ici V_{13} .

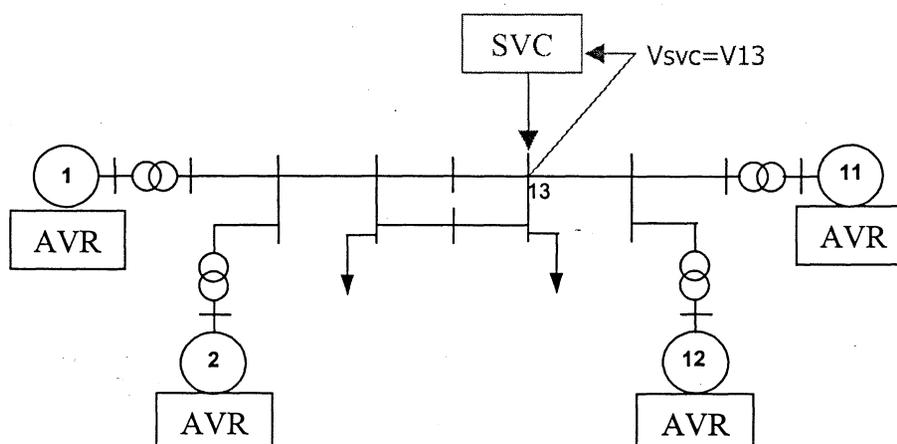


Figure 4.44
Implantation du SVC

4.5.2. Performance des différents correcteurs: techniques LMI contre technique non-linéaire ([Mek1-02], [Mek2-02])

Nous commençons par évaluer les performances du SVC dimensionné par une technique non-linéaire. Le cas du dimensionnement d'un correcteur SVC est explicité dans le paragraphe 3.4, par les équations (3.20) à (3.26). Rappelons simplement que la « boucle non-linéaire » n'est pas dimensionnée spécifiquement pour un réseau ni pour un point de fonctionnement donné (comme c'est le cas pour les méthodes linéaires), et qu'elle vient s'ajouter au signal issu de la boucle de régulation de tension, alors qu'il n'y a qu'une boucle unique pour le SVC-LMI. Le SVC non linéaire donne un taux d'amortissement similaire à celui d'un réseau sans SVC. Rappelons que pour dimensionner un SVC avec la méthode non-linéaire, nous avons dû faire une hypothèse très réductrice (cf. équation (3.21) et (3.22) du paragraphe 3.4) : les lignes sont assimilées à des impédances purement réactives et les modèles des générateurs sont simples (premier ordre). Nous verrons que cette hypothèse est peut être un peu trop réductrice pour une modélisation fine du réseau comme celle d'Eurostag. Cette simplification brutale des modèles explique le manque de résultats de cette méthode. A titre indicatif, le Tableau 4.12 donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans SVC non-linéaire (appelé SVC-Lyapunov).

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans SVC-Lyapunov	$-0.061 \pm j*4.18$	$-0.37 \pm j*7.27$	$-0.36 \pm j*7.06$
Valeurs propres avec SVC-Lyapunov	$-0.088 \pm j*4.05$	$-0.36 \pm j*7.25$	$-0.36 \pm j*7.06$
Fréquence sans SVC-Lyapunov (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec SVC-Lyapunov (en Hz)	0.65	1.15	1.12
Taux d'amortissement sans SVC-Lyapunov	$14.6*10^{-3}$	$50.4*10^{-3}$	$51.1*10^{-3}$
Taux d'amortissement avec SVC-Lyapunov	$21.7*10^{-3}$	$50.4*10^{-3}$	$51.1*10^{-3}$

Tableau 4.12
Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau
de 4 machines avec et sans SVC – non-linéaire

Le taux d'amortissement du mode critique est multiplié par 1.5. Nous désirons comparer les techniques de dimensionnement linéaires (LMI) et non-linéaire (la méthode Lyapunov précédemment évaluée). Pour dimensionner le correcteur du SVC par LMI, nous procédons en premier à une réduction de dimension du modèle linéaire à un réseau de taille 17. Ensuite nous procédons au dimensionnement par LMI du correcteur dynamique de taille 17*17. Nous utilisons un placement de pôles conique : nous prenons un angle $\theta = 0.49*\pi$. Ensuite nous réduisons l'ordre du correcteur de 17*17 à 11*11. La matrice **K** de ce correcteur est explicitée en ANNEXE D.

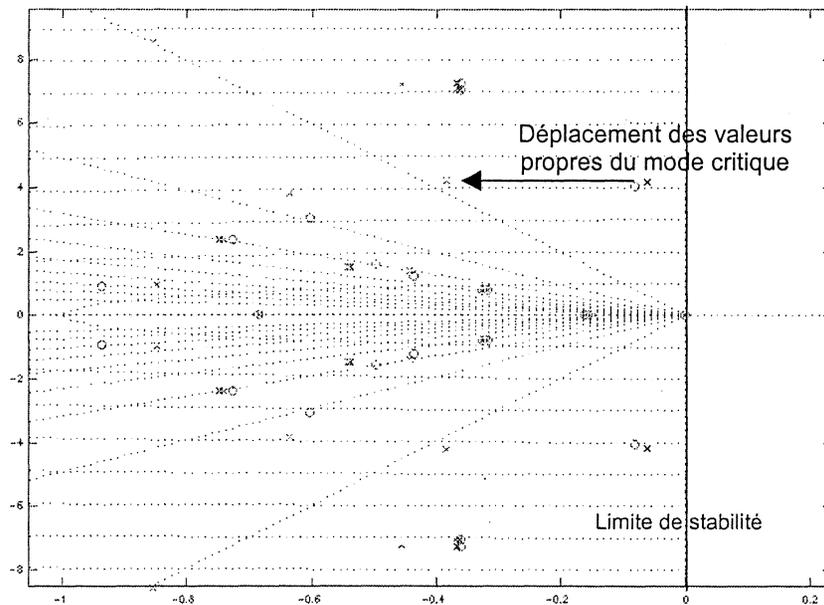


Figure 4.45

Principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros), sans correcteur (en foncé) puis avec le SVC-LMI (en clair)

La Figure 4.45 montre les principales valeurs propres du système sans correcteur (en bleu) puis avec le correcteur (en vert), nous constatons une importante migration de certaines valeurs propres vers la gauche.

Le Tableau 4.13 donne les amortissements des 3 modes étudiés avec et sans SVC-LMI. Le taux d'amortissement du mode critique est multiplié par 6 alors qu'il n'était multiplié que par 1.5 avec le SVC-Lyapunov de la méthode non-linéaire. La Figure 4.46 récapitule les taux d'amortissement des 3 modes d'intérêt ($\cdot 10^3$) pour les différents correcteurs SVC.

Mode	1	2	3
Valeurs propres sans SVC-LMI	$-0.061 \pm j \cdot 4.18$	$-0.37 \pm j \cdot 7.27$	$-0.36 \pm j \cdot 7.06$
Valeurs propres avec SVC-LMI	$-0.38 \pm j \cdot 4.23$	$-0.46 \pm j \cdot 7.22$	$-0.37 \pm j \cdot 7.06$
Fréquence sans SVC-LMI (en Hz)	0.67	1.16	1.12
Fréquence avec SVC-LMI (en Hz)	0.67	1.15	1.12
Taux d'amortissement sans SVC-LMI	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec SVC-LMI	$90.3 \cdot 10^{-3}$	$63 \cdot 10^{-3}$	$52.1 \cdot 10^{-3}$

Tableau 4.13

Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines avec et sans SVC-LMI

En conclusion, nous constatons que pour un même correcteur SVC implanté sur le même nœud, avec un même signal d'entrée, la technique linéaire LMI fournit une performance plus grande que la technique non-linéaire pour amortir le mode inter-régions.

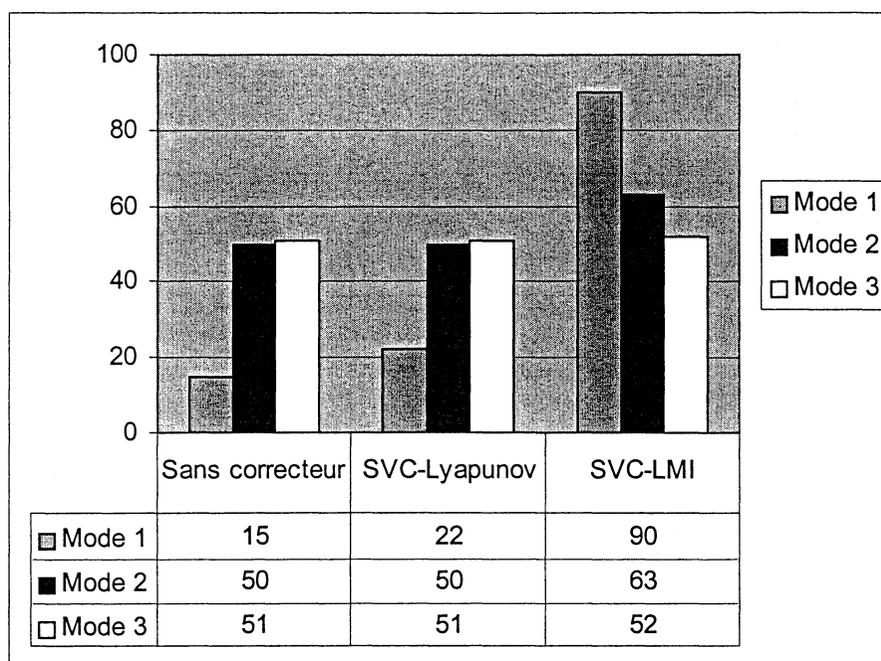


Figure 4.46
Taux d'amortissement ($\cdot 10^{-3}$) des 3 modes d'intérêt pour différents SVC

4.5.3. Robustesse des correcteurs, essais dynamiques

Nous allons reprendre les simulations dynamiques et les tests de robustesses effectués pour les PSS et les STATCOM en 4.4 et les effectuer sur les SVC.

4.5.3.1 Simulations dynamiques

Les Figures 4.47 à 4.50 illustrent des simulations dynamiques avec les différents correcteurs, réalisées avec le logiciel Eurostag. Elles représentent toujours la puissance active transitant entre les 2 régions (sur la ligne nœud 120 - nœud 13) pour un défaut fugitif à l'instant $t=400s$ sur la ligne nœud 3 - nœud 101 (ligne est déclenchée de $t=400s$ à $t=400.06s$), la variable observée ainsi que l'emplacement du défaut ont été présentés par la Figure 4.13. Rappelons que ces simulations tiennent compte des non-linéarités du réseau, alors que ces dernières n'étaient pas prises en compte lors des analyses des différents taux d'amortissement des 3 modes d'intérêt.

En conclusion, comme pour les calculs des taux d'amortissement des 3 modes critiques, ces simulations dynamiques confirment que le SVC dimensionné par LMI amorti mieux les oscillations que celui dimensionné par la méthode non-linéaire.

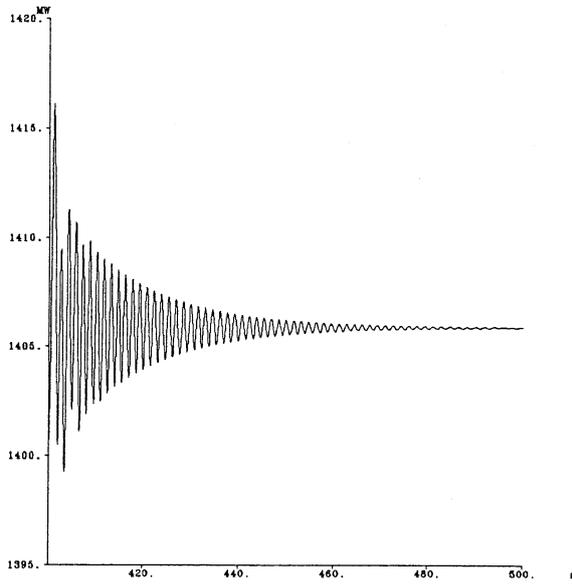


Figure 4.47: Réponse sans correcteur

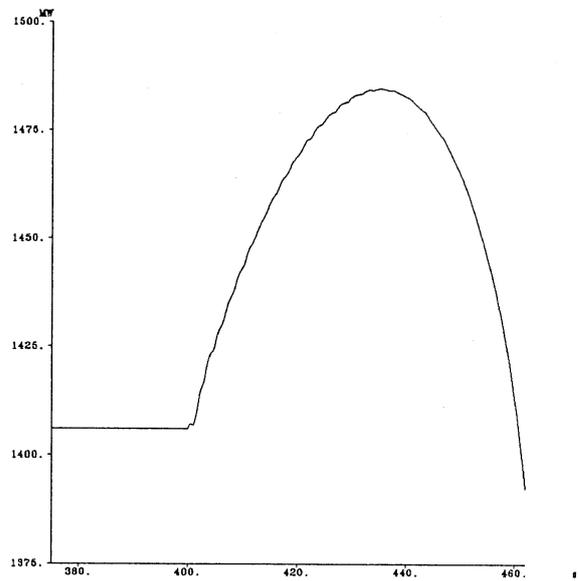


Figure 4.50 : Réponse sans correcteur

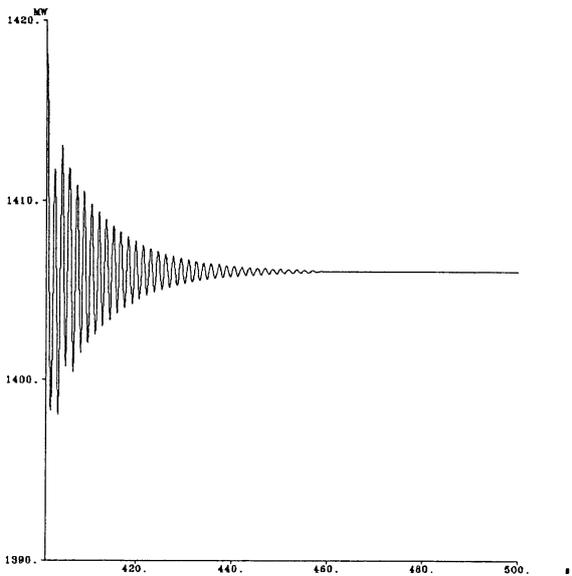


Figure 4.48: Réponse avec le SVC-Lyapunov

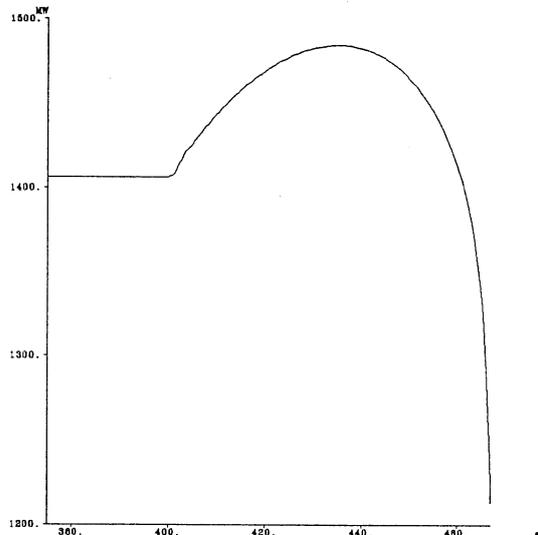


Figure 4.51 : Réponse avec SVC-Lyapunov

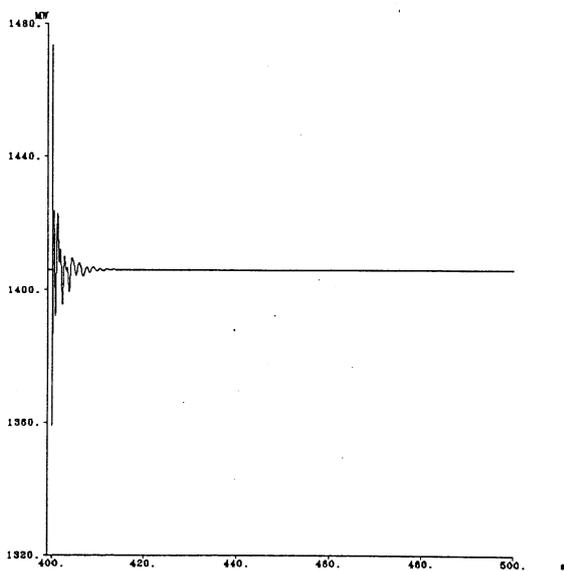


Figure 4.49: Réponse avec le SVC-LMI

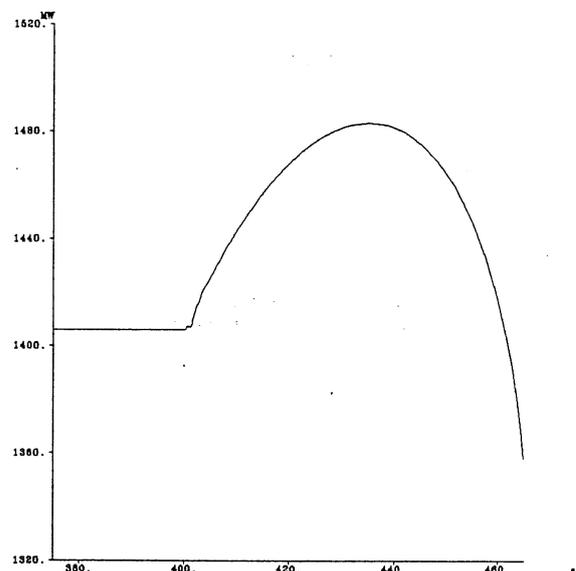


Figure 4.52 : Réponse avec SVC-LMI

4.5.3.2 Robustesse des correcteurs à la variation de charge

Nous allons procéder à une augmentation de la consigne de charge du nœud 13 sous forme d'une rampe de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en P et de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en Q (initialement de 100 MVAR), comme en 4.4.2.1. Lors de ces simulations dynamiques, la rampe de consigne de charge débute à $t=400s$. Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Nous allons également nous intéresser à la puissance consommée par la charge 13. Les Figures 4.50 à 4.52 présentent le flux de P sur la ligne nœud 120- nœud 13. Le Tableau 4.14 résume les flux maximums de puissance active (qui correspondent au sommet des courbes 4.50 à 4.52) sur cette ligne pour chaque configuration.

Configuration	Flux de P maximum sur la ligne 120-13 (en MW)
Sans correcteur	1485
Avec le SVC-Lyapunov	1451
Avec le SVC-LMI	1483

Tableau 4.14

Les flux maximums de puissance active pour différents correcteurs

Nous notons, que contrairement aux PSS et aux STATCOM, le choix de la méthode de dimensionnement, pour les SVC, influent sur la robustesse de ceux ci par rapport aux variations de charges : le SVC-LMI est plus robuste (+ 2% de flux de puissance active sur la ligne 120-13) que le SVC-Lyapunov.

Les courbes correspondant aux consommations de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 sont présentées en ANNEXE E (Figures E.7 à E.9 et Tableau E.2).

4.5.3.3 Robustesse des correcteurs au déclenchement de ligne

Au court des simulations dynamiques, nous avons déclenché, comme en 4.4.2.2, de manière définitive la ligne qui lie les nœuds 3, 101 et 13 à $t=400s$. Nous verrons que le réseau pourvu de différents correcteurs ne reviendra pas toujours à la stabilité, certains correcteurs étant plus robustes par rapport à cette variation d'impédance de ligne que d'autres. Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Les Figures 4.53 à 4.55 présentent le flux de P sur la ligne nœud 120- nœud 13. Pour cet incident, on constate que la robustesse aux variations d'impédance de ligne est sensiblement la même quelle que soit la méthode de dimensionnement du correcteur SVC : dans tous les cas le réseau reste stable. Notons que le SVC-LMI amorti mieux les oscillations suite à cet incident.

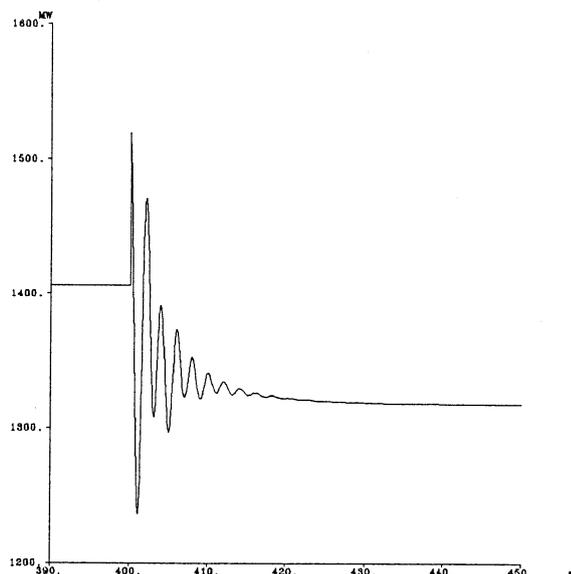


Figure 4.53 : Réponse sans correcteur

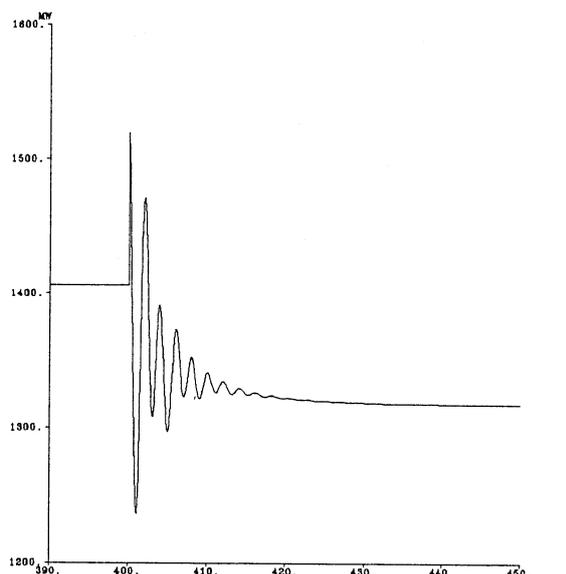


Figure 4.54 : Réponse avec SVC-Lyapunov

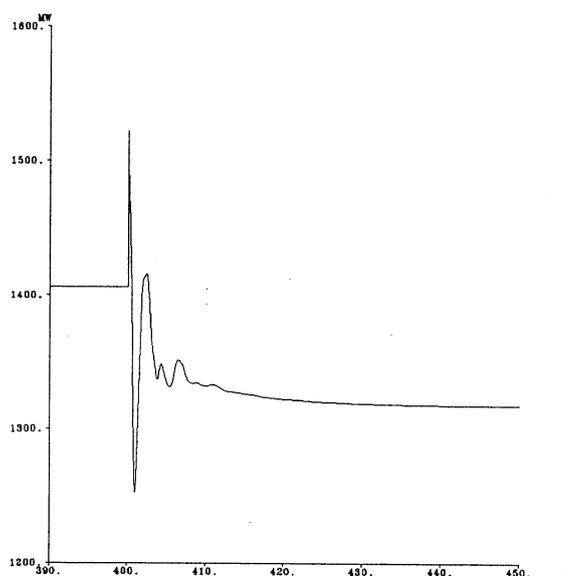


Figure 4.55 : Réponse avec SVC-LMI

4.5.3.4 Variation de l'impédance de lignes

Nous procédons comme au paragraphe 4.4.2.3 à l'évaluation de la robustesse des correcteurs SVC face aux variations d'impédance de lignes. Rappelons que nous avons appelé « Zinterligne » les impédances correspondantes aux deux lignes d'interconnexion qui lient les nœuds 3 et 13. Rappelons également que $Z_{interligne} = 100\%$ au point de fonctionnement nominal. Nous allons suivre le déplacement des valeurs propres du mode cible (le mode inter-régions) lorsque $Z_{interligne}$ varie, cela avec le logiciel de simulation dynamique Eursotag [Eur-99]. Nous allons considérer les variations de $Z_{interligne}$ dans un intervalle allant de 20% à 150% (avec les points $Z_{interligne} = 20\%, 25\%, 50\%, 100\%, 125\%$ et 150%).

La Figure 4.56 représente le déplacement des valeurs propres dans le plan complexe du mode critique pour des variations de Zinterligne, pour les cas comprenant uniquement les AVR, le SVC-Lyapunov et le SVC-LMI. Les cercles correspondent au point de fonctionnement nominal, et les flèches indiquent le sens de l'augmentation de Zinterligne).

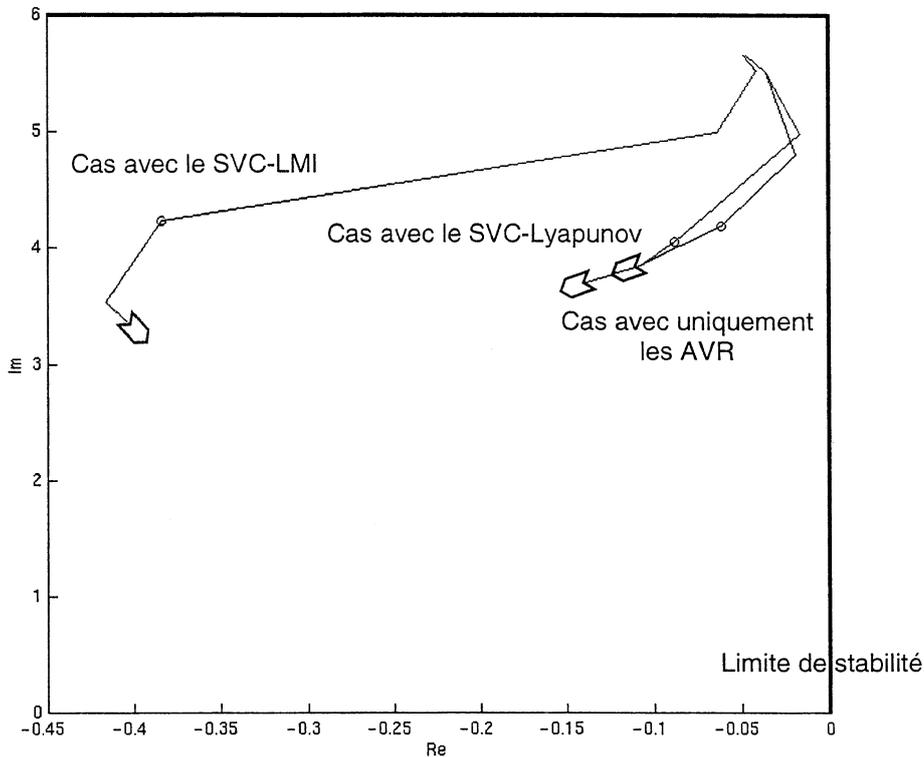


Figure 4.56
Déplacements des valeurs propres du mode critique avec uniquement les AVR, avec SVC-Lyapunov et avec le SVC-LMI

On constate que le SVC-LMI a de meilleures performances que le SVC-Lyapunov, quelque soit la valeur de Zinterligne. De plus, notons que pour Zinterligne faible (< 50%), le SVC-Lyapunov donne un amortissement plus mauvais du mode critique que sans SVC.

Nous avons également considéré des simulations dynamiques effectuées pour la configuration Zinterligne=150%, comme dans le paragraphe 4.4.1, en représentant la puissance active « P » transitant entre les 2 régions après le même défaut fugitif. Les Figures 4.57 à 4.59 illustrent des simulations dynamiques réalisées avec le logiciel Eurostag des différents correcteurs pour Zinterligne=150%.

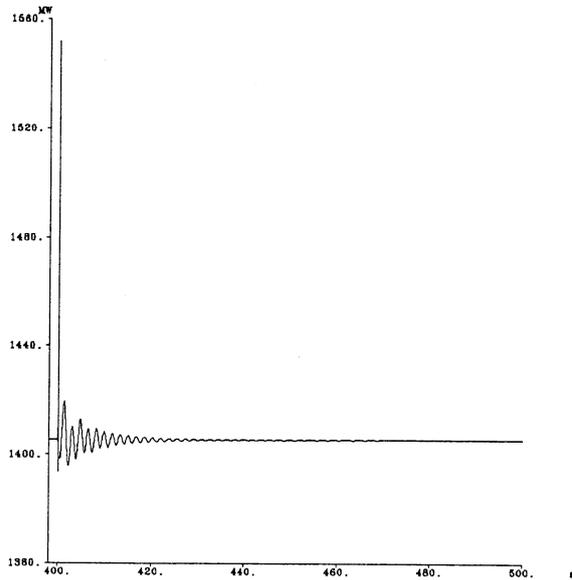


Figure 4.57: Réponse sans correcteur

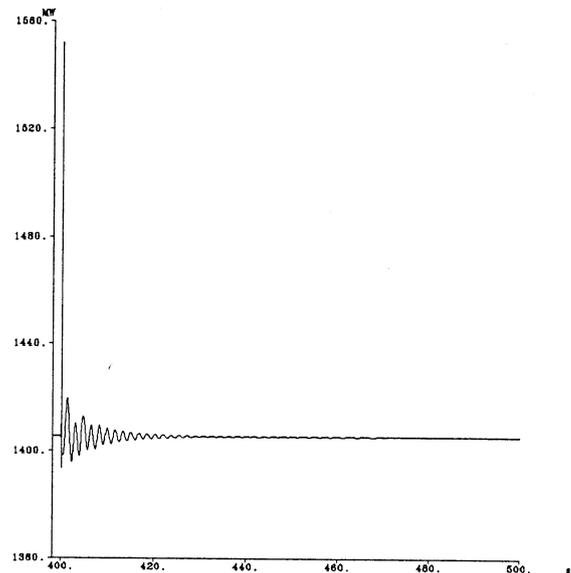


Figure 4.58: Réponse avec le SVC-Lyapunov

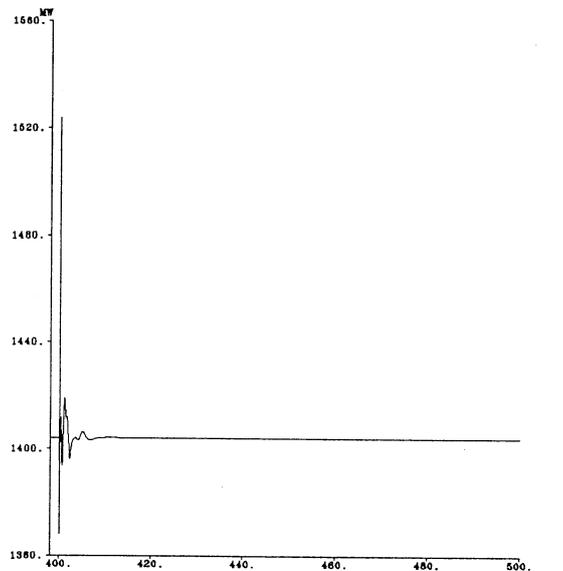


Figure 4.59: Réponse avec le SVC-LMI

Pour ce point de fonctionnement, il apparaît bien que les SVC-LMI donne un bien meilleur amortissement des oscillations. On constate également, comme le laissait prévoir la Figure 4.51, pour les valeurs de Zinterlignes élevées, que le SVC-Lyapunov ne fournit pas d'amortissement supplémentaire par rapport à la configuration avec les AVR uniquement.

En conclusion, nous constatons que la robustesse par rapport aux variations d'impédance de ligne est peu influencée par la méthode de dimensionnement (linéaire ou non-linéaire) des SVC. Alors que la robustesse par rapport aux variations d'impédance de ligne est plus influencée par la méthode de dimensionnement des SVC (la méthode linéaire donne un correcteur plus robuste).

4.6 Robustesse des correcteurs pour d'autres configurations du réseau

Les essais de robustesse réalisés jusqu'ici reprenaient toujours la même configuration de départ du réseau de 4 machines. Nous allons nous intéresser à la robustesse de nos correcteurs pour deux configurations du réseau 4 machine très éloignées du réseau original.

4.6.1 Première configuration

Cette première nouvelle configuration du réseau utilise une répartition de charge très différente. Le réseau est moins « stressé » puisque la charge 13 est diminuée de 32% et la charge 3 de 48%. Mais les tensions de consignes de tous les générateurs sont baissées jusqu'à la limite du calcul de répartition de charges (elles sont baissées de 23%) de manière à stresser le réseau. La Figure 4.60 présente les taux d'amortissements du mode critique inter-régions pour cette configuration pour les différents correcteurs utilisés.

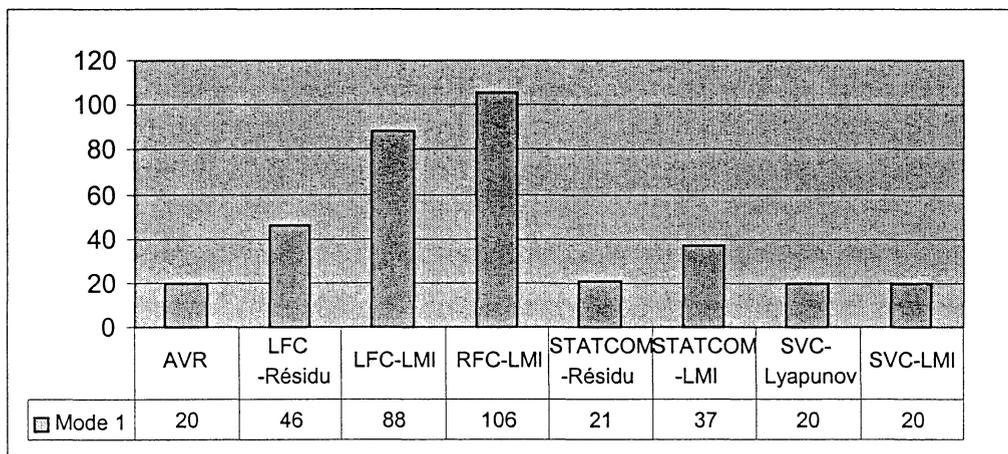


Figure 4.60: Taux d'amortissement du mode critique inter-régions pour les différents correcteurs

Nous constatons que pour les PSS, le correcteur le plus performant est toujours le RFC-LMI. De même pour les STATCOM, la méthode des LMI donne un correcteur plus performant. Cependant les deux correcteurs SVC n'augmentent pas l'amortissement du mode critique pour cette configuration.

4.6.2 Seconde configuration

Cette seconde configuration du réseau utilise la même répartition de charge que pour la première configuration (cf. 4.6.1). Mais cette fois, la production maximale de puissance réactive des générateurs sont quasiment annulées (-98%). La Figure 4.61 présente les taux d'amortissements du mode critique inter-régions pour cette configuration pour les différents correcteurs utilisés.

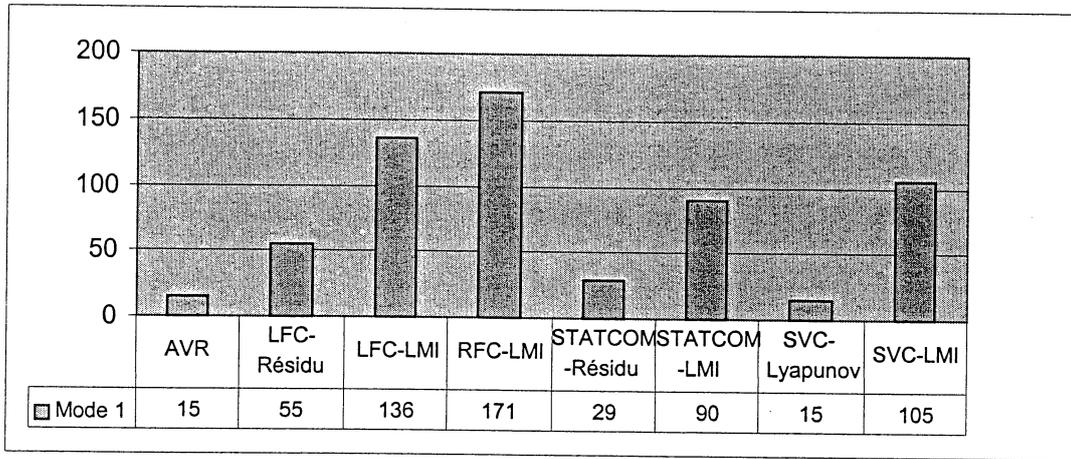


Figure 4.61: Taux d'amortissement du mode critique inter-régions pour les différents correcteurs

Nous constatons que pour les PSS, le correcteur le plus performant est toujours le RFC-LMI. De même pour les STATCOM et les SVC, la méthode des LMI donne les correcteurs les plus performants pour l'amortissement du mode inter-régions.

En conclusion, nous constatons que la robustesse lors d'importants changements de configurations de charges, de tensions de consignes, et de productions maximales de puissance réactive des générateurs, les correcteurs dimensionnés par LMI restent les plus performants et, pour les PSS, les RFC sont toujours plus performants que les LFC.

4.7. Le réseau de 29 machines : description du réseau

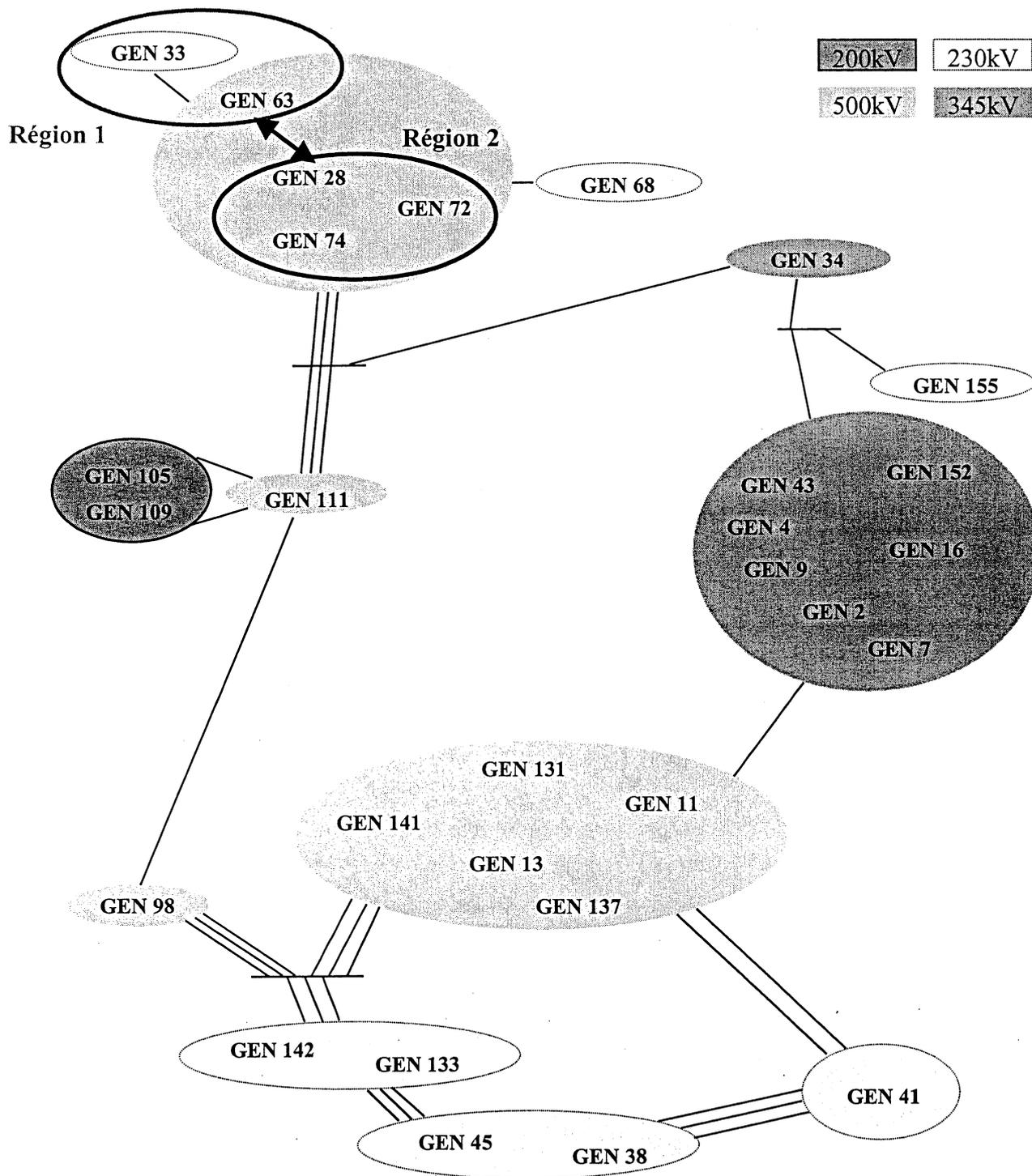


Figure 4.62
Schéma réduit du réseau de 29 machines, détaillant les principales régions de tension

Les simulations se font cette fois sur le modèle d'un réseau réel qui présente toutes les difficultés d'un vrai réseau interconnecté. Ce réseau possède 29 machines et 173 nœuds (le schéma simplifié du réseau est présenté par la Figure 4.62 [Sny-98]). Quatre niveaux de tension

différents sont présentes dans ce réseau : les niveaux 200 kV, 230 kV, 345 kV et 500 kV. Les détails sur ce réseau sont présentés dans l'ANNEXE F.

Ce modèle est beaucoup plus complexe que celui du réseau de 4 machines. Par exemple il existe trois types d'AVR. De plus, ce réseau est connu pour présenter de nombreuses singularités, par exemple, nous verrons que les oscillations inter-régions ne se passent pas entre deux régions très éloignées (comme le nord contre le sud du réseau), mais entre deux régions relativement proches, au nord du réseau (cf. Région 1 et Région 2, Figure 4.62).

Le modèle de ce réseau a été implémenté dans le logiciel Eurostag [Eur-99]. La théorie des petits signaux est ensuite utilisée à partir d'une linéarisation du réseau, avec Matlab. Cette linéarisation est un peu particulière étant donné que ce réseau sans correcteur est instable : nous avons dû le linéariser quelques secondes après le début de la simulation dynamique. Il faut en effet trouver un compromis pour que les dynamiques créées lors de l'initialisation soient devenues faibles et pour que les dynamiques correspondantes aux modes instables ne soient pas encore trop importantes. Ce réseau, sans correcteur supplémentaire, comprend 450 valeurs propres, dont 133 modes oscillatoires, et parmi ces modes oscillatoires, un mode instable. La Figure 4.63 qui représente les principales valeurs propres de ce réseau dans le plan complexe.

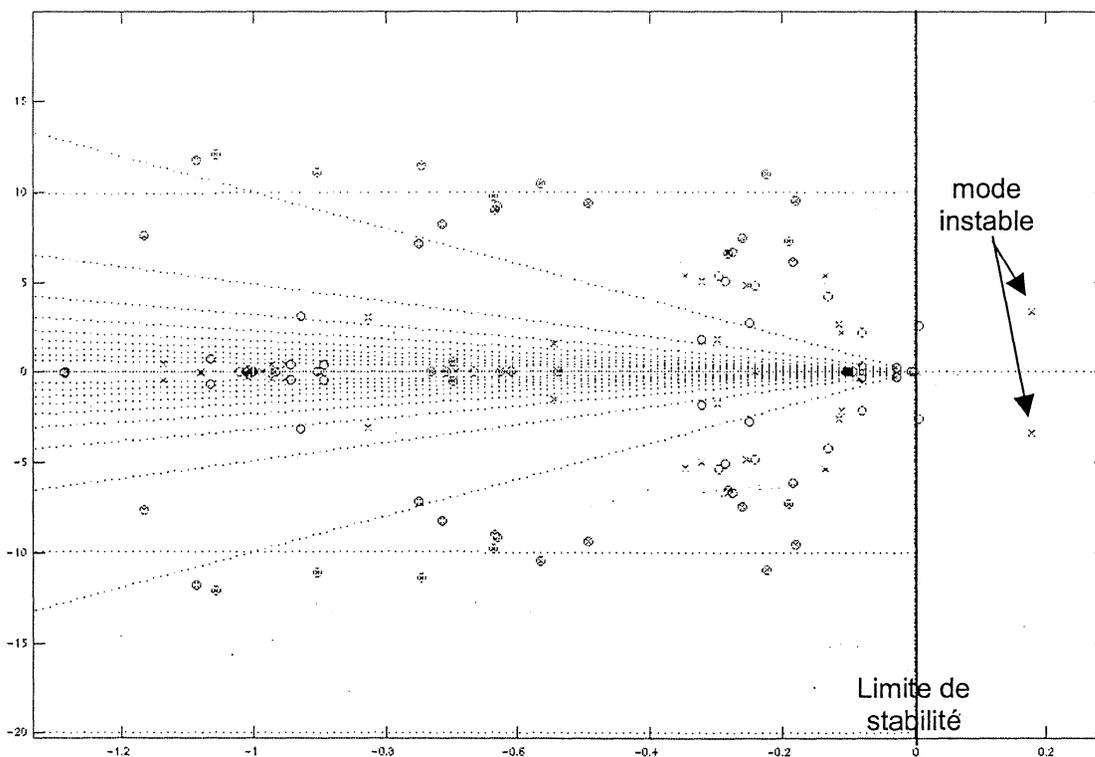


Figure 4.63
Principales valeurs propres et zéros du réseau de 29 machines
(croix : pôles, cercles : zéros)

Nous allons nous intéresser à ces 133 modes d'oscillation. Nous procédons à un tri parmi ces nombreux modes pour identifier les plus critiques, sur lesquelles nous allons pouvoir intervenir, et qui nuisent le plus au bon fonctionnement de ce réseau. Pour déterminer la présence de modes inter-régions, nous n'allons retenir que ceux qui ont une fréquence comprise entre 0.1 et 1 Hz, ce qui est la signature fréquentielle des modes inter-régions, ainsi qu'un taux d'amortissement faible. Il reste alors 9 modes oscillatoires candidats qui sont décrits par le Tableau 4.15. Notons que parmi ces 9 modes, il y a le mode critique qui est le seul mode instable du réseau, celui de fréquence 0.53 Hz.

Valeur propre	Fréquence (Hz)	Taux d'amortissement (*10 ⁻³)
-0.1918+6.0116i	0.96	31.9
-0.17396+5.7362i	0.91	30.3
-0.13808+5.0974i	0.81	27.1
-0.36753+4.8442i	0.77	75.7
-0.21202+4.5969i	0.73	46.1
+0.17909+3.3542i	0.53	-53.3
-0.18041+2.9581i	0.47	60.9
-0.12825+2.5811i	0.41	49.6
-0.073164+2.2181i	0.36	32.9

Tableau 4.15
Modes oscillatoires d'intérêt

Pour mieux caractériser ce mode critique, nous allons analyser les (dix) plus importants facteurs de participation pour les angles internes δ des générateurs qui sont représentés par le Tableau 4.16.

Nous nous proposons alors de représenter dans le plan complexe les formes modales des 5 générateurs ayant les plus grands facteurs de participation (cf. Figure 4.64, rappelons que nous avons appliqué une échelle logarithmique au plan complexe).

Il apparaît que ce mode critique est un mode inter-régions : les générateurs GEN 28, GEN 74 et GEN 72 (de la région 2 de la Figure 4.62) forment un groupe cohérent qui oscille contre GEN 63 principalement, et aussi contre GEN 33 de la région 1.

La même démarche – analyse des plus grands facteurs de participation et représentation dans le plan complexe de ces plus grands facteurs de participation - a été effectuée pour les 8 autres modes : il s'est avéré que ce sont des modes « locaux ».

Générateur	Facteur de Participation de δ
GEN 63	$2.1 \cdot 10^{-1}$
GEN 28	$9.0 \cdot 10^{-2}$
GEN 74	$5.6 \cdot 10^{-2}$
GEN 33	$4.9 \cdot 10^{-2}$
GEN 72	$1.0 \cdot 10^{-2}$
GEN 133	$2.7 \cdot 10^{-3}$
GEN 131	$1.7 \cdot 10^{-3}$
GEN 111	$1.5 \cdot 10^{-3}$
GEN 13	$1.4 \cdot 10^{-3}$
GEN 11	$1.3 \cdot 10^{-3}$

Tableau 4.16

Principaux facteurs de participation des angles internes de générateur pour le mode critique

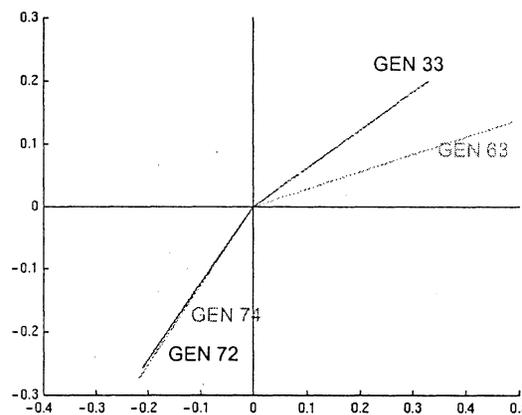


Figure 4.64

Les formes modales pour δ du mode d'intérêt

4.8. Un correcteur PSS dans le réseau de 29 machines

4.8.1 Lieu d'implantation et choix des signaux d'entrée du PSS

Nous avons vu que notre technique de dimensionnement des correcteurs par LMI couplée à l'utilisation de signaux lointains fournissait de bonnes performances en terme d'amortissement du mode inter-régions pour un réseau relativement simple (cf. 4.2). Nous voulons maintenant valider cette méthode pour un réseau beaucoup plus complexe et proche d'un réseau réel : le réseau de 29 machines.

Le but est de stabiliser le réseau avec un correcteur (PSS) unique judicieusement implanté. Pour le choix du générateur sur lequel ce PSS va être implanté, nous nous intéressons aux différentes commandabilités des entrées des AVR des générateurs les plus concernés par le mode critique

(qui est un mode inter-régions). Le Tableau 4.17 présente les normes des commandabilités, pour le mode inter-régions, des AVR implantés sur les différents générateurs (des régions concernées par le mode critique).

PSS implanté sur :	Commandabilité
GEN 33	62.2
GEN 72	61.1
GEN 63	52.3
GEN 74	38.3
GEN 28	37.4

Tableau 4.17
Les commandabilités des PSS des générateurs

Nous allons implanter le PSS sur le générateur GEN 33 car il présente la plus grande commandabilité du mode cible. S'il s'agit d'un LFC (signal d'entrée local), le signal d'entrée sera sa puissance accélératrice (Pa GEN 33) car c'est le signal local qui a la plus grande observabilité pour le mode cible. Si le PSS est un RFC (signal « lointain »), nous choisirons le signal (ou le signal « composé » de plusieurs signaux) qui à la plus grande observabilité : le Tableau 4.18 présente l'observabilité de différents signaux de la zone concernée par les oscillations inter-régions. La variable ayant la plus grande observabilité est Pa GEN 74 (la puissance accélératrice du générateur GEN 74, c'est donc un signal lointain pour le générateur GEN 33) : ce sera le signal d'entrée du RFC.

Variable d'entrée :	Observabilité
Pa GEN 74	$3.31 \cdot 10^{-2}$
Pa GEN 72	$3.29 \cdot 10^{-2}$
Pa GEN 63	$2.99 \cdot 10^{-2}$
Pa GEN 33	$2.12 \cdot 10^{-2}$
Pa GEN 28	$1.82 \cdot 10^{-2}$

Tableau 4.18
Les normes des observabilités de différents signaux pour le mode cible

Pour un PSS implanté sur le générateur GEN 33, théoriquement, l'utilisation du signal lointain Pa GEN 74 va être profitable : son observabilité est 1.6 fois plus grande que le meilleur signal local (Pa GEN 33). Notons que les signaux composés (par exemple (Pa GEN 33 – Pa GEN 74) qui a une observabilité de $2.84 \cdot 10^{-2}$), contrairement au réseau simple de 4 machines, ne donnent pas une meilleure observabilité du mode critique.

4.8.2. Performance des différents correcteurs PSS

Des travaux ont déjà été menés sur ce réseau, avec la même répartition de charges, par Aaron F. Snyder ([Sny-99]). Le réseau est stabilisé (c'est à dire que le mode critique est amorti) pour deux configurations de correcteurs :

- soit avec plusieurs LFC, le réseau est équipé de 4 LFC différents (sur les machines 28, 33, 63 et 74), cette configuration est présentée Figure 4.65 ;
- soit avec un RFC-MIMO à 4 entrées et 4 sorties (toujours sur les machines 28, 33, 63 et 74), cette configuration est présentée Figure 4.66.

Notons que ces différents correcteurs ont été dimensionnés par LMI ([Sny-99]). Le Tableau 4.19 présente les performances de ces deux correcteurs. De plus ces correcteurs correspondent à des correcteurs dynamiques équivalents de taille inférieure (matrices **K** de taille de 3 à 4) à ceux que nous utilisons (10), qui sont de taille légèrement supérieure aux correcteurs traditionnels et possèdent donc des réponses dynamiques théoriquement « plus fines ».

Mode inter-régions	
Valeurs propres sans correcteur	$+0.179 \pm j*3.35$
Valeurs propres avec les 4 LFC	$-0.257 \pm j*5.418$
Valeurs propres avec le RFC-MIMO	$-0.123 \pm j*2.66$
Fréquence sans correcteur (en Hz)	0.53
Fréquence avec les LFC (en Hz)	0.86
Fréquence avec le RFC-MIMO (en Hz)	0.42
Taux d'amortissement sans correcteur	$-53*10^{-3}$
Taux d'amortissement avec les 4 LFC	$+47*10^{-3}$
Taux d'amortissement avec le RFC-MIMO	$+43*10^{-3}$

Tableau 4.19
Le mode d'oscillation le moins amorti du réseau de 29 machines pour différents correcteurs précédemment dimensionnés

Nous constatons que ces correcteurs fournissent de bonnes performances pour l'amortissement du mode inter-régions initialement non-amorti. Cependant, ces options peuvent sembler assez « lourdes » : elles demandent l'implantation de correcteurs PSS sur 4 générateurs.

Nous désirons alléger le dispositif d'amortissement du mode critique : nous voulons amortir le mode inter-régions avec un PSS unique ainsi que des techniques LMI pour dimensionner cette boucle de soutien de puissance.

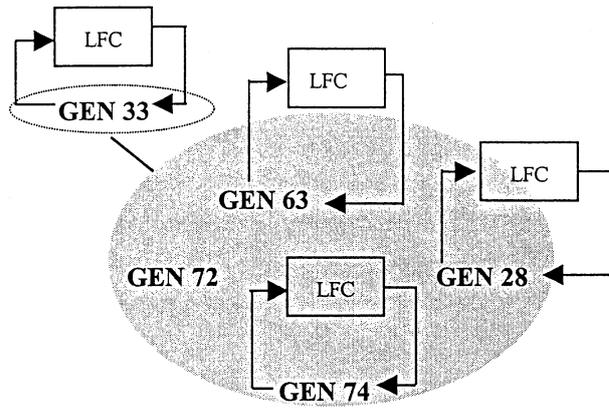


Figure 4.65
 Détail du schéma réduit du réseau 29-machines :
 Implantation des 4 LFC

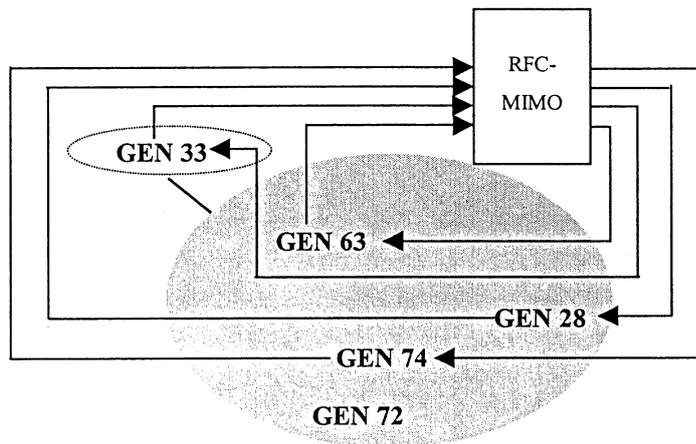


Figure 4.66
 Détail du schéma réduit du réseau 29-machines :
 Implantation du RFC-MIMO

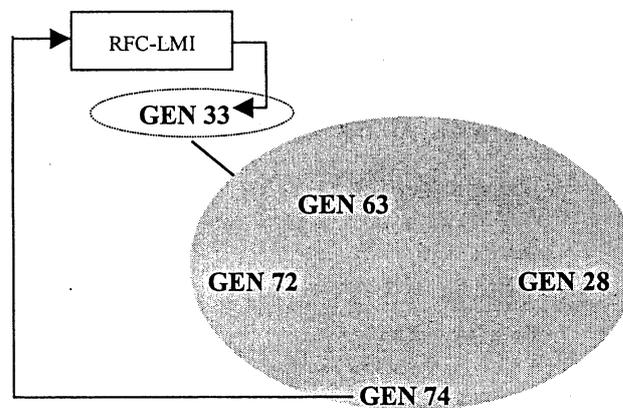


Figure 4.67
 Détail du schéma réduit du réseau 29-machines :
 Implantation du RFC-LMI

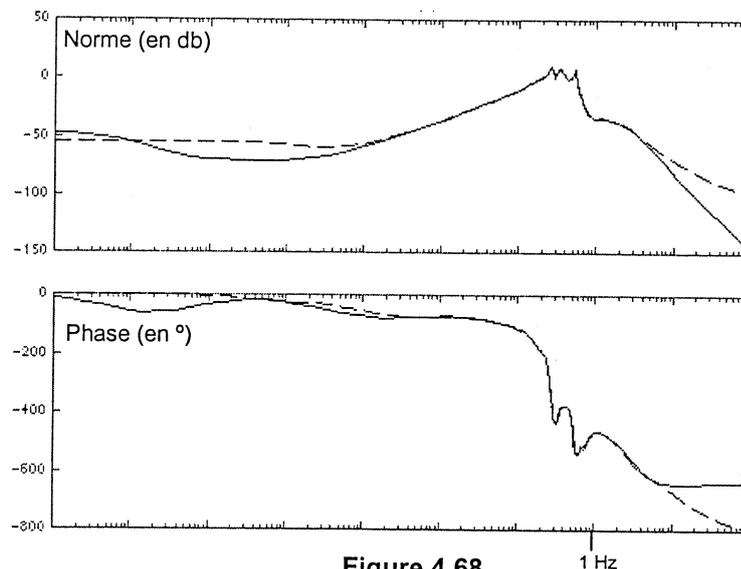


Figure 4.68

Diagrammes de Bode des deux modèles

(en continu le modèle complet initial et en pointillé le modèle réduit de taille 17)

Nous allons utiliser le PSS-RFC correspondant à une matrice carrée \mathbf{K} de taille 11 décrit en 4.2 (cf. également Figure 4.67).

Rappelons que selon (3.12), pour u la sortie d'un correcteur et y son entrée, un correcteur

dynamique s'écrit sous la forme $\begin{bmatrix} \dot{x} \\ x \\ u \end{bmatrix} = \mathbf{K} \begin{bmatrix} - \\ x \\ y \end{bmatrix}$, avec $\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix}$, et \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} et \mathbf{D} des matrices

carrées constantes.

Le réseau est linéarisé 1s après l'initialisation de la simulation dynamique, c'est le compromis retenu pour minimiser au maximum les problèmes relatifs à l'initialisation et les oscillations exponentiellement croissantes dues au mode critique inter-régions. Le modèle linéaire du réseau de taille 467 est d'abord réduit à un réseau de taille 41, puis ce modèle est lui-même réduit une seconde fois à un modèle de taille 17 (cf. Figure 4.68), cela après avoir supprimé la valeur propre nulle (correspondant à un mode intégrateur).

Ensuite nous procédons au dimensionnement par LMI du correcteur dynamique de taille 17*17. Nous utilisons un placement de pôles conique avec un angle $\theta = 0.49 * \pi$. Puis nous réduisons l'ordre du correcteur (la technique LMI donne un correcteur de même taille que le modèle du réseau fourni) de 17*17 à une taille 11*11. La matrice \mathbf{K} de ce correcteur est explicitée en ANNEXE F (cf. paragraphe F.5).

La Figure 4.69 montre les principales valeurs propres du système sans correcteur (en bleu) puis avec le correcteur (en vert), nous constatons une importante migration de certaines valeurs propres vers la gauche. Le Tableau 4.20 donne les amortissements du mode inter-régions avec et sans RFC-LMI.

Mode inter-régions	
Valeurs propres sans correcteur	$+0.179 \pm j*3.35$
Valeurs propres avec le RFC	$-0.0129 \pm j*2.96$
Fréquence sans correcteur (en Hz)	0.53
Fréquence avec le RFC (en Hz)	0.47
Taux d'amortissement sans correcteur	$-53*10^{-3}$
Taux d'amortissement avec le RFC	$+4.36*10^{-3}$

Tableau 4.20
Le mode d'oscillation le moins amorti du réseau de 29 machines avec et sans le correcteur RFC

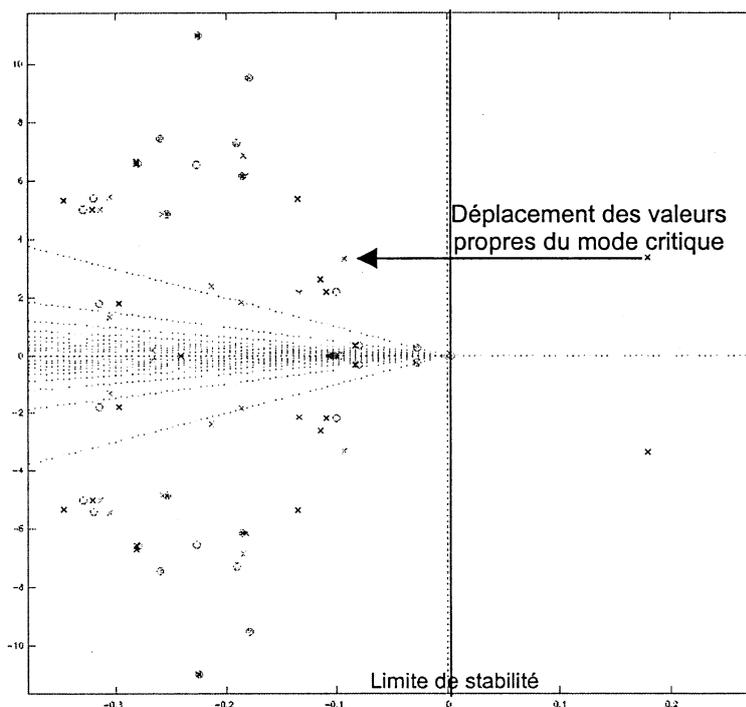


Figure 4.69
Principales valeurs propres du système (les croix représentent les pôles et les cercles les zéros) sans correcteur (en foncé) puis avec le correcteur (en clair).

En conclusion, nous constatons que ce correcteur RFC unique dimensionné par LMI permet de stabiliser le réseau alors qu'avec des correcteurs dynamiques de taille inférieure, il fallait un RFC à 4 entrées / 4 sorties ou 4 LFC. Les performances de ce correcteur sont certes moins bonnes, mais il suffit de ce seul PSS pour stabiliser le réseau. Notre méthode est validée pour la stabilisation de réseau de grande taille.

Des simulations de ce correcteur, avec Eurostag – qui prennent en compte les non-linéarités du réseau - confirment la stabilité du réseau avec notre correcteur (cf. Figure 4.70 qui représente l'angle interne δ du générateur GEN 33).

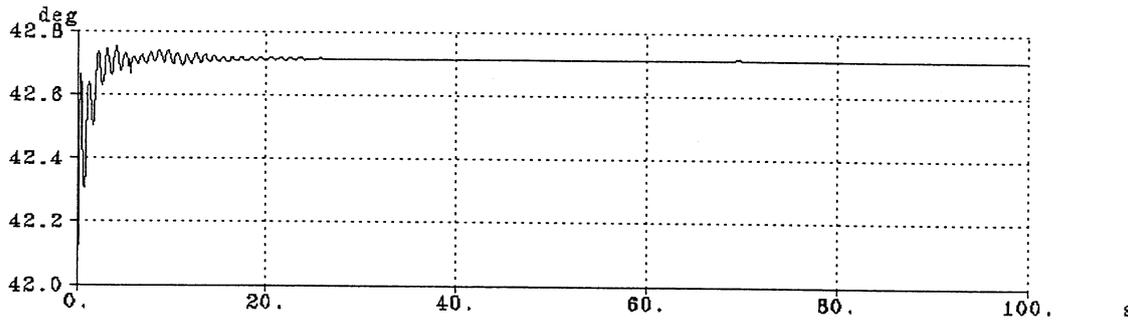
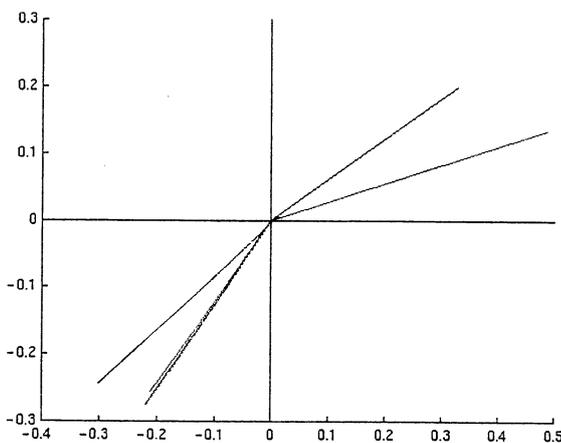


Figure 4.70
L'angle interne δ du générateur GEN 33

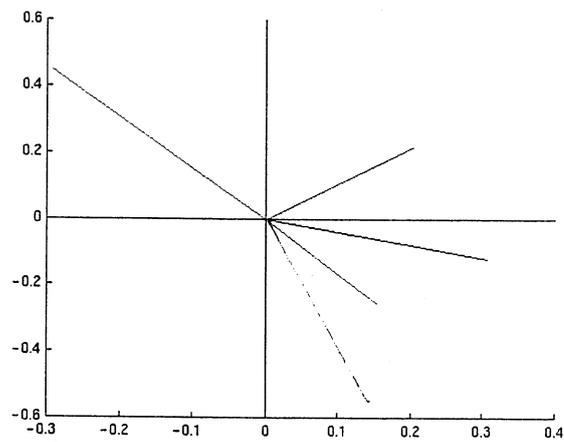
Notons qu'un réseau d'une telle taille connaît certains comportements qui n'existent pas dans un réseau plus succinct (comme celui de 4 machines) :

- les performances annoncées par le modèle linéaire (fourni par le logiciel Matlab dans lequel est incorporé la technique de dimensionnement LMI) de la Figure 4.70 en terme de taux d'amortissement du mode critique de plus de $26 \cdot 10^{-3}$, ne correspondent pas du tout à celles du modèle non-linéaire données par Eurostag ; nous obtenons un taux d'amortissement du mode critique de $4.3 \cdot 10^{-3}$, soit 5 fois moins). Des phénomènes de non linéarités liés au réseau expliquent la dégradation des performances du correcteur. Nous notons aussi une variation de la fréquence du mode inter-régions (cf. Tableau 4.21) : il passe de 0.53 Hz à 0.47 Hz (soit une baisse de 12% ;
- Nous notons également qu'avec l'implantation du correcteur, les générateurs concernés par ce mode inter-régions ne sont plus tout à fait les mêmes, comme le montre Figure 4.71, la forme modale de ce mode pour l'angle interne des générateurs δ .



Les formes modales pour δ du mode critique sans correcteur

Légende : cyan ->GEN 63, jaune ->GEN 28, vert ->GEN 74, rouge ->GEN 33, bleu ->GEN 72



Les formes modales pour δ du mode critique avec le RFC-LMI

Légende : cyan ->GEN 63, jaune ->GEN 33, vert ->GEN 74, rouge ->GEN 28, bleu ->GEN 133

4.8.3 Robustesse du correcteur à la variation de charge

Les techniques de dimensionnement des correcteurs utilisés ne permettent pas de prédéfinir la robustesse des correcteurs. Dans cette partie, nous allons aussi étudier la robustesse des différents correcteurs synthétisés. Pour ce réseau, nous allons nous intéresser à la robustesse des correcteurs face à une variation de charge. Nous allons prendre une charge localisée dans la zone concernée par le mode inter-régions critique (cf. Figure 4.72), c'est à dire parmi les charges des nœuds 32, 30, 75, 73, 64 et 71. On choisit la plus importante : la charge du nœud 30 (4400 MW, 1000 MVAR). Nous allons procéder à une augmentation de la consigne de charge du nœud 30 sous forme d'une rampe de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en P et de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en Q. Lors de ces simulations dynamiques, la rampe de consigne de charge débutera à 400s. Nous verrons que le réseau pourvu de différents correcteurs ne permettra pas toujours le même transit de puissance maximale, certains correcteurs étant plus robustes que d'autres par rapport à cette variation de charge. Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 73 - nœud 64. Nous allons également nous intéresser à la puissance consommée par la charge 30.

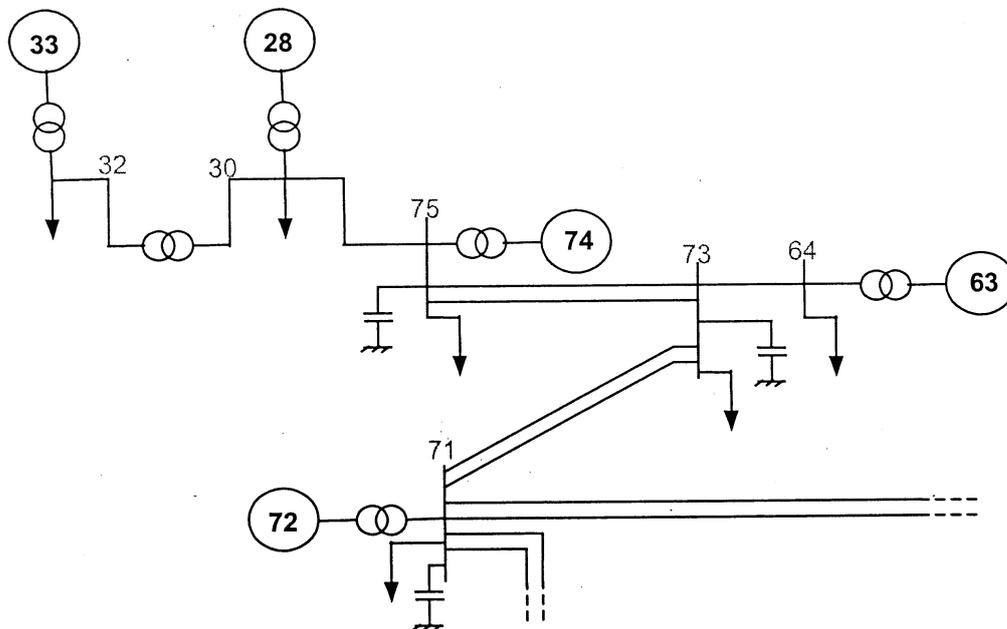


Figure 4.72
Détail du schéma réduit du réseau de 29-machines :
générateurs et charges

Les Figures 4.73 à 4.75 présentent le flux de puissance P sur la ligne nœud 73 - nœud 64. Le Tableau 4.21 résume les flux maximums de puissance active (qui correspondent aux sommets des courbes 4.73 à 4.75) sur cette ligne pour chaque configuration.

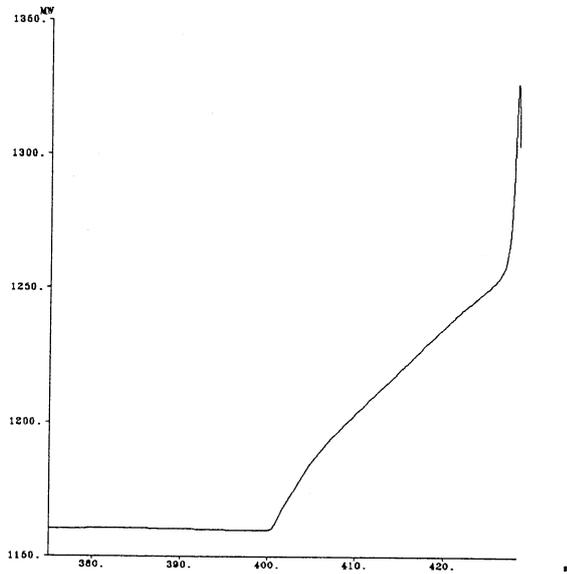


Figure 4.73 : Réponse avec LFC-LMI

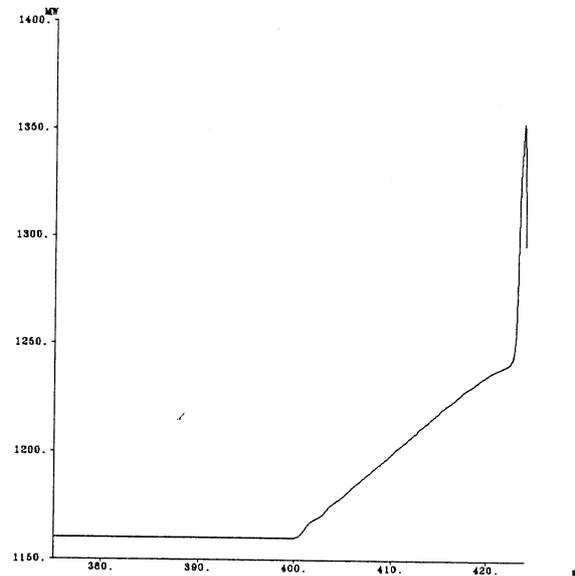


Figure 4.74 : Réponse avec RFC-MIMO

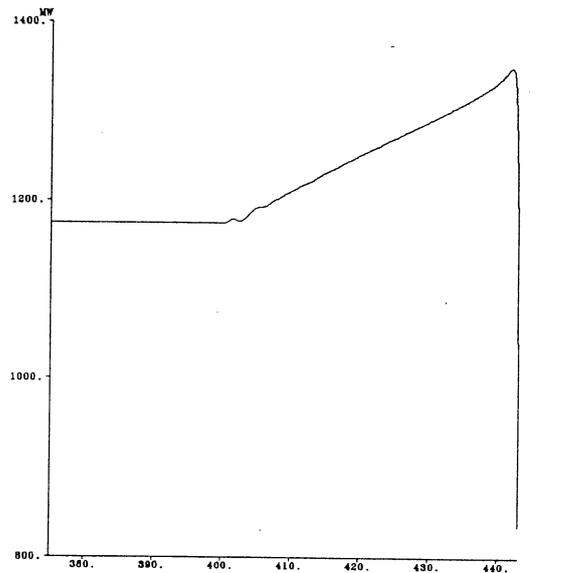


Figure 4.75 : Réponse avec RFC-LMI

Configuration	Flux de P maximum sur la ligne
	73-64 (en MW)
Sans correcteur	Pas de stabilité
Avec les 4 LFC-LMI	1327
Avec le RFC-MIMO	1353
Avec le RFC-LMI	1350

Tableau 4.21

Les flux maximums de puissance active pour différents correcteurs

Nous notons que le RFC-LMI et le RFC-MIMO présentent une robustesse légèrement meilleure comparés à l'association des 4 LFC-LMI face aux variations de charge (+ 2%).

Les courbes correspondant aux consommations de puissance active et de puissance réactive de la charge 30 sont présentées en ANNEXE E (Figures E.19 à E.21). Le Tableau 4.22 résume les consommations maximales de puissance active et de puissance réactive de la charge 30 pour chaque configuration (qui correspondent aux sommets des courbes E.10 à E.12).

Configuration	Consommation en P maximale	Consommation en Q maximale
	au nœud 13 (en MW)	au nœud 13 (en MVAR)
Sans correcteur	Pas de stabilité	Pas de stabilité
Avec les LFC-LMI	5345	1215
Avec le RFC-MIMO	5222	1187
Avec le RFC-LMI	6230	1416

Tableau 4.22

Les consommations maximales en P et en Q au nœud 13 pour différents correcteurs

Nous constatons que notre RFC-LMI présente une meilleure robustesse aux variations de charge que les PSS (RFC-MIMO ou les LFC) de taille dynamique inférieure du point de vue de la consommation de la charge 30 (+ 19% par rapport aux LFC-LMI et + 17 % par rapport RFC-MIMO).

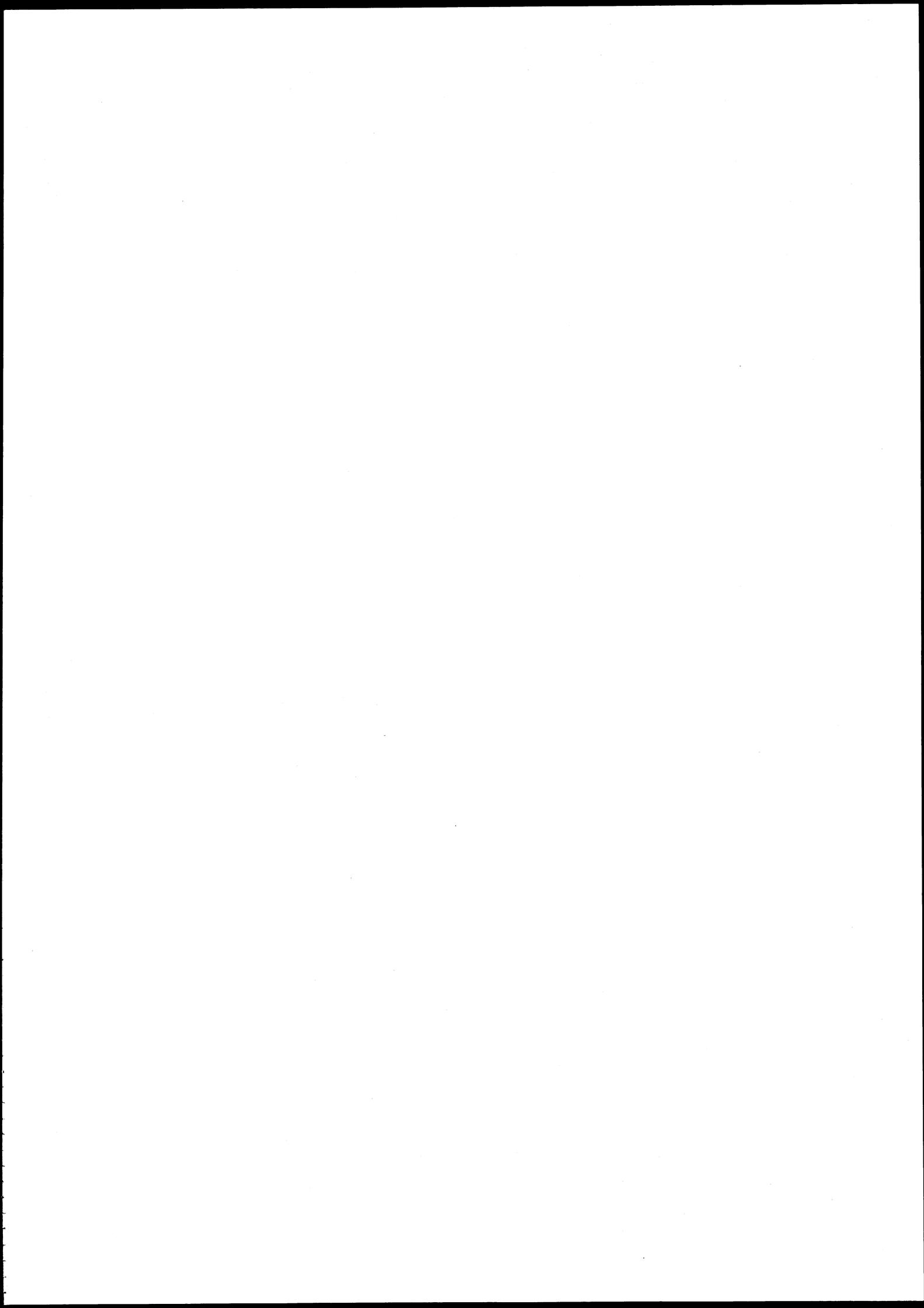
En conclusion, nous constatons que la robustesse par rapport aux variations de charge est meilleure pour le correcteur RFC-LMI que pour les deux autres configurations de correcteurs dynamiques (RFC-MIMO ou les LFC) de taille inférieure.

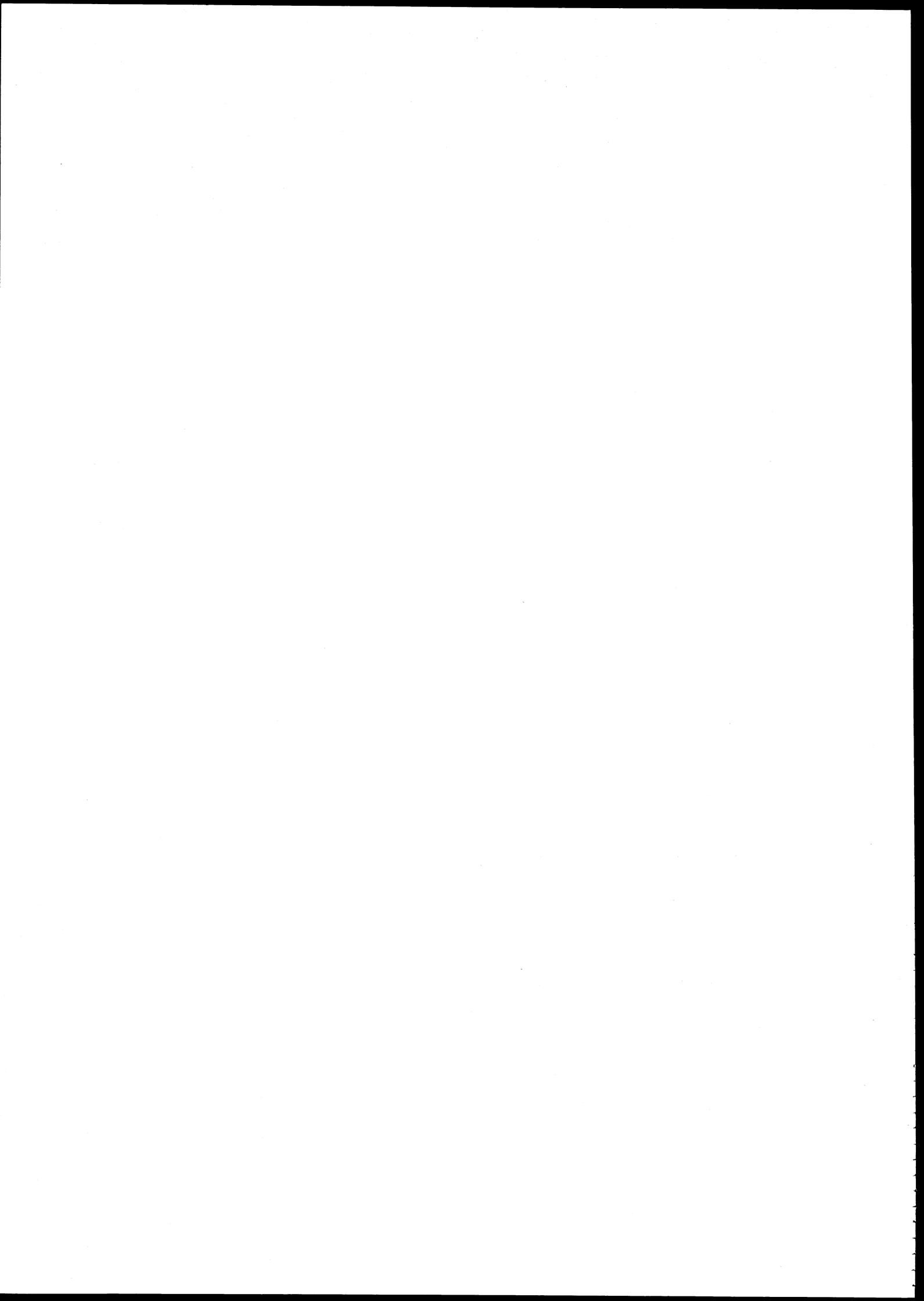
4.9 Conclusions

Nous avons montré dans ce chapitre qu'il est préférable d'utiliser de correcteurs de taille légèrement supérieure aux correcteurs traditionnels. Leur dimensionnement par les techniques LMI, alliées à la vision globale conférée par l'utilisation de signaux d'entrée « lointains », donnent des correcteurs plus performants que ceux synthétisés par les autres techniques, tout en conservant un niveau de robustesse équivalent. Nous avons montré d'une part que les correcteurs ayant des signaux d'entrée « lointains » sont plus performants que les correcteurs ayant des signaux d'entrée « locaux », et d'autre part que les correcteurs dimensionnés par les techniques LMI sont plus performants que ceux dimensionnés par Résidu ou par des techniques non-linéaires. Cela est particulièrement vérifié pour des réseaux dont le mode critique est un mode inter-régions.

Des simulations avec le logiciel Eurostag ont été conduites pour étayer cette théorie pour un large éventail de correcteurs (PSS et dispositifs FACTS) dans deux réseaux tests (dont un

correspondant à un grand réseau réel complexe) qui possèdent tous les deux un mode critique inter-régions.





CHAPITRE V

... où les mesures synchronisées et les LMI sont utilisées pour contrer les interactions de régulation.

Les Mesures Synchronisées et les LMI contre les Interactions de Régulation

Comme nous l'avons vu au paragraphe 1.4, dans les grands réseaux électriques interconnectés, le nombre croissant de correcteurs, et donc leur proximité croissante, ainsi que le manque de coordination entre eux entraîne de plus en plus des phénomènes d'interactions de régulation qui dégradent l'amortissement de certains modes oscillatoires. Dans ce chapitre, nous allons voir deux exemples d'interactions « néfastes » illustrés sur le réseau de 4 machines : entre un SVC (pour *Static Var Compensator*) et un LFC (pour *Local Feedback Controller*), ensuite entre un STATCOM (pour *STATic COMPensator*) et un LFC. Puis nous verrons un exemple d'interactions « néfastes » dans le réseau de 29 machines (entre un STATCOM et un RFC). Finalement, nous proposerons une solution pour le cas d'interactions néfastes entre le STATCOM et le LFC dans le réseau de 4 machines.

5.1. Premier exemple d'interactions de régulation dans le réseau de 4 machines

5.1.1. Description des correcteurs en place

Dans le réseau 4 machines, différents correcteurs ont été implantés, notamment un LFC-LMI sur le générateur GEN 12 (cf. 4.2) et un SVC-LMI sur le nœud 13 (cf. 4.5).

Les caractéristiques de ce réseau ainsi que le dimensionnement de ces correcteurs sont présentés dans le chapitre IV. Rappelons brièvement que ce réseau est caractérisé par un mode d'oscillation inter-régions. Ce type de mode oscillatoire est présenté en 1.2.

Les figures 5.1 et 5.2 rappellent les configurations dans lesquelles les correcteurs ont été implantés et pour lesquels ils ont été individuellement dimensionnés. Notons que la répartition de charges est la même pour toutes les configurations.

Le Tableau 5.1 rappelle les performances de ces correcteurs, individuellement placés dans ce réseau. Nous gardons la description des modes oscillatoires faite dans le chapitre IV, à savoir :

- le **mode 1** est le mode inter-régions, c'est le mode critique. Sa fréquence est approximativement de 0.65 Hz ;

- le **mode 2** est un mode pour lequel le générateur GEN 12 oscille contre le générateur GEN 11. Sa fréquence est approximativement de 1.15 Hz ;
- le **mode 3** est un mode local pour lequel le générateur GEN 1 oscille contre le générateur GEN 2. Sa fréquence est approximativement de 1.12 Hz.

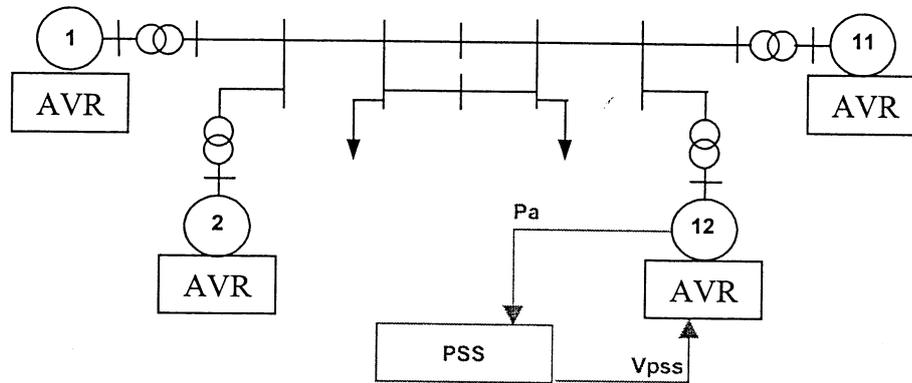


Figure 5.1
Implantation du LFC

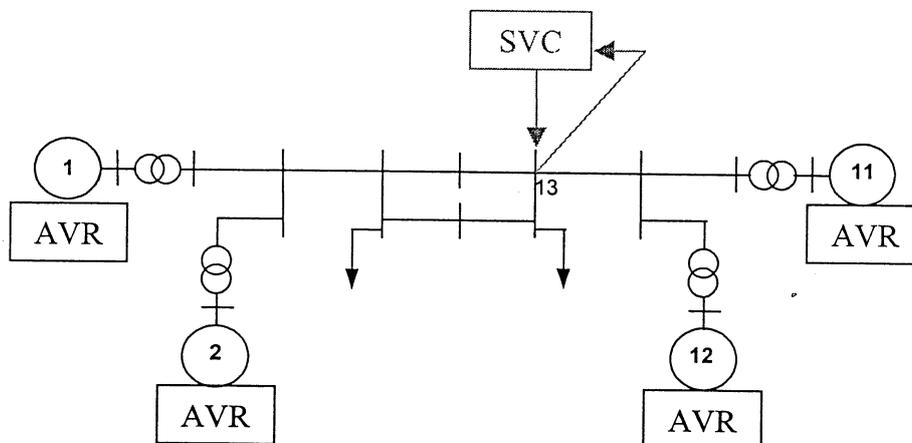


Figure 5.2
Implantation du SVC

Mode	1	2	3
Taux d'amortissement sans correcteur	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec SVC (sans LFC)	$90.3 \cdot 10^{-3}$	$63 \cdot 10^{-3}$	$52.1 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec LFC (sans SVC)	$136 \cdot 10^{-3}$	$98 \cdot 10^{-3}$	$51 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.1
Performances des correcteurs

Avec la dérégulation des marchés électriques, la présence croissante des correcteurs - ainsi que de leur complexité - entraîne des phénomènes d'interactions de régulation généralement néfastes pour la performance globale du réseau. L'exemple présenté ci-dessous illustre ce problème.

5.1.2. Interactions de régulation entre SVC et LFC : influence sur les performances des correcteurs

Dans le réseau 4 machines, considérons maintenant la présence **simultanée** d'un correcteur LFC (sur le générateur GEN 12) et d'un SVC (sur le nœud 13). Ce cas de figure - illustré par la Figure 5.3 - est possible en imaginant par exemple que le générateur GEN 12 et la ligne 13-3 « dépendent » de deux compagnies indépendantes. Ainsi les objectifs de maximisation de transit

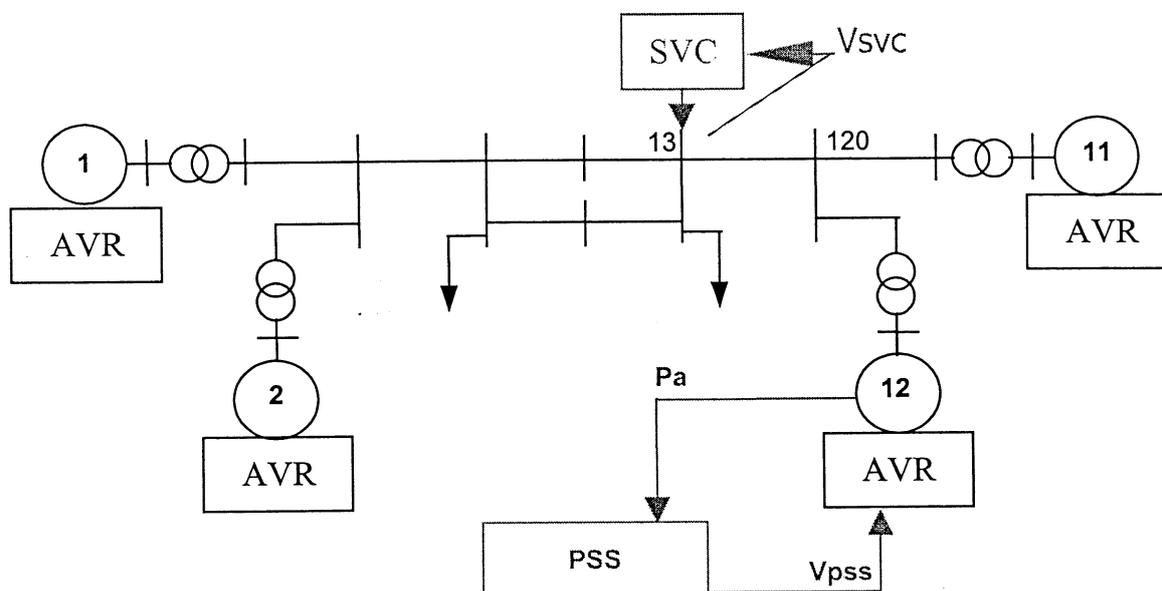


Figure 5.3
Présence simultanée du LFC et du SVC dans le réseau de 4 machines

de puissance sur la ligne d'interconnexion et de maximisation de production de puissance par le générateur GEN 12 peuvent être dissociés, et les deux correcteurs peuvent se retrouver actifs simultanément.

Nous procédons, comme pour l'évaluation des performances des autres correcteurs dans le Chapitre IV, à l'implantation des correcteurs sous Eurostag [Eur-99]. Lors de la simulation dynamique, nous linéarisons les équations différentielles non-linéaires qui décrivent les dynamiques du réseau autour d'un point de fonctionnement. Avec la théorie des petits signaux (cf. 2.2) nous évaluons les taux d'amortissement des modes oscillatoires les moins amortis (qui restent les 3 mêmes modes).

Le Tableau 5.2 présente l'amortissement des 3 modes critiques. Nous constatons que parmi les modes les moins amortis, les amortissements fournis par les deux correcteurs ne s'« additionnent » pas nécessairement ; au contraire, l'amortissement du mode ciblé par les deux correcteurs (le mode inter-régions) diminue quand les deux correcteurs sont présents (- 30 % de l'amortissement avec le SVC seul et -65% % de l'amortissement avec le LFC seul). La Figure 5.4 présente également ces amortissements.

Mode	1	2	3
Taux d'amortissement sans correcteur	14.6*10 ⁻³	50.4*10 ⁻³	51.1*10 ⁻³
Taux d'amortissement avec SVC (sans LFC)	90.3*10⁻³	63*10 ⁻³	52.1*10 ⁻³
Taux d'amortissement avec LFC (sans SVC)	136*10⁻³	98*10 ⁻³	51*10 ⁻³
Taux d'amortissement avec les deux correcteurs	63*10⁻³	119*10 ⁻³	51*10 ⁻³

Tableau 5.2
Taux d'amortissement des modes les moins amortis quand un LFC et un SVC sont simultanément présents

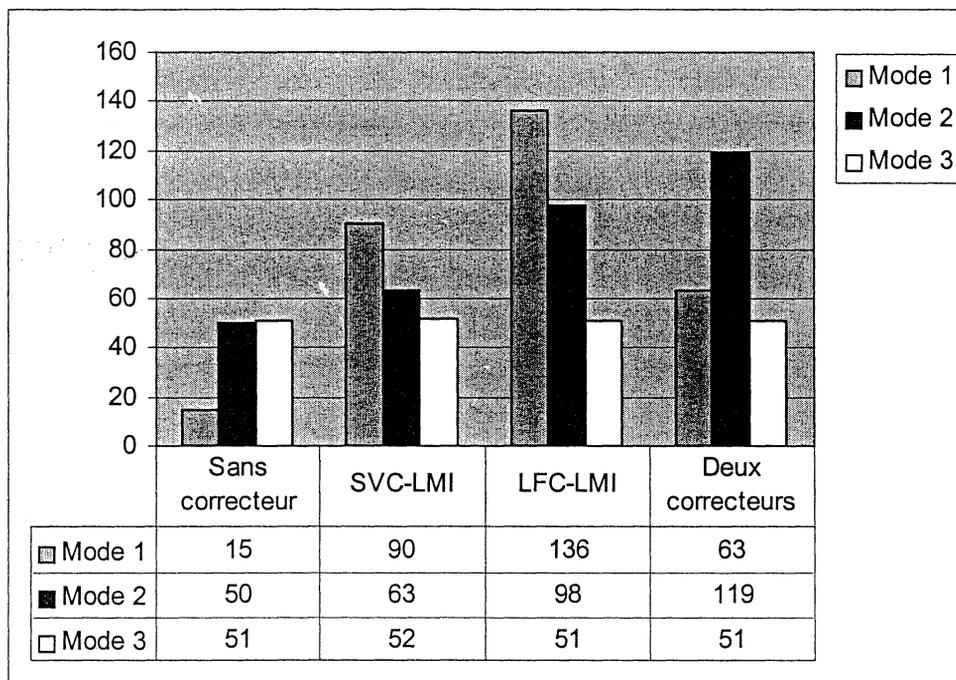


Figure 5.4
Taux d'amortissement (*10⁻³) des modes d'intérêt quand un LFC et un SVC sont simultanément présents

Cette chute de l'amortissement du mode critique (inter-régions) est due aux interactions de régulation entre ces deux correcteurs : au lieu de s'additionner, les actions des deux correcteurs dégradent mutuellement leurs performances pour le mode cible.

Notons qu'au contraire, pour le mode 2, les amortissements s'« ajoutent ». Le mode 3, quant à lui, reste toujours peu sensible à ces correcteurs situés dans une zone du réseau qui ne le concerne pas.

La différence de nature des interactions de régulation, néfaste comme pour le mode 1 ou bénéfique comme pour le mode 2, entre deux correcteurs, illustre le caractère extrêmement imprévisible des interactions de régulation.

5.1.3. Interactions de régulation entre SVC et LFC : robustesse des correcteurs et simulations dynamiques

5.1.3.1 Simulations dynamiques

Les Figures 5.6 à 5.9 illustrent des simulations dynamiques avec les différentes configurations de correcteurs, réalisées avec le logiciel Eurostag. Comme dans le paragraphe 4.4.1, ces simulations représentent la puissance active transitant entre les 2 régions (sur la ligne nœud 120 - nœud 13) pour un défaut fugitif à l'instant $t=400s$ sur la ligne nœud 3 - nœud 101 (cette ligne est déclenchée de $t=400s$ à $t=400.06s$). La variable observée et l'emplacement du défaut sont représentés sur la Figure 5.5. Nous observons plus particulièrement (cf. Figure 5.9) les oscillations non amorties dues aux interactions de régulation quand les deux correcteurs sont simultanément présents : leur amortissement est plus long qu'avec le LFC seul (cf. Figure 5.8) ou avec le SVC seul (cf. Figure 5.7).

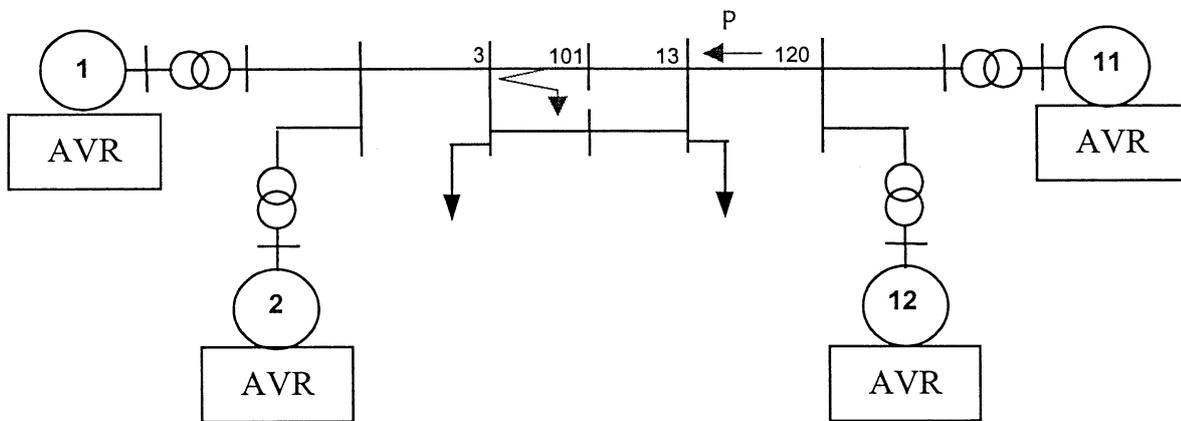


Figure 5.5
Variable observée et emplacement du défaut

Temps de retour au régime permanent (en s)	
Sans correcteur	100
Avec le SVC	20
Avec le LFC	20
Avec les deux correcteurs	50

Tableau 5.3
Temps de retour au régime permanent après le défaut

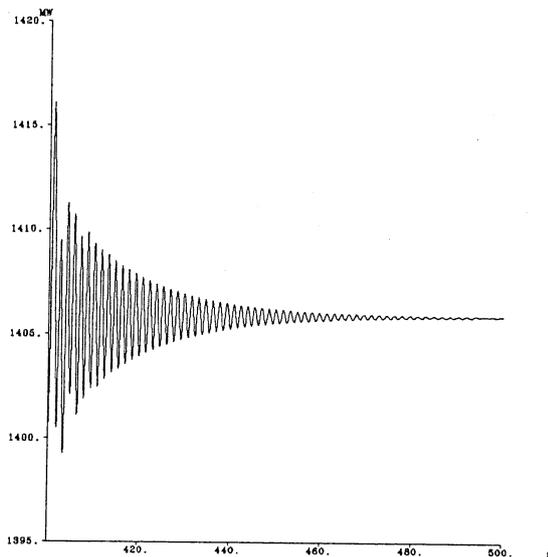


Figure 5.6 : Réponse sans correcteur

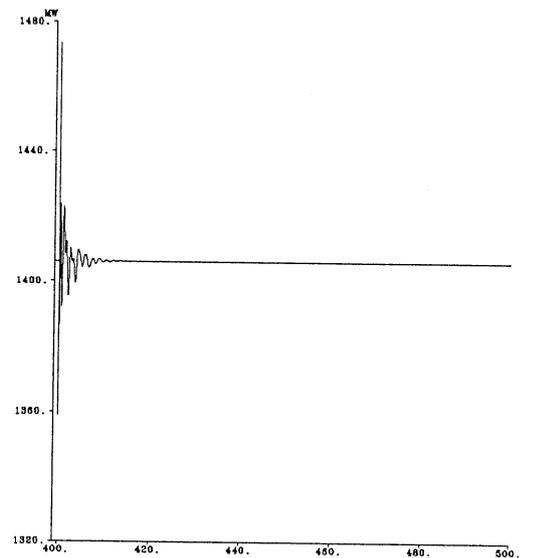


Figure 5.7: Réponse avec le SVC LMI

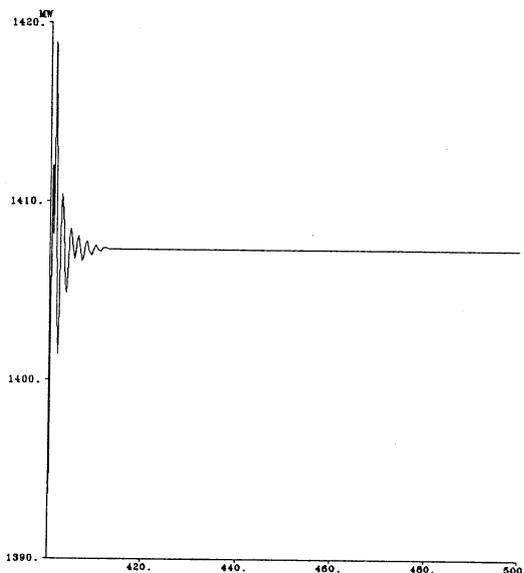


Figure 5.8 : Réponse avec le LFC-LMI

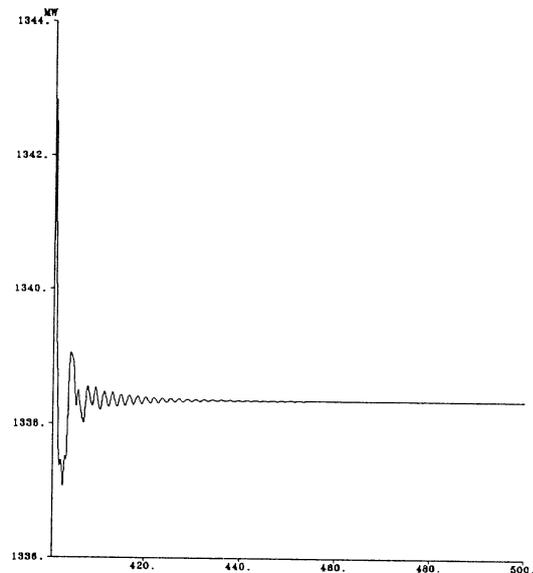


Figure 5.9 : Réponse avec les deux correcteurs

On peut noter que sans correcteur ou avec des correcteurs individuellement dimensionnés, le flux de puissance active sur la ligne d'étude est de 1406 MW alors qu'avec les deux correcteurs les interactions de régulation baissent ce flux de puissance à 1338 MW (soit - 5 %). On peut également s'intéresser au temps de retour au régime permanent après le défaut. Le Tableau 5.3 présente ces temps.

5.1.3.2 Robustesse des correcteurs face aux variations de charge

Afin de savoir si les interactions de régulation ont une quelconque influence sur la robustesse des correcteurs, nous allons considérer deux « incertitudes » (les mêmes que dans le paragraphe 4.4.2 du chapitre IV). Dans un premier temps les charges seront considérées et ensuite les impédances

des lignes. Nous allons reprendre les mêmes tests de robustesses que ceux utilisés dans le Chapitre IV (cf. 4.4.2). Ainsi nous procédons à une augmentation de la consigne de charge du nœud 13 sous forme d'une rampe de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en P et de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en Q. Lors de ces simulations dynamiques, la rampe de consigne de charge débutera à 400s.

Les Figures 5.10 à 5.13 présentent le flux de puissance P sur la ligne nœud 120- nœud 13. Le Tableau 5.4 résume les flux maximums de puissance active sur cette ligne pour chaque configuration.

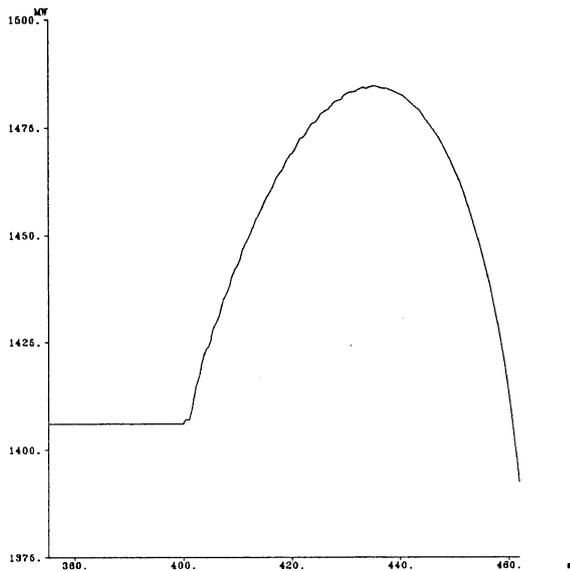


Figure 5.10 : Réponse sans correcteur

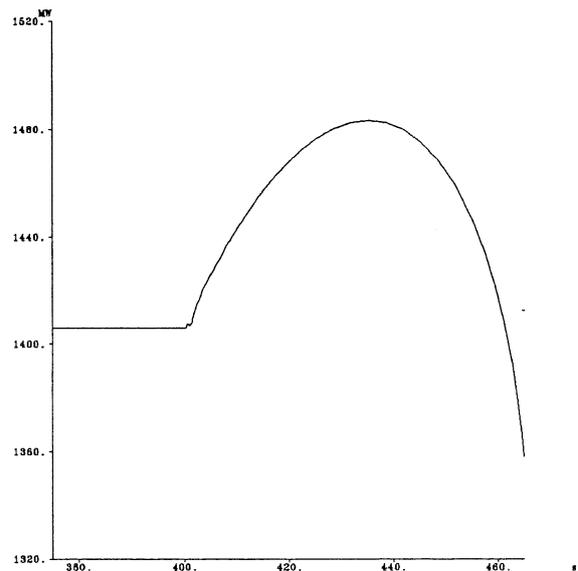


Figure 5.11 : Réponse avec le SVC-LMI

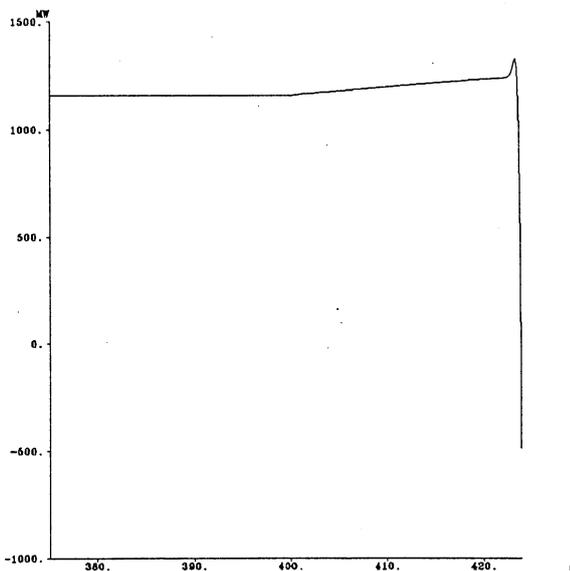


Figure 5.12 : Réponse avec le LFC-LMI

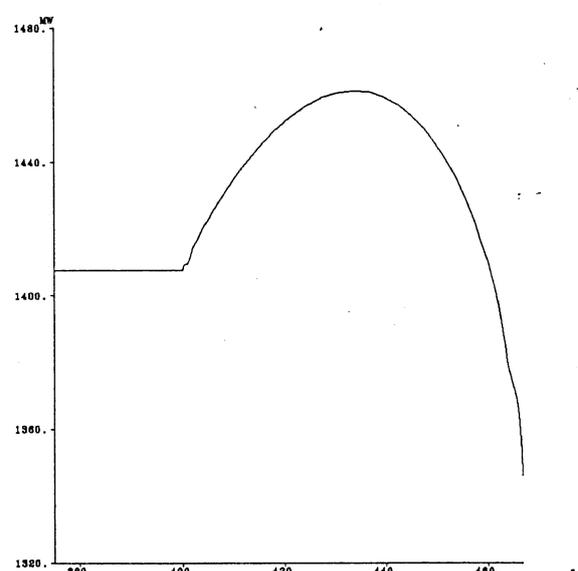


Figure 5.13 : Réponse avec les deux correcteurs

Configuration	Flux de P maximum sur la ligne	
	120-13 (en MW)	
Sans correcteur	1485	
Avec le SVC-LMI	1483	
Avec le LFC-LMI	1462	
Avec les deux correcteurs	1461	

Tableau 5.4.

Les flux maximums de puissance active pour différents correcteurs

Le transit de puissance maximal avec les deux correcteurs simultanément présents correspond au transit maximal avec le LFC-LMI, c'est à dire le plus petit flux maximal des deux configurations (LFC-LMI et SVC-LMI individuellement présents).

Les courbes correspondant aux consommations de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 sont présentées en ANNEXE E (Figures E.10 à E.13). Le Tableau 5.5 résume les consommations maximales de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 pour chaque configuration.

Configuration	Consommation en P maximale	Consommation en Q maximale
	au nœud 13 (en MW)	au nœud 13 (en MVAR)
Sans correcteur	2007	114
Avec le SVC-LMI	2004	113
Avec le LFC-LMI	1994	113
Avec les deux correcteurs	1991	113

Tableau 5.5

Les consommations maximales en P et en Q au nœud 13 pour différents correcteurs

De même que pour la consommation maximale de la charge 13, avec les deux correcteurs, la robustesse à la variation de charge est la même que la plus petite robustesse des deux correcteurs.

5.1.3.3 Robustesse des correcteurs au déclenchement de ligne

Nous étudions également la robustesse du réseau et de ses correcteurs face aux déclenchements de ligne par des simulations dynamiques. Pour ces simulations, comme dans le paragraphe 4.4.2, nous allons déclencher de manière définitive la ligne qui lie les nœuds 3, 101 et 13 à $t=400s$. Nous verrons que certains correcteurs sont plus robustes que d'autres par rapport à cette variation d'impédance équivalente de ligne.

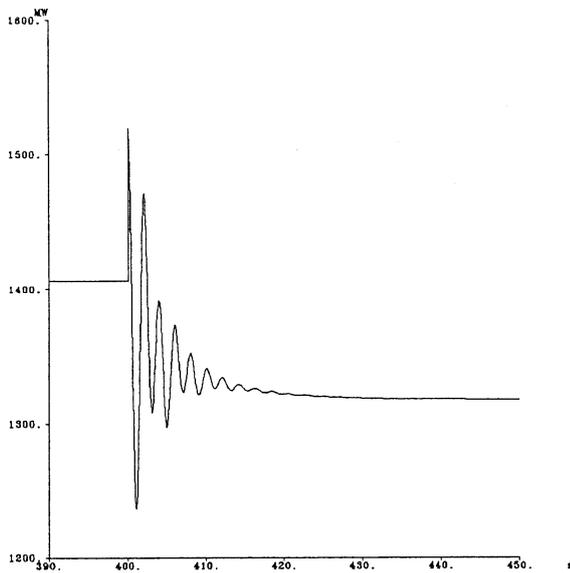


Figure 5.14 : Réponse sans correcteur

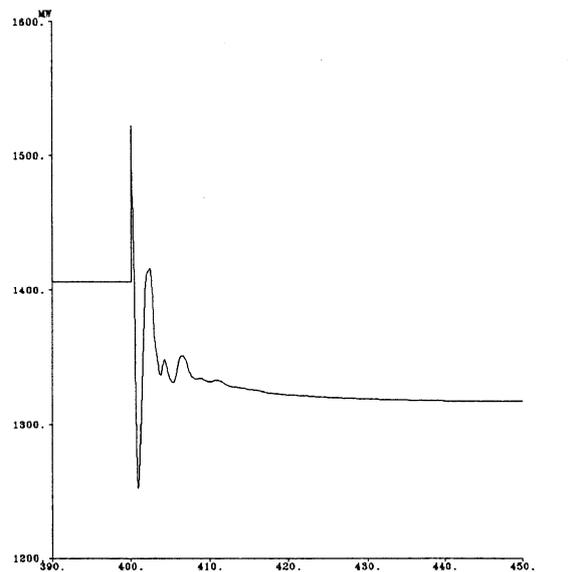


Figure 5.15 : Réponse avec SVC-LMI

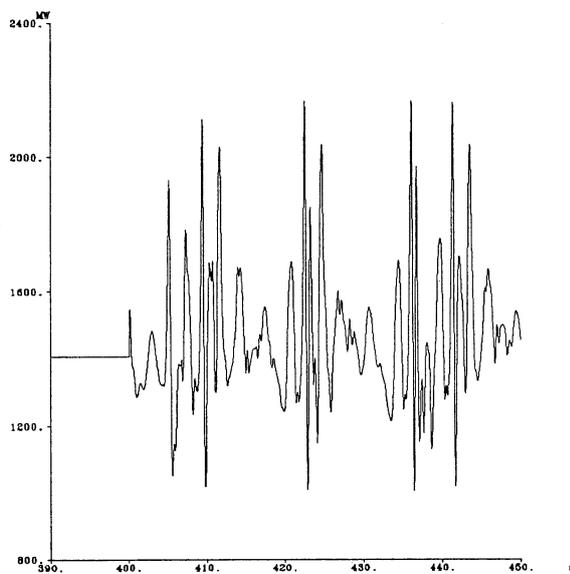


Figure 5.16 : Réponse avec LFC-LMI

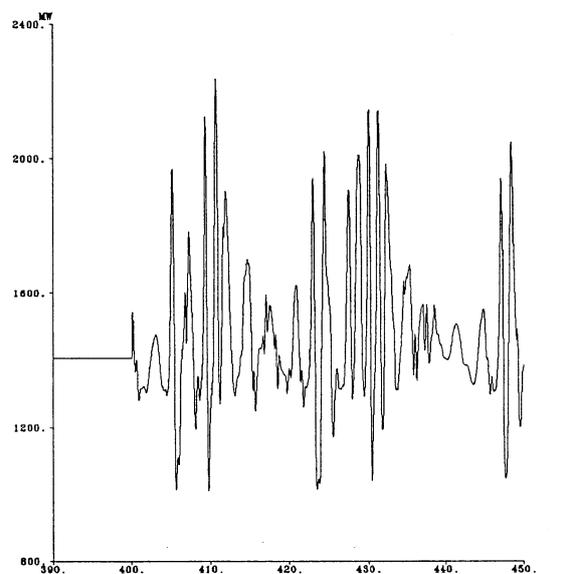


Figure 5.17 : Réponse avec les deux correcteurs

Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Les Figures 4.14 à 4.17 présentent le flux de puissance P sur la ligne nœud 120- nœud 13. On constate que pour les cas sans correcteurs, et pour le cas SVC-LMI, le réseau reste stable, alors que pour le cas avec LFC-LMI et le cas avec les deux correcteurs, le réseau est instable après le déclenchement de la ligne : comme pour la robustesse par rapport aux variations de charge, la robustesse par rapport aux variations d'impédances de ligne quand les deux correcteurs sont simultanément présents est la plus petite robustesse des deux correcteurs.

Pour ce cas d'interaction de régulation entre un SVC-LMI et un LFC-LMI, la robustesse à la variation de charge et au déclenchement de ligne est la même que la plus petite robustesse des deux correcteurs individuellement implantés.

5.2. Deuxième exemple d'interactions de régulation dans le réseau de 4 machines

5.2.1. Description des correcteurs en place

Dans le réseau 4 machines, différents correcteurs ont été implantés, notamment un LFC-LMI (cf. 4.2) sur le générateur GEN 12 et un STATCOM-LMI sur le nœud 13 (cf. 4.3). les caractéristiques de ce réseau ainsi que le dimensionnement de ces correcteurs sont présentés dans le chapitre IV. Les figures 5.18 et 5.19 rappellent les configurations dans lesquelles les correcteurs ont été implantés et pour lesquels ils ont été individuellement dimensionnés (la répartition de charges est la même pour toutes les configurations). Le Tableau 5.6 rappelle les performances de ces correcteurs, individuellement placés dans le réseau.

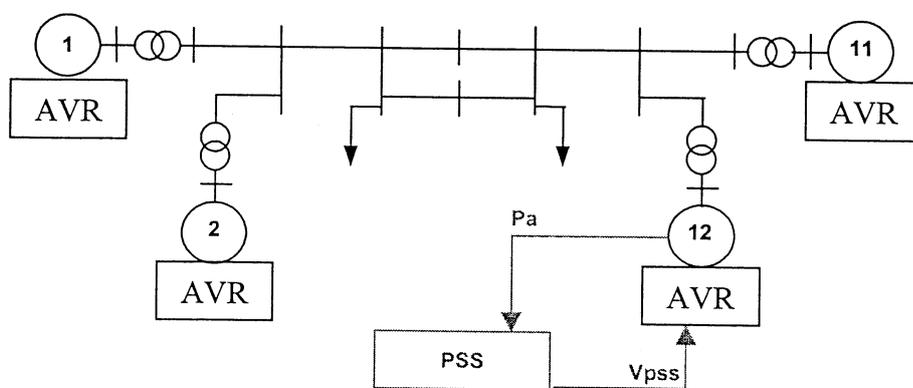


Figure 5.18
Implantation du LFC

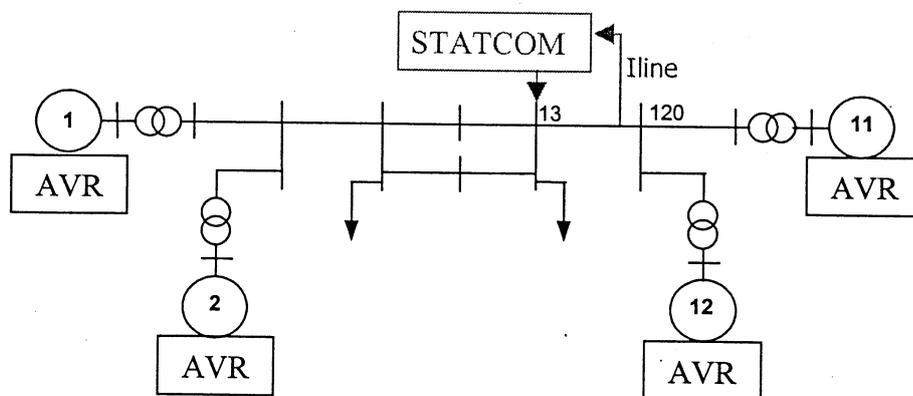


Figure 5.19
Implantation du STATCOM

Mode	1	2	3
Taux d'amortissement sans correcteur	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec STATCOM (sans LFC)	$88 \cdot 10^{-3}$	$72 \cdot 10^{-3}$	$53 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec LFC (sans STATCOM)	$136 \cdot 10^{-3}$	$98 \cdot 10^{-3}$	$51 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.6
Performances des correcteurs

5.2.2. Interactions de régulation entre STATCOM et LFC

Dans le réseau 4 machines, considérons maintenant la présence **simultanée** d'un correcteur LFC (sur le générateur GEN 12) et d'un STATCOM (sur le nœud 13). Ce cas de figure est illustré par la Figure 5.20.

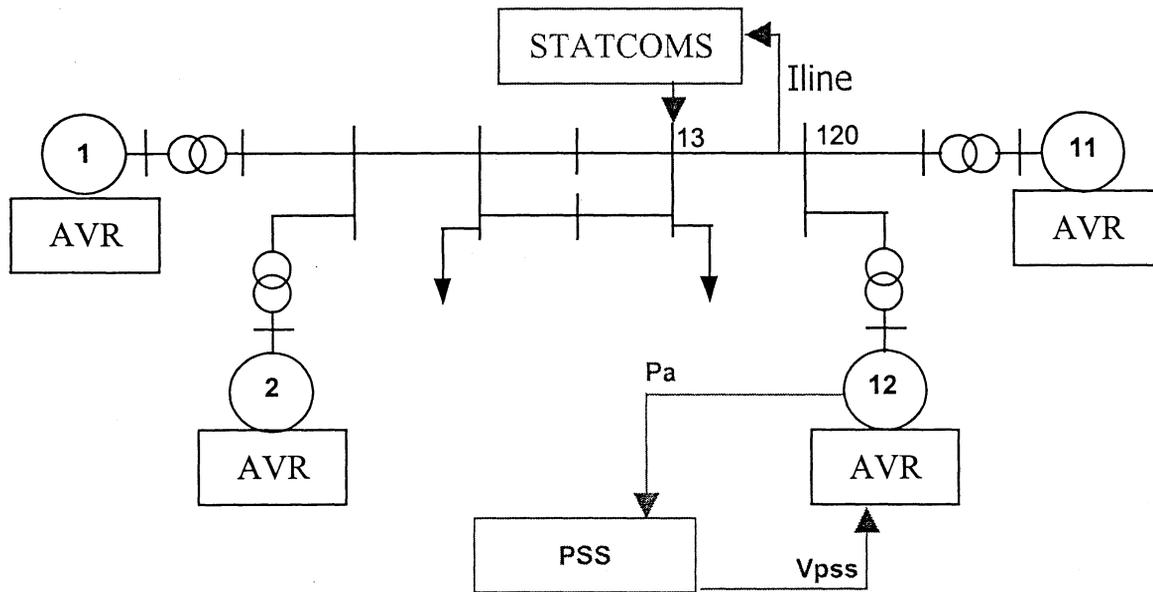


Figure 5.20
Présence simultanée du LFC et du STATCOM dans le réseau de 4 machines

Mode	1	2	3	4
Taux d'amortissement sans correcteur	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec STATCOM	$88 \cdot 10^{-3}$	$72 \cdot 10^{-3}$	$53 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec LFC	$136 \cdot 10^{-3}$	$98 \cdot 10^{-3}$	$51 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec les deux correcteurs	$128 \cdot 10^{-3}$	$136 \cdot 10^{-3}$	$53 \cdot 10^{-3}$	$-27 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.7
Taux d'amortissement des modes d'intérêt quand un LFC et un STATCOM sont simultanément présents

Comme pour l'exemple d'interaction de régulation précédent (cf. paragraphe 5.1), nous évaluons les taux d'amortissement des 3 modes les plus critiques, pour cette nouvelle configuration.

On constate qu'en plus des modes les moins amortis étudiés un nouveau mode oscillatoire apparaît. Rappelons qu'il y avait 3 modes jugés « peu amortis ». Le Tableau 5.7 présente l'amortissement de ces différents modes. La Figure 5.21 présente également ces amortissements. En effet, nous constatons l'apparition d'un nouveau mode d'oscillation, le **mode 4**, à une fréquence d'environ 1.5 Hz. Ce mode est dû aux « interactions de régulation » entre le LFC et le STATCOM. Ce mode est non amorti puisque son taux d'amortissement est strictement négatif, le réseau devient donc instable. Ce mode est également visible dans les simulations dynamiques conduites dans le paragraphe 5.2.4.1 (cf. Figure 5.31). Nous notons que pour le mode 1, les

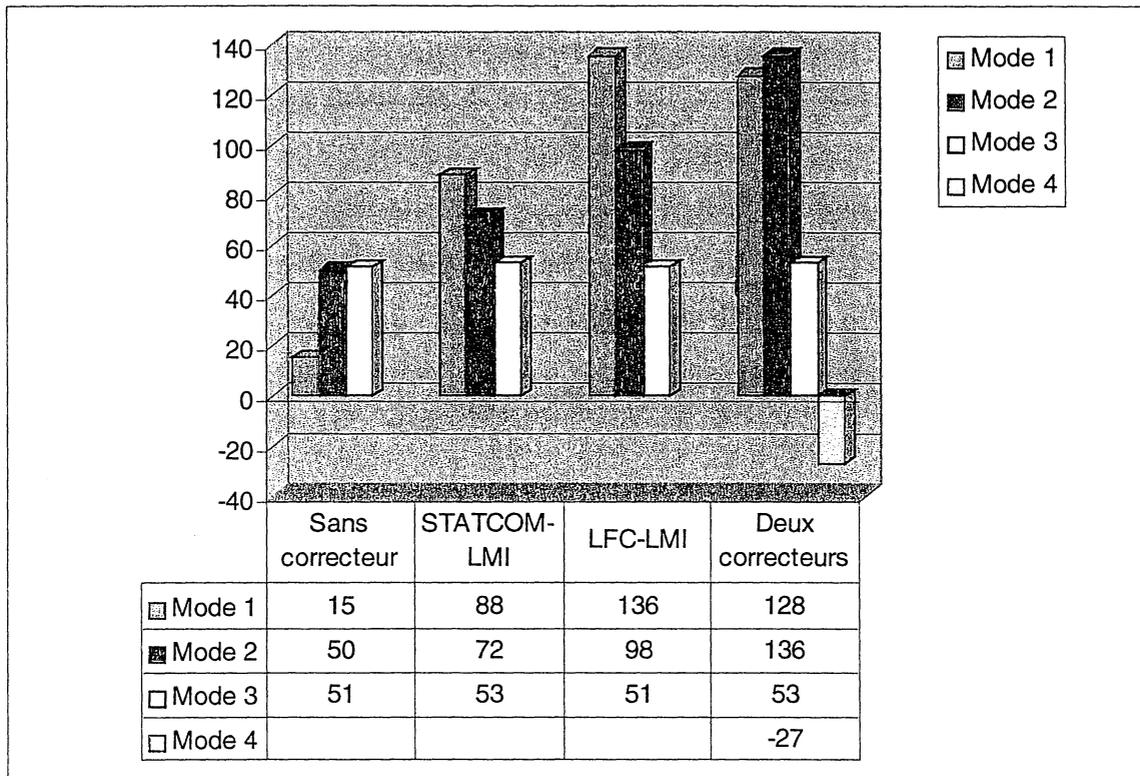


Figure 5.21
Taux d'amortissement ($*10^{-3}$) des modes d'intérêt quand un LFC et un STATCOM sont simultanément présents

interactions de régulation sont très légèrement néfastes puisque son amortissement est légèrement inférieur à celui du LFC seul. Pour le mode 2, au contraire, les interactions de régulation sont bénéfiques puisque son amortissement avec les deux correcteurs simultanément présents est meilleur que pour les deux correcteurs séparés. Le mode 3, quand à lui, reste toujours peu influençable par ces correcteurs placés dans la région 2 (cf. Figure 4.1).

5.2.3. Un correcteur MIMO utilisant des signaux d'entrée lointains contre les interactions de régulation

Nous proposons une solution pour contrer le cas d'interactions néfastes entre le STATCOM et le LFC vus précédemment : nous allons remplacer les boucles de contrôle de puissance de chacun

des deux correcteurs par un correcteur centralisé dimensionné par LMI, à deux entrées « lointaines » et deux sorties. Cela permet aux deux correcteurs d'être dimensionné de manière coordonnée et centralisée. De cette façon, la technique LMI permet de prendre en compte ce nouveau mode (le nouveau mode créé par les interactions de régulation) et ainsi de l'amortir. Les signaux lointains permettent d'avoir une vision globale du phénomène.

Ce correcteur MIMO (pour *Multiple Input Multiple Output*, c'est à dire à plusieurs entrées et plusieurs sorties) aura des entrées lointaines : les 2 entrées sont celles des « anciennes » boucles de contrôle de puissance du LFC et du STATCOM, à savoir respectivement la puissance accélératrice de GEN_12 (Pa GEN 12) et le courant de transit sur la ligne (Iline). Les sorties de ce nouveau correcteur seront les sorties des anciennes boucles de contrôle de puissance des correcteurs (V_{PSS} et U_{PSS}). Les Figures 5.22 à 5.24 détaillent la structure des anciens correcteurs (celle de l'AVR, Figure 5.22 n'est pas modifiée) et les Figures 5.25 et 5.26 celle du correcteur MIMO.

Notons que tous les correcteurs LMI (de la boucle de contrôle de puissance du LFC, de la boucle de contrôle de puissance du STATCOM, comme du correcteur MIMO) ont toujours la même structure de correcteur dynamique : une matrice carrée de taille 11 correspondant à \mathbf{K} dans (5.1).

$$\begin{bmatrix} \dot{\bar{x}} \\ \bar{x} \\ \mathbf{u} \end{bmatrix} = \mathbf{K} \begin{bmatrix} \bar{x} \\ y \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Mais dans le cas du LFC et du STATCOM, \mathbf{u} et y sont des scalaires alors que pour le correcteur MIMO \mathbf{u} et y sont des vecteurs de dimension 2 ($u(1)$ est V_{PSS} , $u(2)$ est U_{PSS} , $y(1)$ est Pa GEN 12 et $y(2)$ est Iline).

Pour dimensionner le correcteur MIMO par LMI, nous procédons d'abord à une réduction de dimension du modèle linéaire à un réseau de taille 25. Ensuite nous procédons au dimensionnement par LMI du correcteur dynamique de taille 25. Nous utilisons un placement de pôles conique avec un angle $\theta = 0.485 * \pi$ rad. Ensuite nous réduisons l'ordre du correcteur (la technique LMI donne un correcteur de même taille que le modèle du réseau) de $25 * 25$ à $11 * 11$. La matrice \mathbf{K} de ce correcteur est explicitée en ANNEXE D.

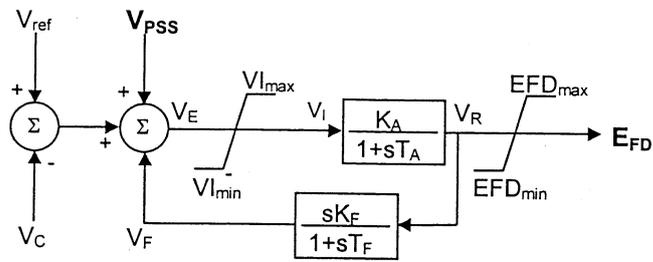


Figure 5.22
Structure de l'AVR

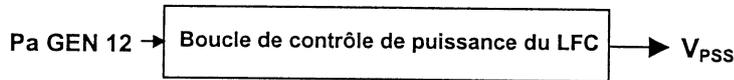


Figure 5.23
Ancienne structure du LFC

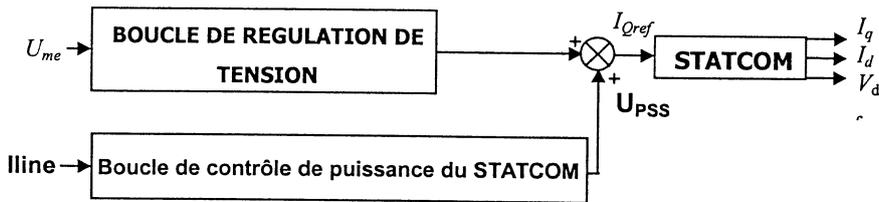


Figure 5.24
Ancienne structure du STATCOM

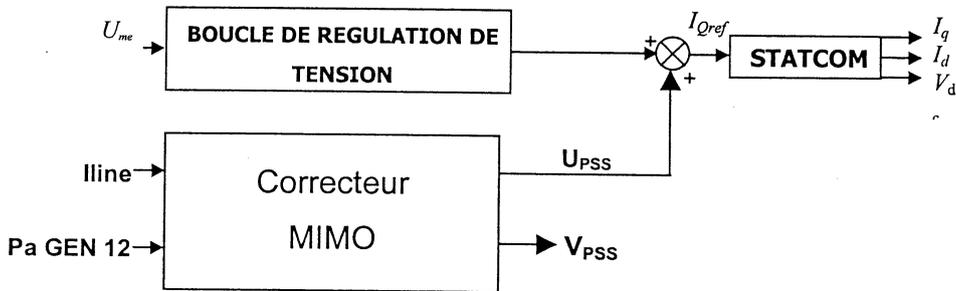


Figure 5.25
Structure du correcteur MIMO

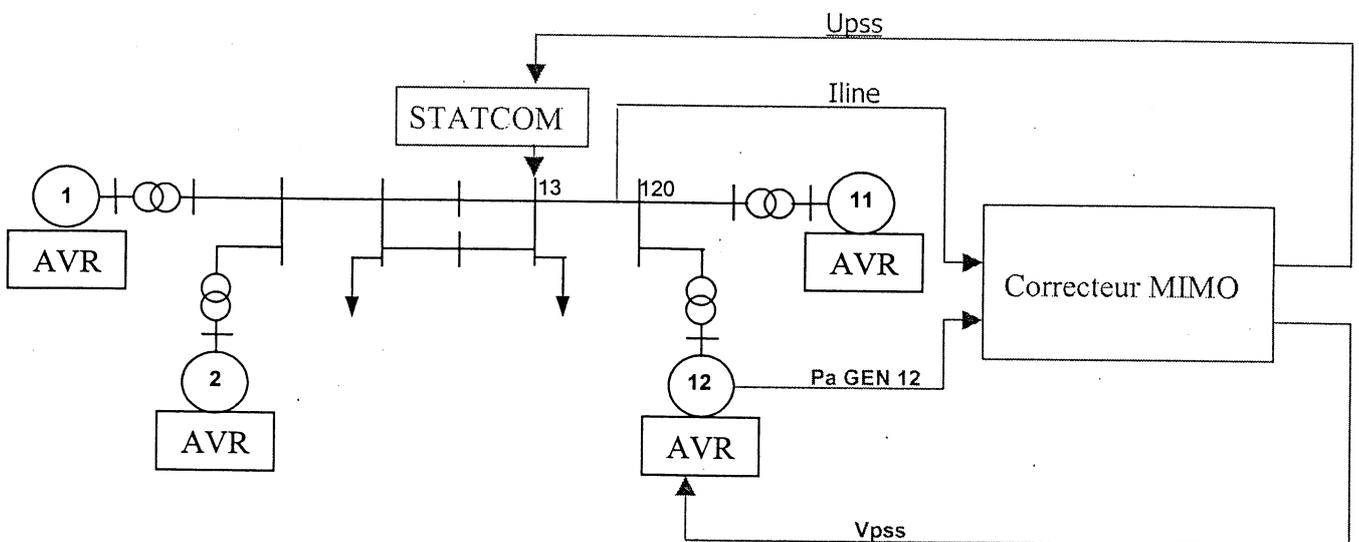


Figure 5.26
Implantation du correcteur MIMO

Le Tableau 5.8 présente l'amortissement de différents modes pour différentes configurations. La Figure 5.27 présente également ces amortissements.

Mode	1	2	3	4
Taux d'amortissement sans correcteur	$14.6 \cdot 10^{-3}$	$50.4 \cdot 10^{-3}$	$51.1 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec STATCOM seul	$88 \cdot 10^{-3}$	$72 \cdot 10^{-3}$	$53 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec LFC seul	$136 \cdot 10^{-3}$	$98 \cdot 10^{-3}$	$51 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec les deux correcteurs	$128 \cdot 10^{-3}$	$136 \cdot 10^{-3}$	$53 \cdot 10^{-3}$	$-27 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec le correcteur MIMO	$31 \cdot 10^{-3}$	$82 \cdot 10^{-3}$	$57 \cdot 10^{-3}$	*

Tableau 5.8
Taux d'amortissement des modes d'intérêt quand un LFC et un STATCOM sont simultanément présents

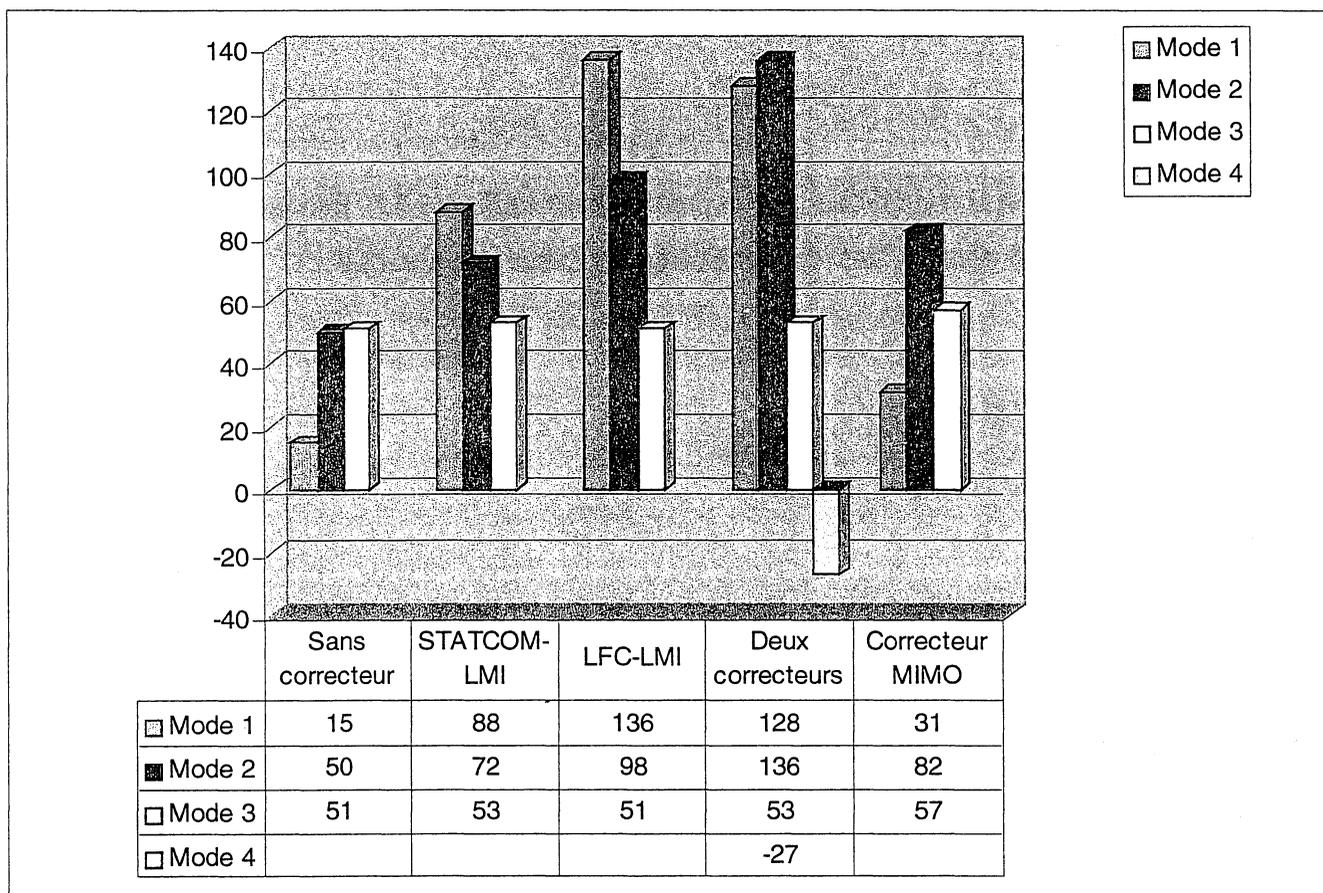


Figure 5.27
Taux d'amortissement ($\cdot 10^{-3}$) des modes d'intérêt pour différentes configurations

Le correcteur dynamique MIMO permet de contrer les interactions de régulation : le mode oscillatoire dû aux interactions a disparu et le réseau est de nouveau stable. Notons que le mode inter-régions (le mode 1) est tout de même 2 fois mieux amorti avec le correcteur MIMO que sans correcteur, même s'il est moins bien amorti qu'avec le LFC seul ou qu'avec le STATCOM

seul. La coordination des deux correcteurs simultanément dans le réseau, avec les signaux lointains et les techniques de dimensionnement par LMI, ont permis la suppression du mode instable créé par les interactions de régulation, tout en garantissant un amortissement acceptable du mode inter-régions critique.

5.2.4. Interactions de régulation entre SVC et LFC : robustesse des correcteurs et simulations dynamiques

5.2.4.1 Simulations dynamiques

Les Figures 5.28 à 5.32 illustrent des simulations dynamiques avec les différentes configurations de correcteurs, réalisées avec le logiciel Eurostag. Comme dans les paragraphes 4.4.1 et 5.3.1, ces figures représentent la puissance active transitant entre les 2 régions (sur la ligne nœud 120 - nœud 13) pour un défaut fugitif à l'instant $t=400s$ sur la ligne nœud 3 - nœud 101. (cette ligne est déclenchée de $t=400s$ à $t=400.06s$), la variable observée et l'emplacement du défaut sont représentés sur la Figure 5.5. Remarquons que ces simulations tiennent compte des non-linéarités du réseau, alors que ces non-linéarités n'étaient pas prises en compte lors des analyses des différents taux d'amortissement des 3 modes d'intérêt.

Ces simulations dynamiques reflètent les performances, en terme d'amortissement des modes critiques, calculées pour un modèle linéaire des correcteurs. Nous constatons plus particulièrement (cf. Figure 5.31) le mode oscillatoire instable qui apparaît quand les deux correcteurs sont simultanément présents.

De plus, nous voyons avec les simulations dynamiques (cf. Figure 5.32) que le correcteur MIMO permet de mieux amortir les oscillations par rapport à ce que prévoyaient les calculs avec le modèle linéaire. En nous intéressant au temps de retour au régime permanent après le défaut (cf. Tableau 5.9), nous constatons également que le correcteur MIMO montre de bonnes performances pour l'amortissement des modes critiques. Néanmoins, nous notons que la valeur du flux puissance active sur la ligne d'étude est diminuée avec le correcteur MIMO : c'est une faiblesse de ce correcteur, ses performances concernant l'amortissement des modes oscillatoires sont satisfaites, mais il limite le transit de puissance entre les deux régions (- 8 % par rapport aux cas avec un des deux correcteurs individuellement dimensionnés).

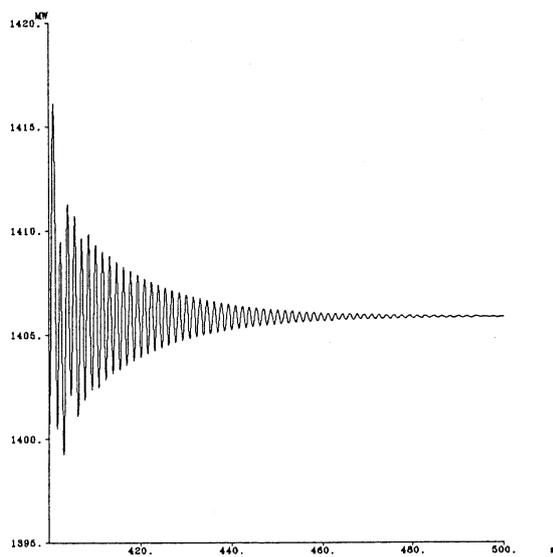


Figure 5.28 : Réponse sans correcteur

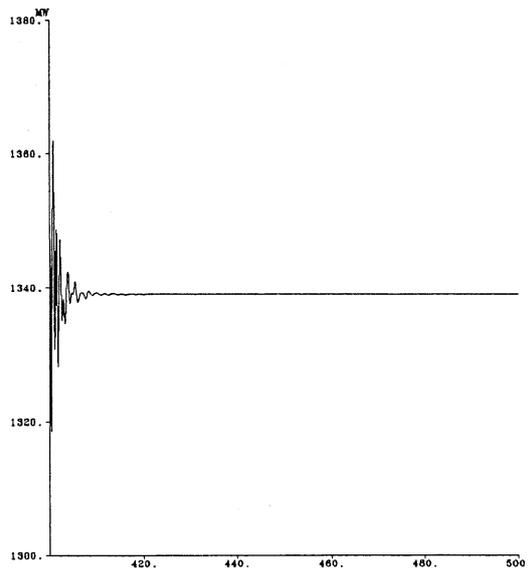


Figure 5.29: Réponse avec le STATCOM LMI

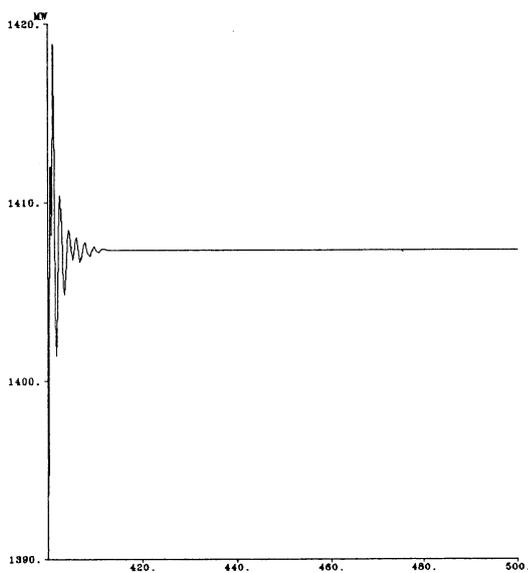


Figure 5.30 : Réponse avec le LFC-LMI

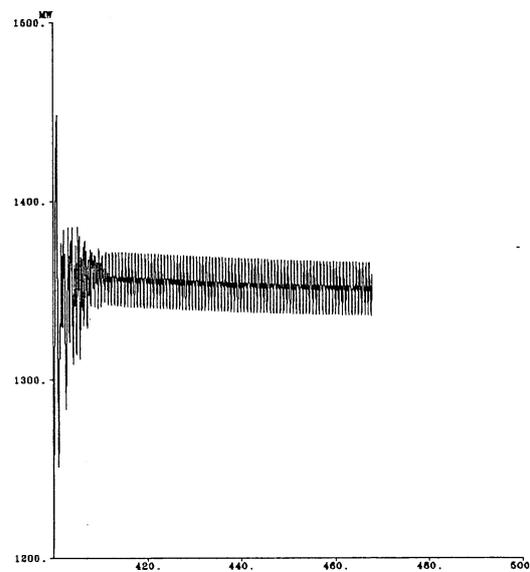


Figure 5.31 : Réponse avec les deux correcteurs

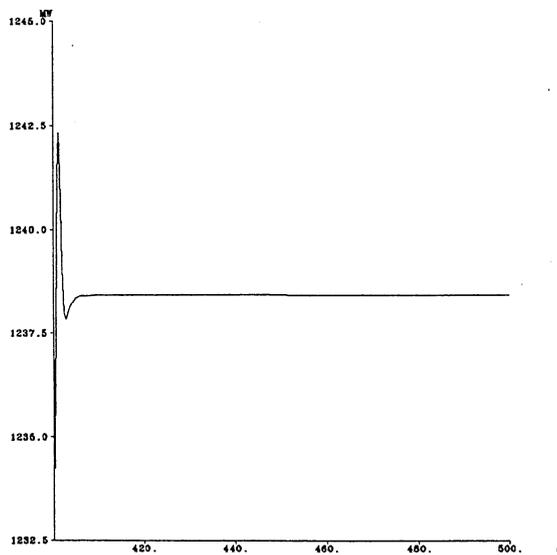


Figure 5.32 : Réponse avec le correcteur MIMO

Temps de retour au régime permanent (en s)	
Sans correcteur	100
Avec le STATCOM	20
Avec le LFC	20
Avec les deux correcteurs	Pas de retour
Avec le correcteur MIMO	10

Tableau 5.9
Temps de retour au régime permanent après le défaut

5.2.4.2 Robustesse des correcteurs à la variation de charge

Afin de connaître les influences des interactions de régulation sur la robustesse des correcteurs, nous reprenons les tests de robustesse utilisés en 4.4.2 et en 5.1.3.2. Nous reprenons les deux mêmes « incertitudes », à savoir les charges et le déclenchement de ligne.

Nous procédons d'abord à une augmentation de la consigne de charge du nœud 13 sous forme d'une rampe de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en P et de +1%/s de la valeur initiale de la consigne en Q. Les Figures 5.33 à 5.37 présentent le flux de puissance P sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Le Tableau 5.10 résume les flux maximums de puissance active sur cette ligne pour chaque configuration. Le transit de puissance maximal avec les deux correcteurs simultanément présents est légèrement plus faible que le plus petit transit maximal des deux configurations de correcteurs (- 3 %). Le correcteur MIMO quant à lui, a une robustesse très faible face aux variations de charges. La charge maximale tolérée, du point de vue du flux de puissance active sur la ligne considérée, est celle du point de fonctionnement utilisé pour dimensionner ce correcteur (c'est à dire le point de fonctionnement « nominal » de ce réseau)

Configuration	Flux de P maximum sur la ligne
	120-13 (en MW)
Sans correcteur	1485
Avec le STATCOM-LMI	1451
Avec le LFC-LMI	1462
Avec les deux correcteurs	1429
Avec le correcteur MIMO	1350

Tableau 5.10
Les flux maximums de puissance active pour différents correcteurs

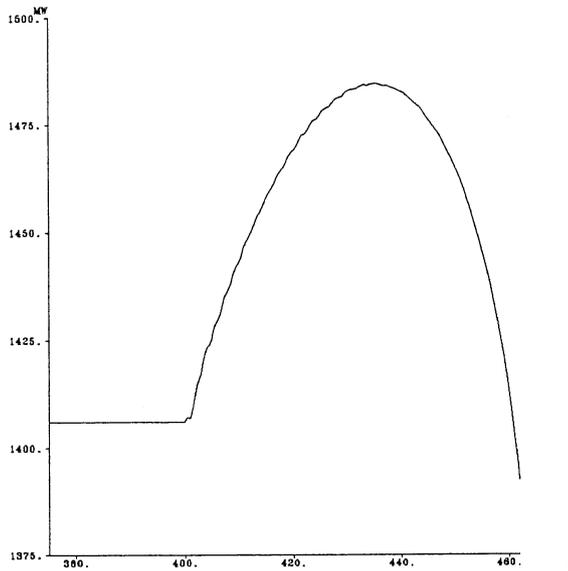


Figure 5.33 : Réponse sans correcteur

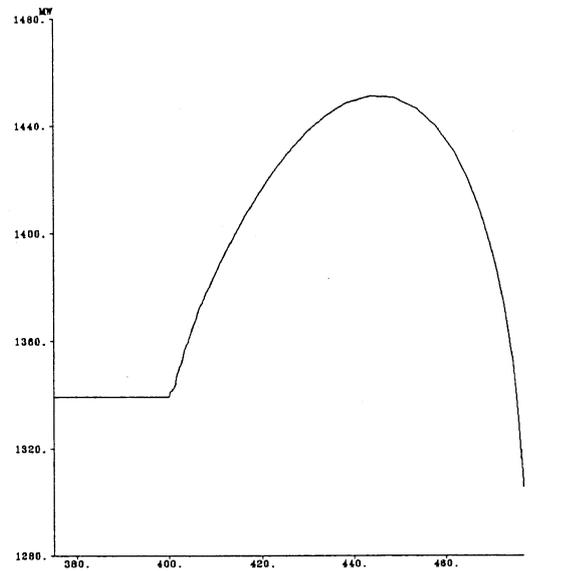


Figure 5.34 : Réponse avec STATCOM-LMI

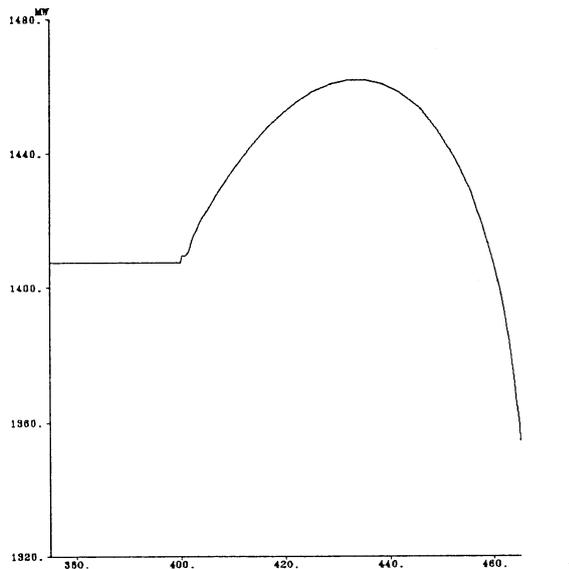


Figure 5.35 : Réponse avec LFC-LMI

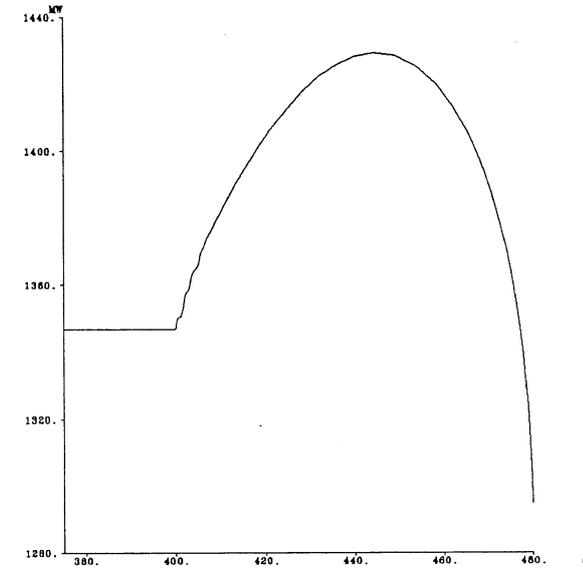


Figure 5.36 : Réponse avec les deux correcteurs

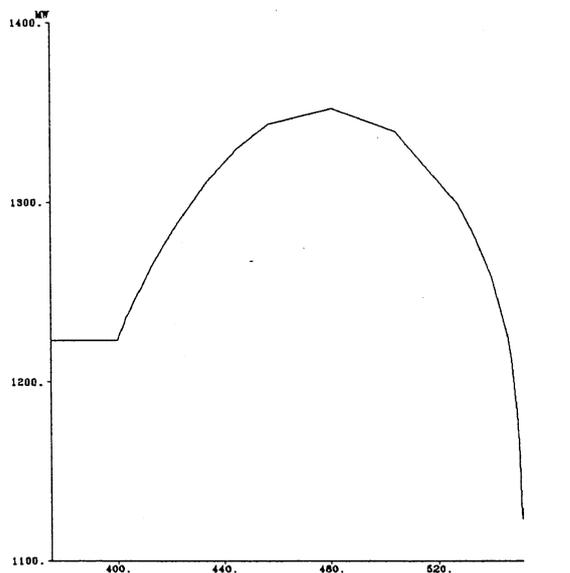


Figure 5.37 : Réponse avec correcteur MIMO

Les courbes correspondant aux consommations de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 sont présentées en ANNEXE E (Figures E.14 à E.18). Le Tableau 5.11 résume ces consommations maximales de puissance de la charge 13 pour chaque configuration.

Configuration	Consommation en P maximale	Consommation en Q maximale
	au nœud 13 (en MW)	au nœud 13 (en MVAR)
Sans correcteur	2007	114
Avec le STATCOM-LMI	1946	110
Avec le LFC-LMI	1994	113
Avec les deux correcteurs	1932	109
Avec le correcteur MIMO	1770	100

Tableau 5.11

Les consommations maximales en P et en Q au nœud 13 pour différents correcteurs

Pour la robustesse face à la variation de charge, les résultats donnés par l'étude de la consommation maximale de la charge 13 sont similaires à ceux donnés par l'étude du transit de puissance maximal ; à savoir que pour le cas avec les deux correcteurs simultanément présents la robustesse est très légèrement inférieure à la plus petite des robustesses des deux correcteurs (-1%). Cependant, pour le correcteur MIMO, la robustesse face à la variation de charge, du point de vue de la charge maximale tolérée au nœud 13, est mauvaise : la charge maximale tolérée est celle du point de fonctionnement utilisé pour dimensionner ce correcteur.

5.2.4.3 Robustesse des correcteurs au déclenchement de ligne

Nous étudions également la robustesse du réseau et de ses correcteurs face aux déclenchements de ligne par des simulations dynamiques. Pour ces simulations, comme dans les paragraphes 4.4.2 et 5.1.3.3, nous déclenchons de manière définitive la ligne qui lie les nœuds 3, 101 et 13 à $t=400s$.

Nous allons nous intéresser au flux de puissance active sur la ligne nœud 120 - nœud 13. Les Figures 4.38 à 4.42 présentent le flux de P sur la ligne nœud 120 - nœud 13.

On constate que pour le cas sans correcteurs, le cas avec le STATCOM-LMI, et le cas avec le correcteur MIMO, le réseau reste stable alors que le cas avec LFC-LMI et le cas avec les deux correcteurs simultanément présents, sont instables après le déclenchement de la ligne : contrairement à la robustesse face aux variations de charge, pour la robustesse face aux variations d'impédances de ligne, le correcteur MIMO donne de meilleurs résultats que quand les deux correcteurs sont simultanément présents.

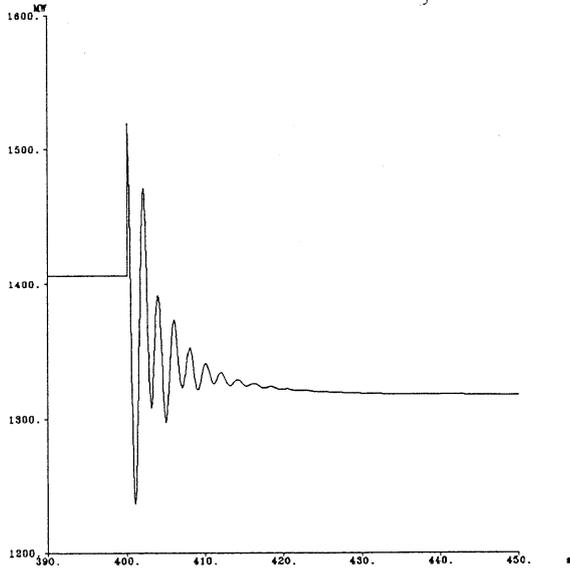


Figure 4.38 : Réponse sans correcteur

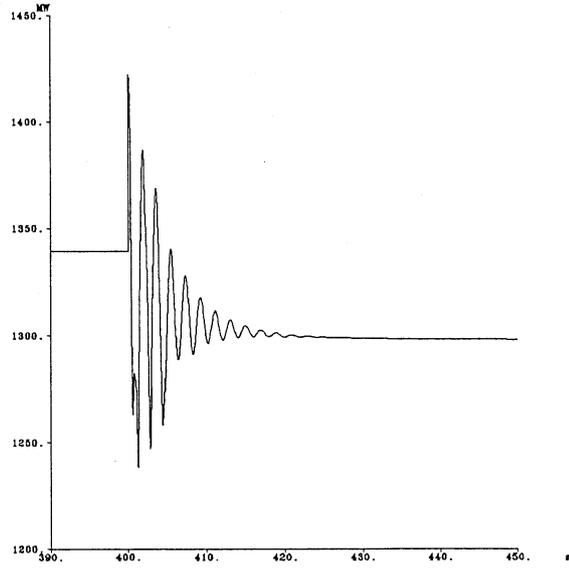


Figure 4.39 : Réponse avec STATCOM-LMI

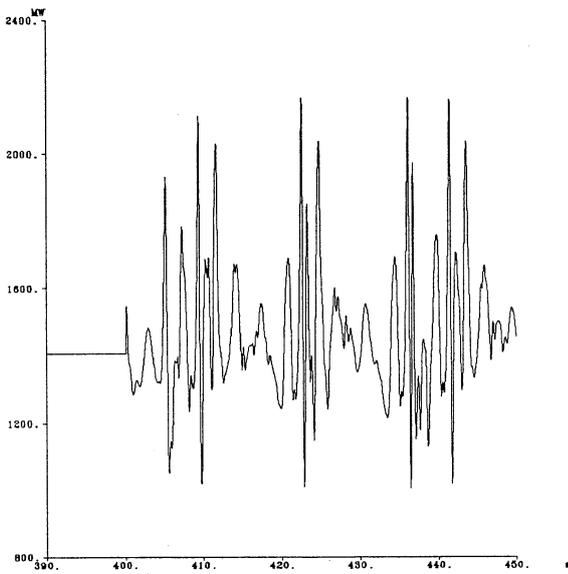


Figure 4.40 : Réponse avec LFC-LMI

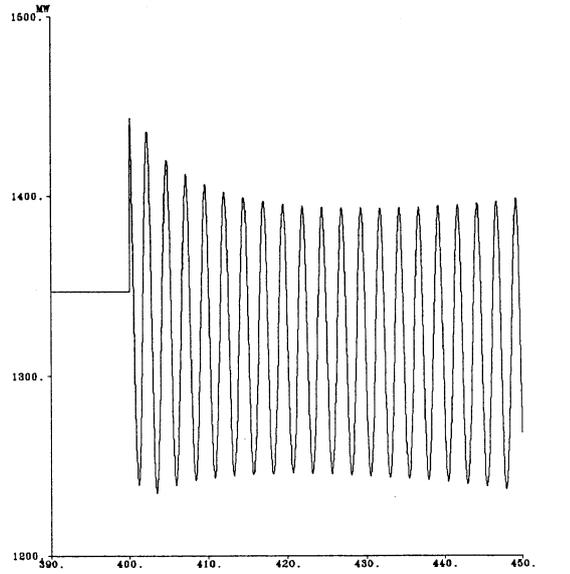


Figure 4.41 : Réponse avec les deux correcteurs

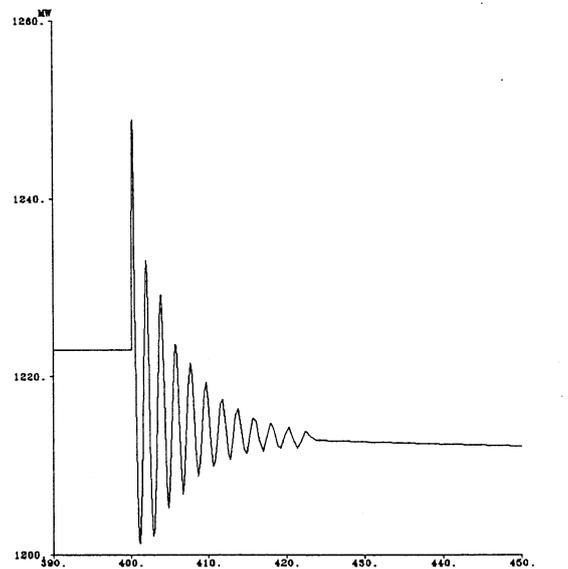


Figure 4.42 : Réponse avec correcteur MIMO

Pour ce cas, lorsqu'il y a interactions de régulation entre le STATCOM-LMI et le LFC-LMI, la robustesse face à la variation de charge et au déclenchement de ligne est la plus petite robustesse des deux correcteurs. Quant au correcteur MIMO, il donne une bien moins bonne robustesse à la variation de charge qu'avec les deux correcteurs simultanément présents, mais une meilleure robustesse au déclenchement de ligne qu'avec les deux correcteurs simultanément présents, et même une meilleure robustesse qu'avec le LFC-LMI.

5.3. Cas d'interactions de régulation dans le réseau de 29 machines

Nous allons voir dans cette partie les interactions de régulation entre un STATCOM-Résidu et un RFC-LMI dans un réseau de grande taille, au comportement beaucoup plus complexe, qu'est le réseau de 29 machines.

5.3.1. Description des correcteurs en place

Dans le réseau de 29 machines présenté dans le paragraphe 4.6, différents correcteurs ont été implantés, notamment un STATCOM-Résidu. Nous allons présenter rapidement le dimensionnement de ce correcteur. La méthode de dimensionnement par résidus a été présentée en 3.2.

Rappelons que le réseau de 29 machines possède 133 modes oscillatoires dont un non-amorti qui est un mode inter-régions impliquant les générateurs GEN 28, GEN 72 et GEN 74 contre les générateurs GEN 33 et GEN 63. Le principal but des correcteurs implantés dans ce réseau est de rétablir sa stabilité dynamique.

Rappelons que le STATCOM est composé de deux boucles :

- une boucle de contrôle de tension déjà dimensionnée ;
- une boucle de contrôle de puissance à dimensionner.

Le STATCOM va être placé sur un nœud de charge (dans la zone géographique concernée par le mode inter-régions) ; parmi les plusieurs nœuds possibles, nous allons choisir celui pour lequel la commandabilité du mode cible sera la plus grande pour la variable de sortie de la boucle de contrôle de puissance du STATCOM. La Figure 5.43 présente les différents nœuds candidats.

Le Tableau 5.12 présente les normes des commandabilités des variables de sortie de la boucle de puissance du STATCOM, selon son emplacement, pour le mode critique.

Ainsi, nous allons donc placer le FACTS sur le nœud 64

STATCOM implanté sur :	Commandabilité
Nœud 64	$99.5 \cdot 10^{-3}$
Nœud 75	$26.1 \cdot 10^{-3}$
Nœud 73	$21.1 \cdot 10^{-3}$
Nœud 32- Nœud 30	$20.1 \cdot 10^{-3}$
Nœud 71	$18 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.12

Les commandabilités des variables de sortie de la boucle de puissance des STATCOM pour le mode critique

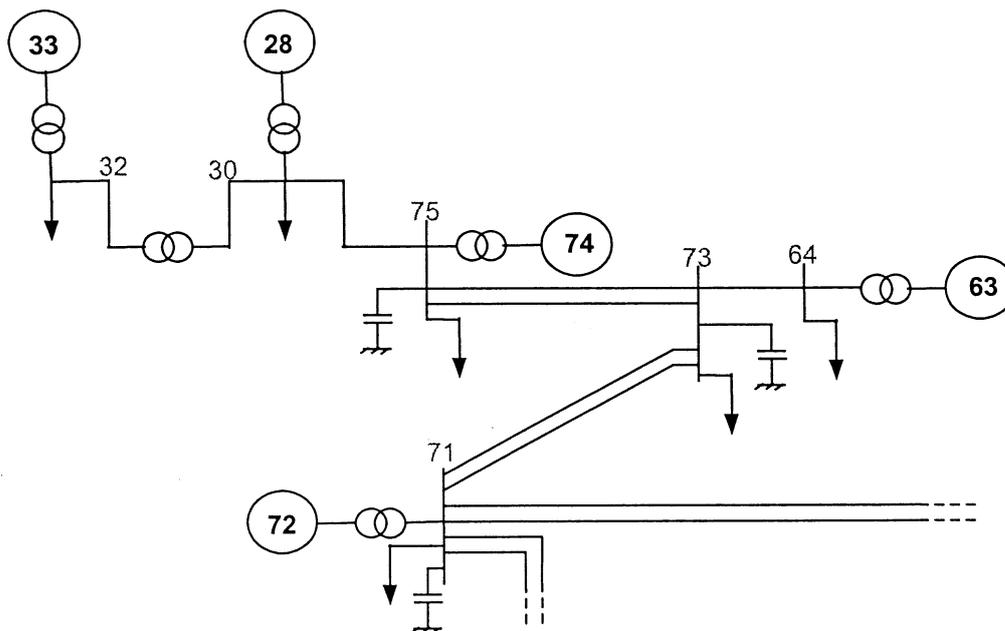


Figure 5.43

Détail du schéma réduit du réseau de 29-machines :
générateurs et charges

Dans le cadre de l'utilisation de signaux d'entrée de correcteurs lointains, il reste à définir le signal d'entrée optimal. Les courants circulant sur les lignes voisines du correcteur sont traditionnellement utilisés comme variable d'entrée des boucles de contrôle de puissance du STATCOM. De plus nous avons noté, dans notre cas, que ces courants ont une très bonne observabilité du mode cible. Il reste à faire le choix parmi les lignes voisines de la charge. Nous choisirons celle pour laquelle le courant aura l'observabilité (en norme), pour le mode cible, la plus grande. Le Tableau 5.13 présente les observabilités des courants des lignes de la zone concernée par le mode inter-régions, pour ce même mode.

Courant sur la ligne :	Observabilité
73-64	$538 \cdot 10^{-3}$
30-29	$366 \cdot 10^{-3}$
29-75	$46.1 \cdot 10^{-3}$
73-74	$22.1 \cdot 10^{-3}$
73-75	$12.8 \cdot 10^{-3}$
71-73	$6.59 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.13
Les observabilités des courants des lignes de la zone concernée

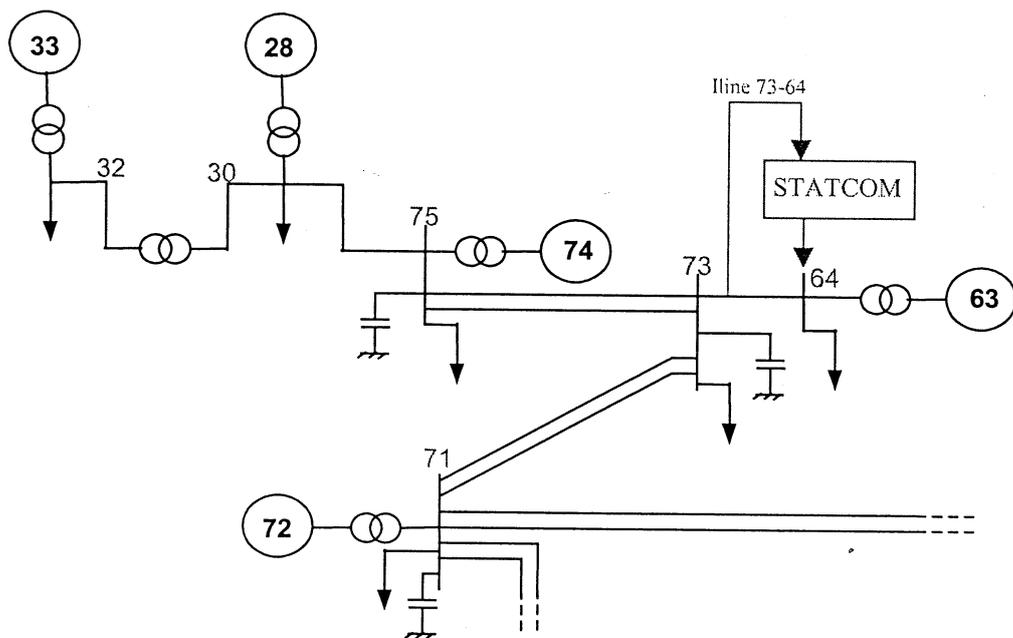


Figure 5.44
Détail du schéma réduit du réseau de 29 machines :
implantation du STATCOM

Nous allons donc prendre comme signal d'entrée le courant circulant sur la ligne 73-64 qui est une ligne reliée à la charge sur laquelle est implanté le STATCOM, le signal sera finalement un signal local. La Figure 5.44 présente l'implantation de ce STATCOM.

Rappelons que la méthode des résidus est une méthode "classique" (présentée en 3.2). Le résidu est le produit des valeurs d'observabilité et de commandabilité :

$$R_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = \text{cont } ij * \text{obs } ij \quad (5.2)$$

Cette sensibilité est nommée le résidu R_i de la valeur propre λ_i . Située dans le plan complexe, nous voyons le facteur de sensibilité R_i , son déphasage ΘR_i et l'angle de compensation de phase

Θ_{CP} . Le travail consiste à trouver la compensation nécessaire pour créer l'angle de trajectoire de la valeur propre égale à 180° en faisant varier les valeurs avance-retard, puis à trouver un gain qui peut maximiser l'effet du correcteur à un moment donné.

Rappelons également que la fonction de transfert d'un correcteur dimensionné par résidus s'écrit de manière générale sous la forme :

$$G_j(s) = k_j \left(\frac{1 + s.\tau_1}{1 + s.\tau_2} \right)^p \left(\frac{s.T_\omega}{1 + s.T_\omega} \right) \left(\frac{1}{(1 + s.T_1) * \dots * (1 + s.T_n)} \right) \quad (5.3)$$

Le Tableau 5.14 présente les résultats de l'application de la technique des Résidus à la boucle de contrôle de puissance du STATCOM placé sur le nœud 64.

Variable	Valeur
Commandabilité de la variable de sortie de la boucle de soutien de puissance	$56.8*10^{-3} - 96.6*10^{-3}*j$
Observabilité du courant circulant sur la ligne 73-64	$285*10^{-3} + 456*10^{-3}*j$
Résidu (d'après (5.2))	$6.03*10^{-2} - 1.63*10^{-3}*j$
angle Θ_{Ri}	-1.54°
p	4
Fréquence mode cible	0.552 Hz
ω_c	3.47 rad.s^{-1}
angle Θ_{CP}	182°
τ_1	0.703 s
τ_2	0.118 s
k_j	0.1

Tableau 5.14
Résultats de l'application de la technique des résidus au STATCOM dans le réseau de 29 machines

Ce correcteur est implanté sous Eurostag. Nous constatons que le réseau est stabilisé par cet unique correcteur FACTS-Résidu, le taux d'amortissement du mode inter-régions est maintenant de $+39*10^{-3}$.

De plus, ce réseau peut être stabilisé par un RFC-LMI sur le générateur GEN 33 avec en signal d'entrée Pa GEN 74. Le dimensionnement de ce correcteur est présenté en 4.7. Ainsi avec ce RFC-LMI, le taux d'amortissement du mode inter-régions passe de $-53*10^{-3}$ à $+4*10^{-3}$.

Le Tableau 5.15 présente les taux d'amortissement pour le correcteur STATCOM-Résidus dimensionné ci-dessus et pour le RFC-LMI dimensionné en 4.7, pour les 3 modes les moins amortis du réseau, qui rappelons le, sont :

- le **mode 1** est le mode inter-régions (les générateurs GEN 28, GEN 74 et GEN 72 oscillent contre les générateurs GEN 63, et GEN 33), c'est le mode critique. Sa fréquence est approximativement de 0.55 Hz ;

- le **mode 2** est un mode pour lequel les générateurs GEN 155 et GEN 28 oscillent contre les générateurs GEN 74, GEN 72 et GEN 111 (cf. Figure 4.26). Sa fréquence est approximativement de 0.85 Hz ;

- le **mode 3** est un mode pour lequel le générateur GEN 155 oscille contre les générateurs GEN 7, GEN 2 et GEN 16. Sa fréquence est approximativement de 0.98 Hz.

Mode	1	2	3
Taux d'amortissement sans correcteur	$-54 \cdot 10^{-3}$	$25 \cdot 10^{-3}$	$29 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec STATCOM-Résidus	$39 \cdot 10^{-3}$	$37 \cdot 10^{-3}$	$29 \cdot 10^{-3}$
Taux d'amortissement avec RFC-LMI	$4 \cdot 10^{-3}$	$59 \cdot 10^{-3}$	$27 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.15

Taux d'amortissement des modes d'intérêt des correcteurs individuellement présents dans le réseau de 29 machines

5.3.2. Interactions de régulation entre STATCOM et RFC

Dans le réseau de 29 machines, considérons maintenant la présence **simultanée** d'un correcteur RFC (sur le générateur GEN 33) et d'un STATCOM (sur le nœud 64). Ce cas de figure est illustré par la Figure 5.45.

Nous procédons, comme pour l'évaluation de la performance des autres correcteurs, à l'implantation des correcteurs avec Eurostag [Eur-99]. Nous constatons alors qu'un nouveau mode peu amorti apparaît, alors que l'amortissement de l'ancien mode critique (mode1) est très sensiblement amélioré. Le taux d'amortissement est multiplié par 25 par rapport au cas avec le RFC seul, et multiplié par 2.5 par rapport au cas avec le STATCOM seul. Le Tableau 5.16 présente l'amortissement de ces différents modes. La Figure 5.46 présente également ces amortissements.

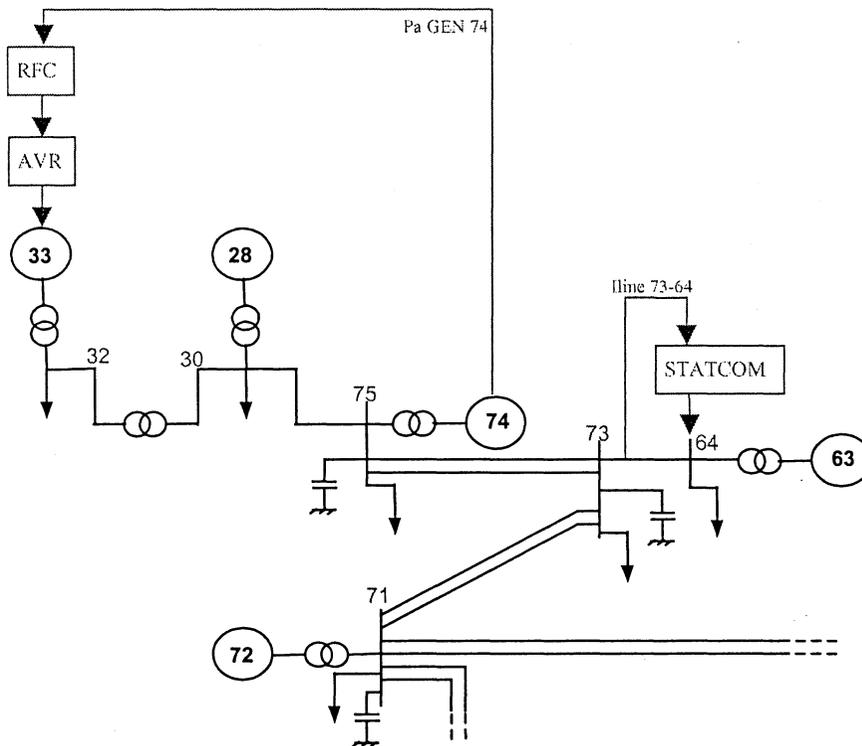


Figure 5.45
 Détail du schéma réduit du réseau 29 machines :
 Présence simultanée du RFC et du STATCOM

Mode	1	2	3	4
Taux d'amortissement sans correcteur	$-54 \cdot 10^{-3}$	$25 \cdot 10^{-3}$	$29 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec STATCOM-Résidus	$39 \cdot 10^{-3}$	$37 \cdot 10^{-3}$	$29 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec RFC-LMI	$4 \cdot 10^{-3}$	$59 \cdot 10^{-3}$	$27 \cdot 10^{-3}$	*
Taux d'amortissement avec les deux correcteurs	$99 \cdot 10^{-3}$	$57 \cdot 10^{-3}$	$58 \cdot 10^{-3}$	$+0.9 \cdot 10^{-3}$

Tableau 5.16
 Taux d'amortissement des modes d'intérêt pour différentes
 configurations dans le réseau de 29 machines

Nous constatons l'apparition d'un nouveau mode d'oscillation quasi-instable qui est le **mode 4**, avec une fréquence d'environ 1.1 Hz. Ce mode est dû aux interactions de régulation, néfastes, entre le RFC et le STATCOM.

Ce mode est très faiblement amorti puisque son taux d'amortissement n'est que de $+1 \cdot 10^{-3}$. Pour un réseau complexe comme ce réseau, localiser les variables liées à ce mode n'est pas chose triviale. Avec l'analyse des petits signaux (cf. 2.2), nous pouvons nous intéresser aux facteurs de participation pour la variable relative à l'angle interne « δ » des générateurs. Le Tableau 5.17 présente les plus grands facteurs de participation.

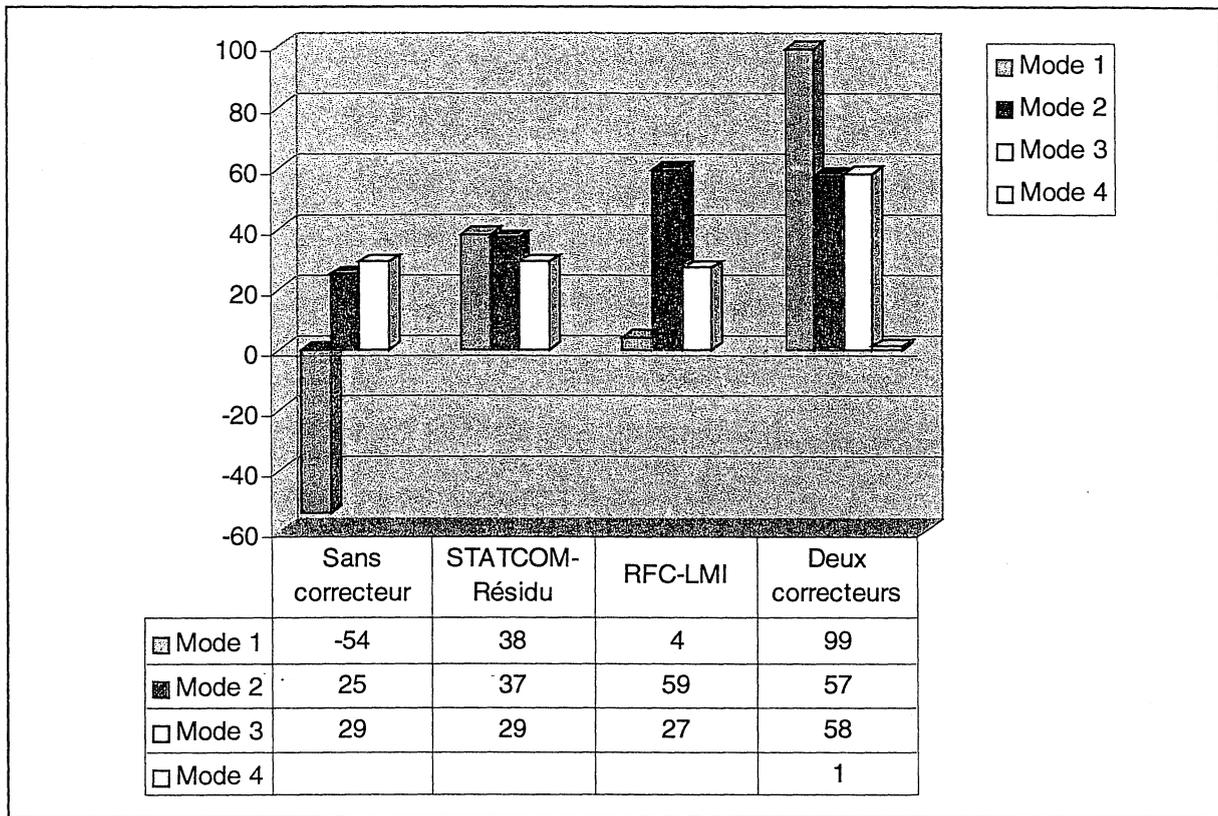


Figure 5.46
Taux d'amortissement ($\cdot 10^{-3}$) des modes d'intérêt pour différentes configurations

Nous nous proposons alors de représenter dans le plan complexe les formes modales des 5 générateurs aux plus grands facteurs de participation pour ce nouveau mode créé par les interactions de régulation (cf. Figure 5.47, rappelons que nous avons appliqué une échelle logarithmique au plan complexe).

Générateur	Facteur de Participation de δ
GEN 28	$2.7 \cdot 10^{-1}$
GEN 63	$2.0 \cdot 10^{-1}$
GEN 74	$1.7 \cdot 10^{-1}$
GEN 72	$6.4 \cdot 10^{-2}$
GEN 33	$5.3 \cdot 10^{-2}$

Tableau 5.17
Plus grands facteurs de participation des angles internes des générateur pour le mode résultant des interactions de régulation

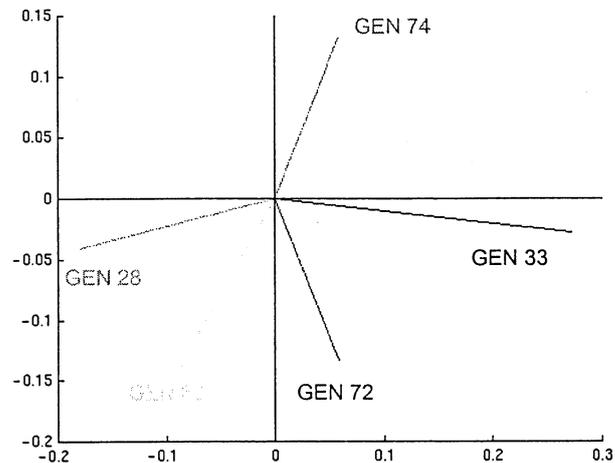


Figure 5.47
Les formes modales pour δ du mode créé par les interactions de régulation

Il apparaît que les générateurs concernés sont ceux du modes inter-régions et donc également ceux proches des correcteurs implantés (c'est le "mode cible" de ces correcteurs). Cependant, notons que les formes des modes pour δ pour ce nouveau mode ne présentent pas les caractéristiques d'un mode inter-régions. Le mode résultant des interaction de régulation concerne les mêmes générateurs que le mode inter-régions, sans être ce mode.

5.3.3 Interactions de régulation entre STATCOM et RFC : simulations dynamiques

Les Figures 5.48 à 5.51 illustrent des simulations dynamiques avec les différentes configurations de correcteurs, réalisées avec le logiciel Eurostag. Elles représentent toujours la puissance active transitant sur la ligne 73-64 (cf. Figure 5.45), mais cette fois-ci, lors de l'initialisation de la simulation.

Nous constatons plus particulièrement (cf. Figure 5.48) l'instabilité du réseau pour le cas sans correcteur et le cas avec les deux correcteurs simultanément présents. Les Figures 5.49 et 5.50 présentent les performances des correcteurs STATCOM et RFC. Nous notons que contrairement à ce qu'annonçaient les modèles linéaires, le correcteur RFC paraît plus performant que le STATCOM. La Figure 5.51 montre qu'effectivement les interactions de régulation dégradent fortement la stabilité du réseau.

Ces simulations dynamiques reflètent les performances en terme d'amortissement des oscillations déjà calculées pour un modèle linéaire des correcteurs, et montrent également que le RFC est plus performant que le prévoyait le modèle linéaire

5.4 Conclusions

Dans ce chapitre, sont présentés trois cas d'interactions de régulation entre correcteurs individuellement dimensionnés, ayant tous les trois des conséquences néfastes sur les performances générales des correcteurs et de leur robustesse.

Ces exemples d'interactions de régulation ont été réalisés pour un assez large éventail de configurations (mais généralement avec un correcteur PSS et un dispositif FACTS simultanément présents), dans deux réseaux tests (dont un correspondant à un grand réseau réel complexe) où à chaque fois le mode cible est un mode inter-régions.

Une solution pour contrer ce phénomène néfaste est proposée pour l'un de ces cas : il s'agit de remplacer les boucles de contrôle de puissance des correcteurs individuellement dimensionnées par un correcteur central MIMO, dimensionné par LMI, utilisant des entrées « lointaines ».

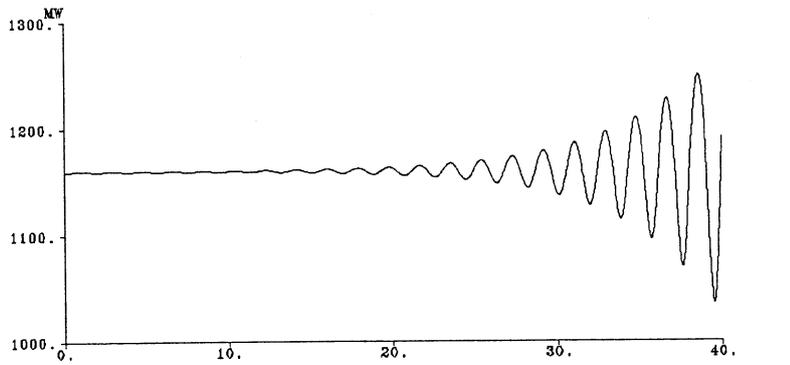


Figure 5.48
Puissance active circulant sur la ligne 73-64,
avec le réseau sans correcteur supplémentaire

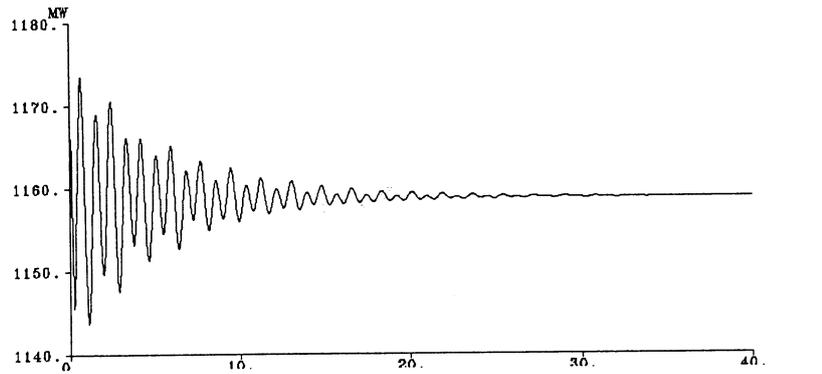


Figure 5.49
Puissance active circulant sur la ligne 73-64,
avec le réseau contenant un STATCOM-Résidu

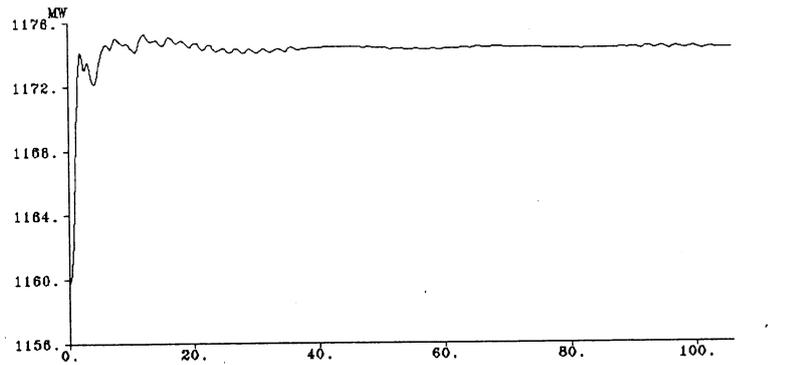


Figure 5.50
Puissance active circulant sur la ligne 73-64,
avec le réseau contenant un RFC-LMI

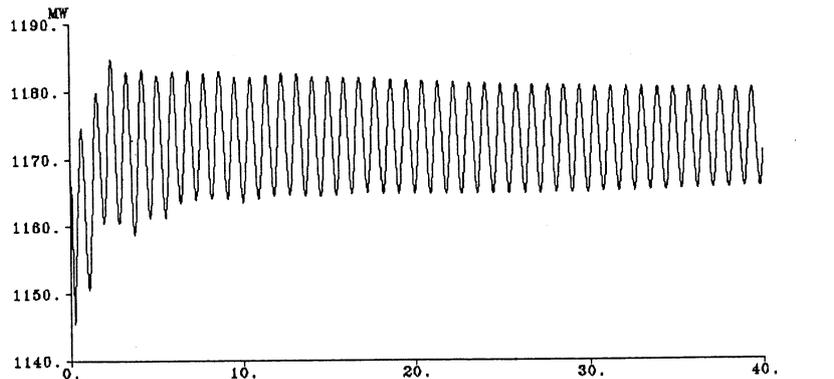
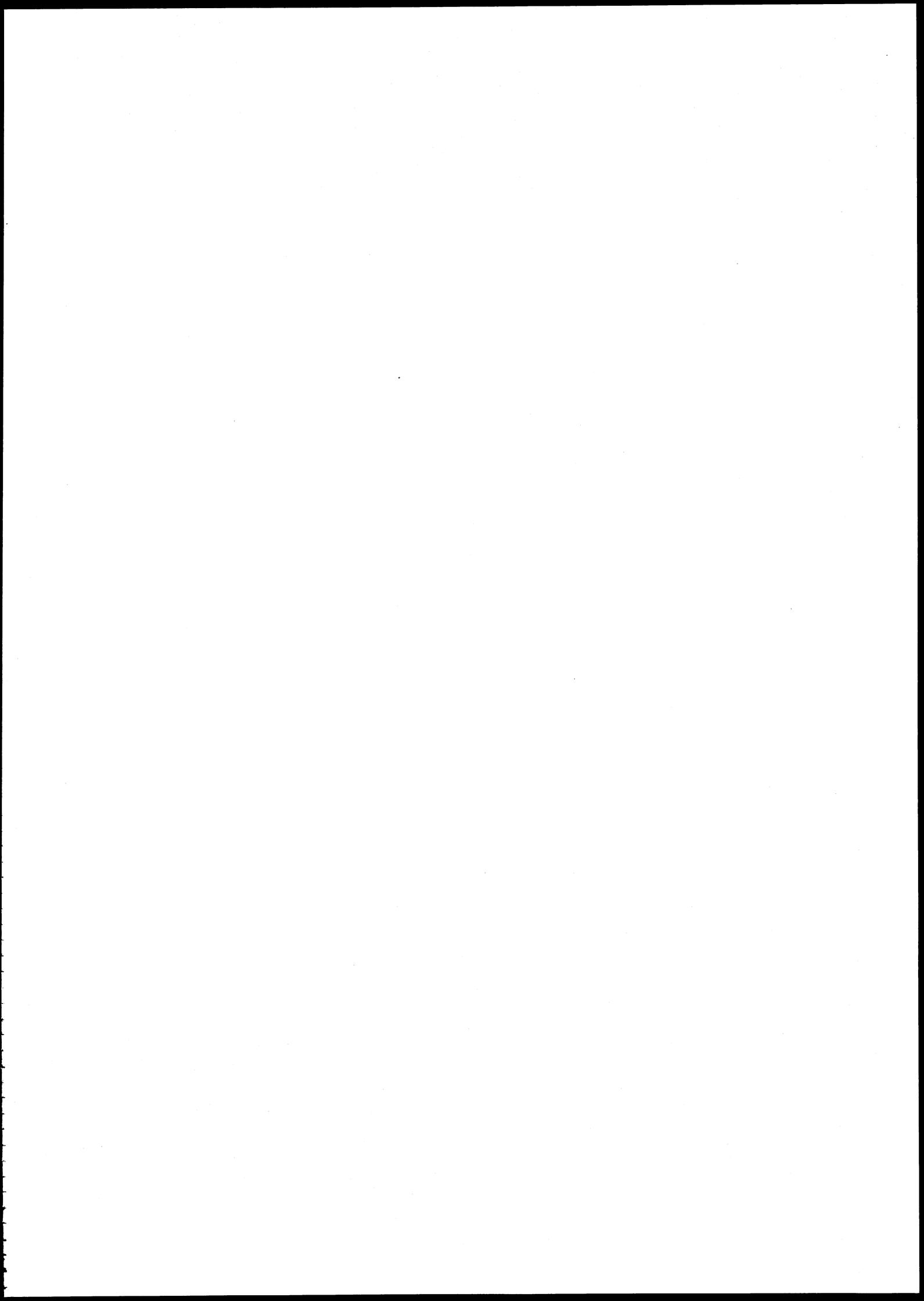
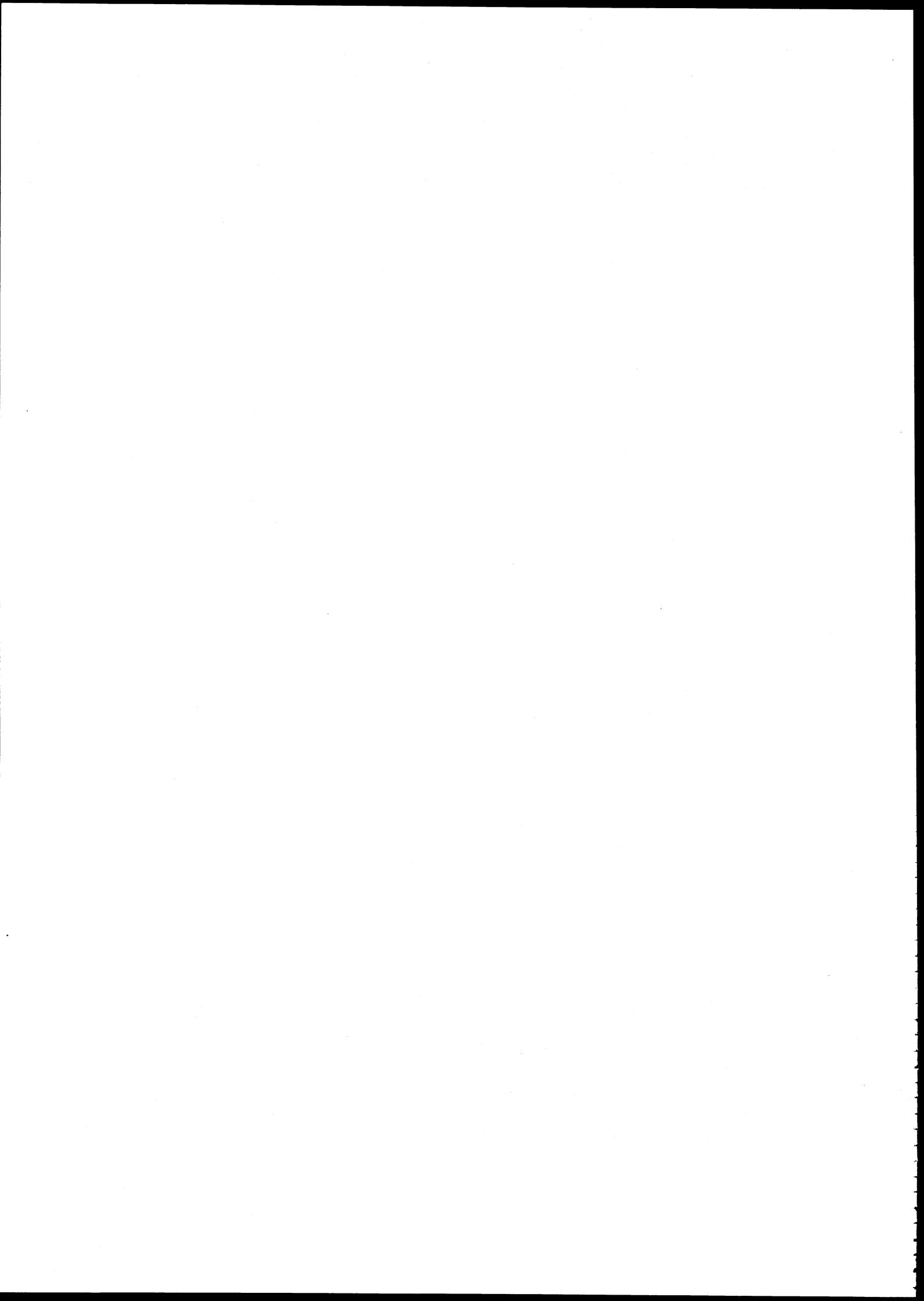


Figure 5.51
Puissance active circulant sur la ligne 73-64,
avec le réseau contenant un STATCOM-Résidu et un RFC-LMI





CONCLUSIONS

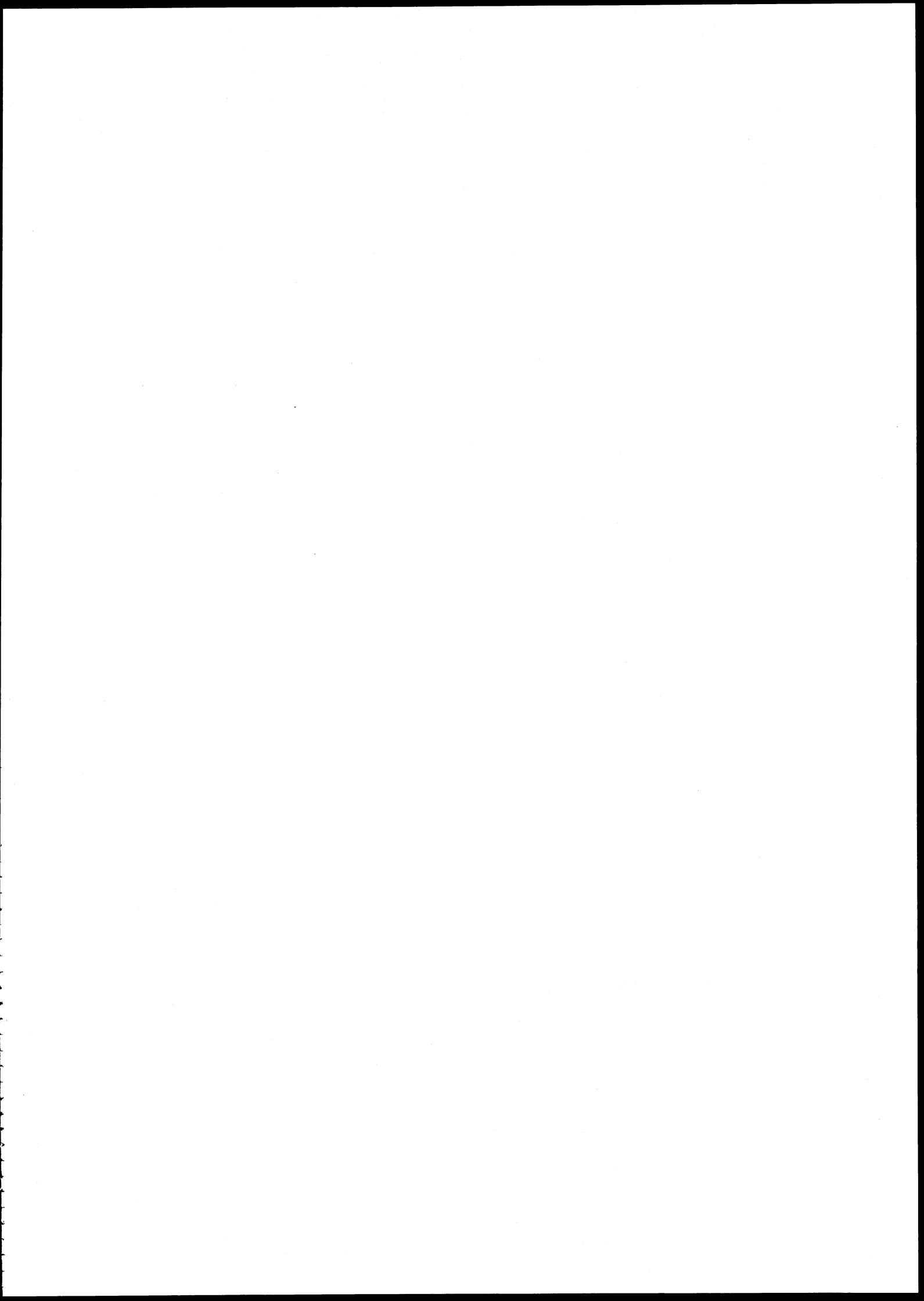
Nous avons présenté dans cette thèse des travaux qui utilisent les signaux « lointains » synchronisés par GPS (pour *Global Positioning System*) associés à des techniques de dimensionnement de correcteurs par la méthode « LMI » (pour *Linear Matrix Inequalities*) dans le but d'augmenter de façon sensible la stabilité des réseaux de transports et de réduire les phénomènes d'interactions de régulation.

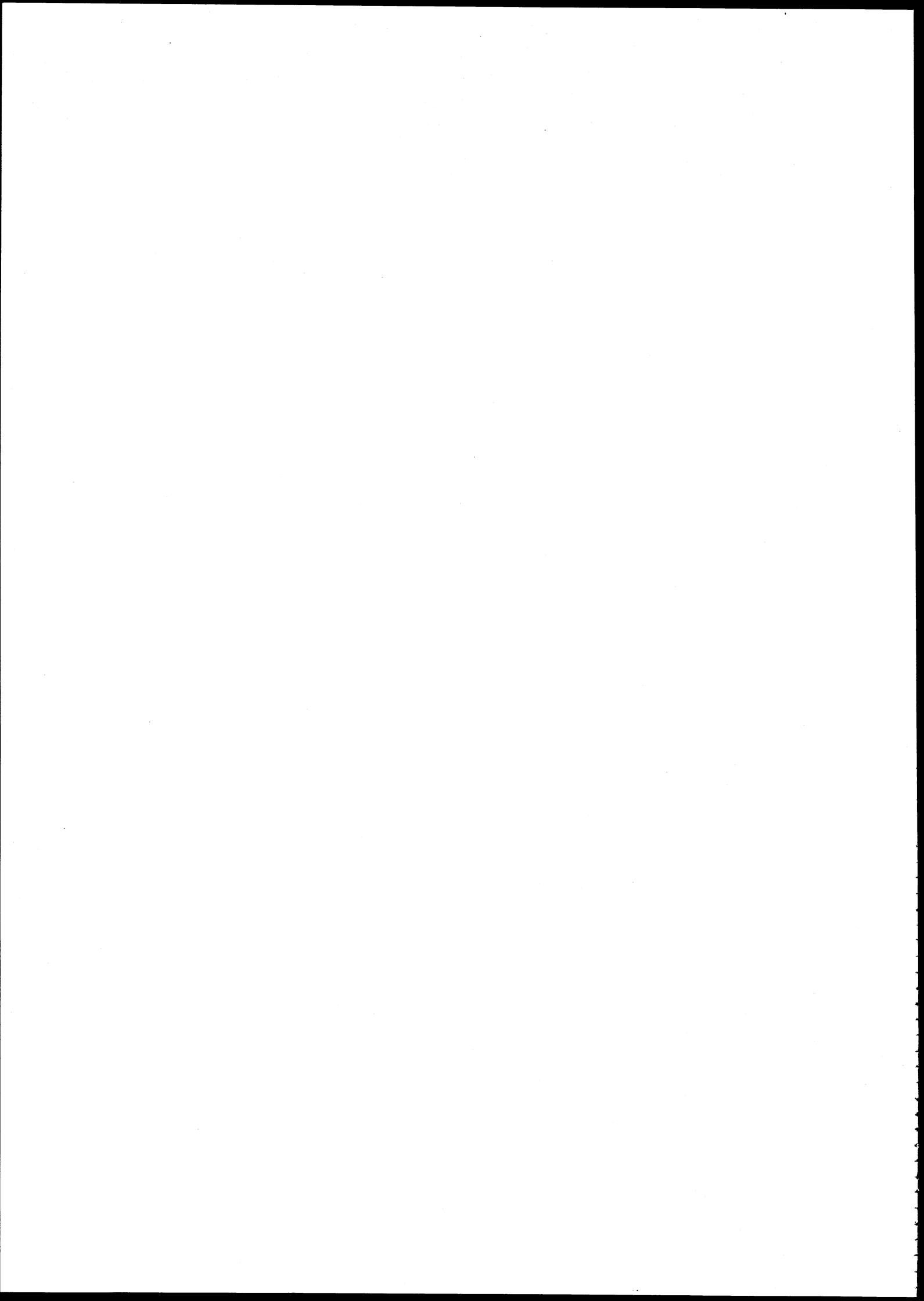
D'une part, des PSS (pour *Power System Stabilizer*) et des injecteurs de puissance réactive comme les STATCOM (pour *STATic COMpensator*) et des SVC (pour *Static Var Compensator*) ont été dimensionnés avec les techniques LMI. Des comparaisons avec des techniques de dimensionnement de correcteurs par Résidus, et par des techniques non-linéaire de Lyapunov ont été menées. Les techniques LMI ont permis la synthèse des correcteurs dynamiques plus performants pour amortir le mode oscillatoire critique quand celui-ci est un mode « inter-régions », et cela sans dégrader la robustesse de ces correcteurs par rapport à différents types d'événements.

D'autre part, pour des correcteurs PSS dimensionnés avec les techniques LMI, nous avons montré que la vision globale donnée par les signaux lointains fournissaient des correcteurs plus performants pour amortir les modes inter-régions, et cela toujours sans dégrader la robustesse de ces correcteurs face à différents types d'événements.

Enfin, nous nous sommes intéressés aux interactions de régulation entre correcteurs individuellement dimensionnés et simultanément présents dans un réseau ; notamment entre PSS et dispositifs FACTS (pour *Flexible AC Transmission System*). Nous avons vu au travers d'exemples que ces interactions peuvent dégrader l'amortissement de modes oscillatoires. Nous avons proposé une solution pour remédier à ce phénomène peu connu mais de plus en plus problématique. Cette solution consiste en la synthèse d'un correcteur dynamique MIMO (pour *Multiple Input Multiple Output*) ayant des entrées lointaines, et dimensionné par les techniques LMI.

Les résultats d'études au travers des analyses en petits signaux ont servi de base pour l'élaboration de solutions, cela avant de confirmer la validité de ces solutions par des simulations dynamiques avec un logiciel tenant compte des effets non-linéaires rencontrés dans les réseaux. Les modèles linéarisés de grande taille (parfois plus de 400 variables d'état) ont été réduits à une taille plus raisonnable - environ 10 variables d'état, la taille de nos correcteurs dynamiques - pour être traités par les algorithmes standards. Ces modèles réduits nous ont permis de travailler avec les dynamiques des modes les plus critiques des réseaux tests en rejetant les dynamiques des modes les moins importants. De plus, les correcteurs ont été testés sur deux réseaux, l'un de petite taille (4 machines) et l'autre de plus grande taille (29 machines).

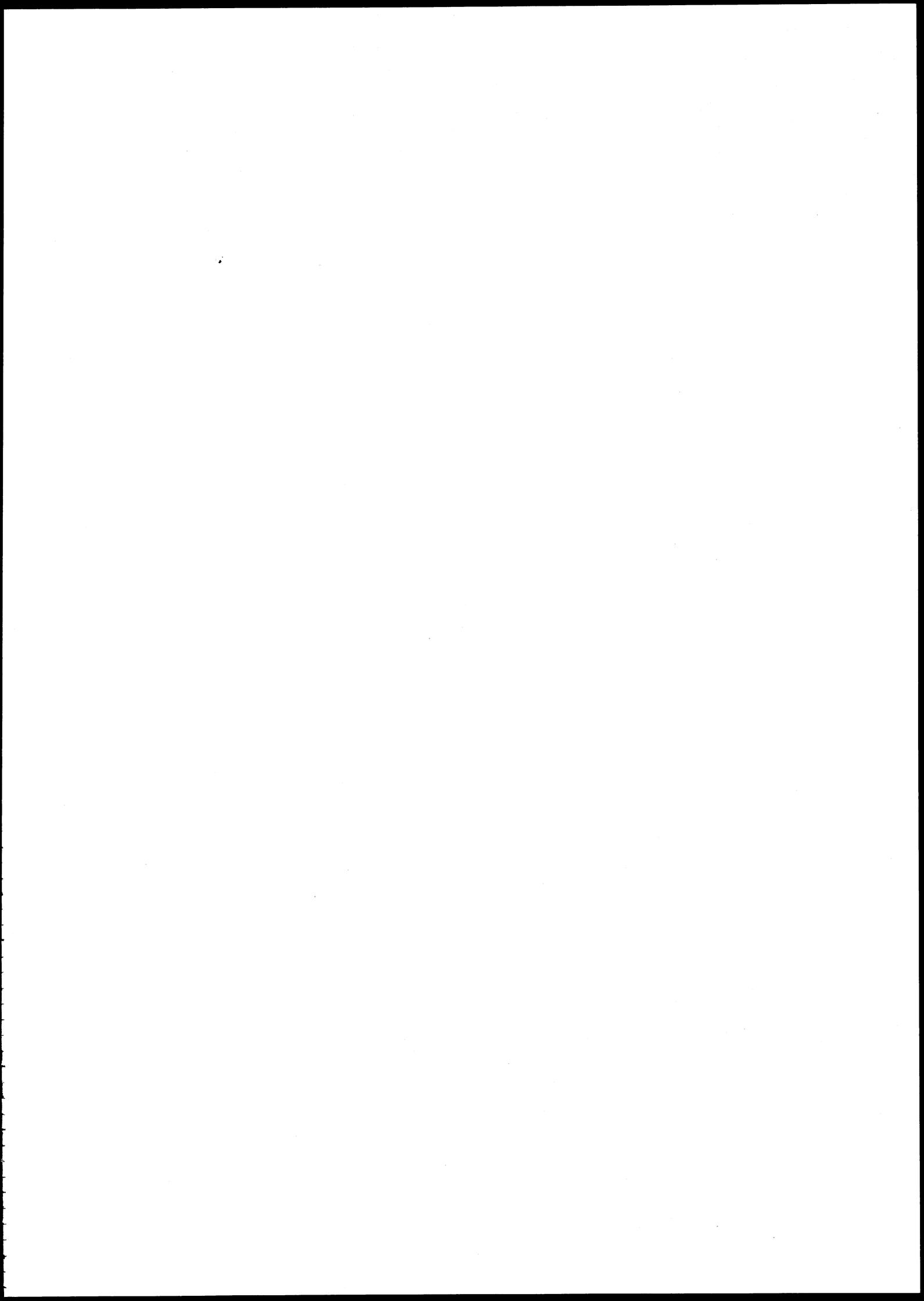


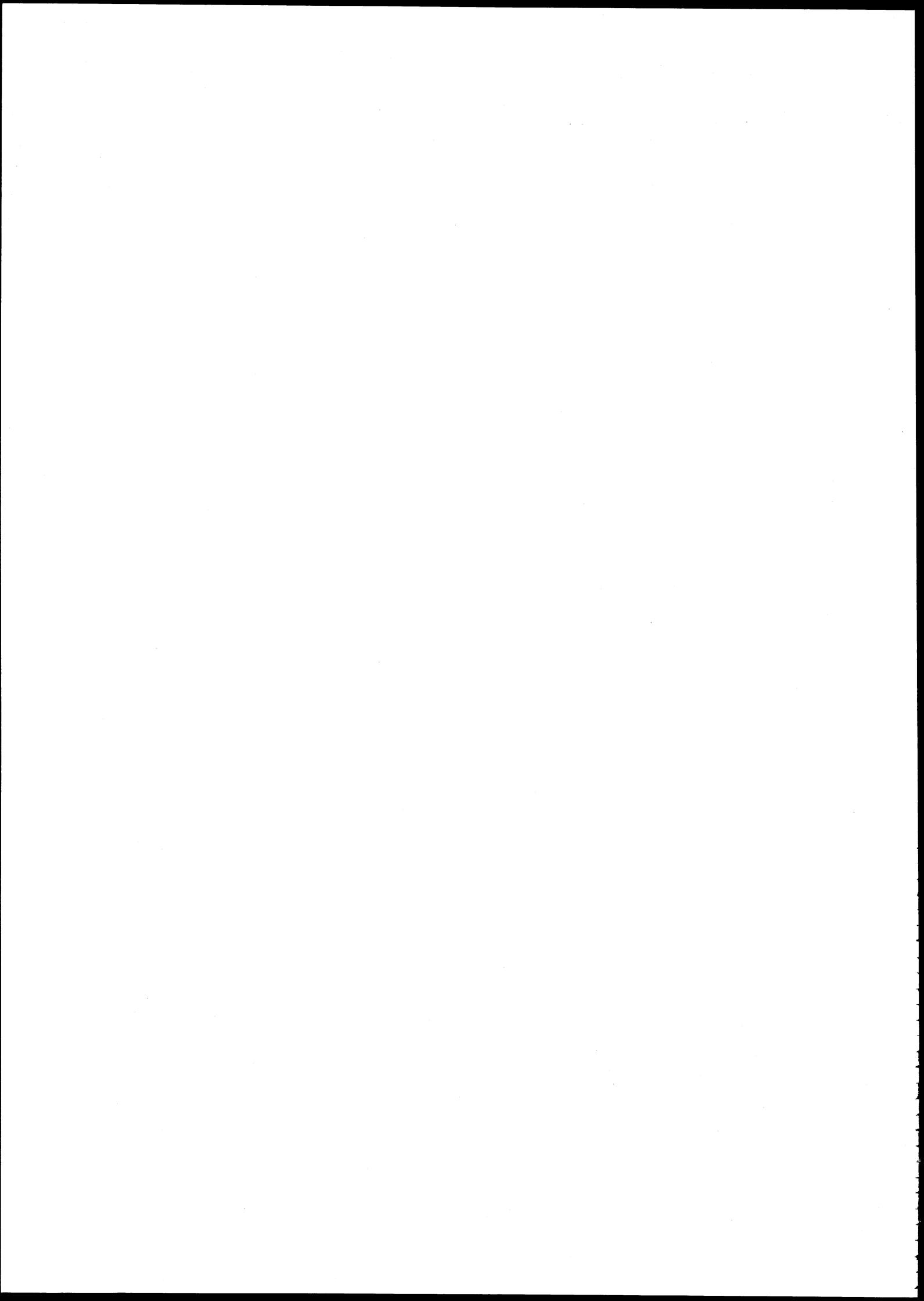


PERSPECTIVES

A travers ce travail, nous voyons quelques pistes qui nous semblent intéressantes d'aborder dans un futur proche :

1. L'adaptation et l'évaluation des correcteurs MIMO-LMI pour contrer les phénomènes d'interactions de régulation entre deux dispositifs FACTS ;
2. La validation de ces techniques sur le micro-réseau en cours de réalisation au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble. Ces tests permettront, nous l'espérons, de valider les approches proposées ;
3. Une étude plus poussée sur les correcteurs dynamiques MIMO à entrées lointaines, notamment pour augmenter leur robustesse ;
4. La généralisation de cette approche aux autres structures de commande tels que les dispositifs « FACTS séries », tels les TCSC (pour *Thyristor Controlled Series Capacitor*) et surtout les UPFC (pour *Unified Power Flow Controller*), notamment pour les phénomènes d'interactions de régulation et la possibilité offerte par les correcteurs MIMO-LMI d'y remédier ;
5. L'intégration de tous ces résultats en prenant en compte les retards au niveau des signaux lointains ;
6. La validation de ces techniques sur un réseau de transport réel.





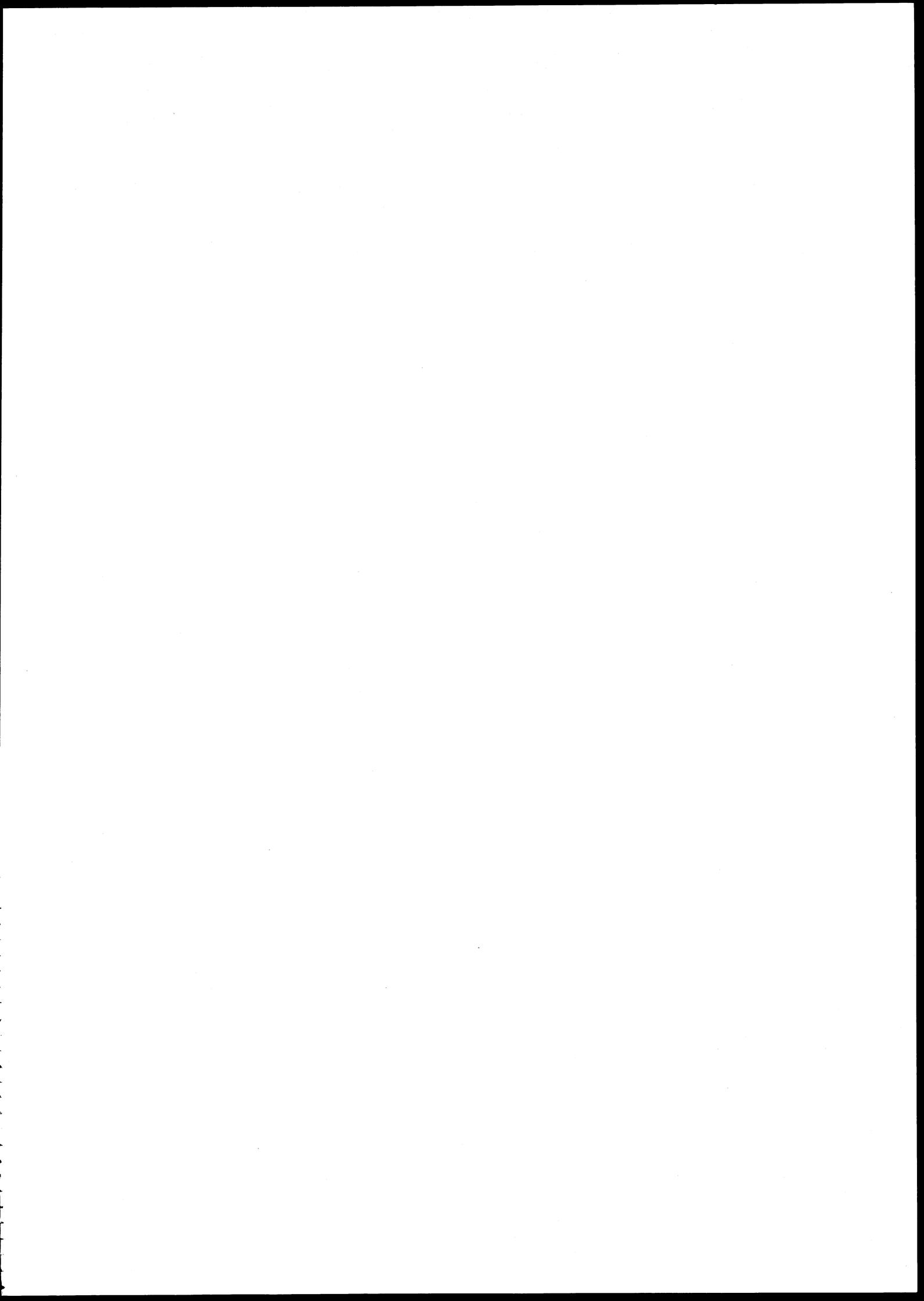
BIBLIOGRAPHIE

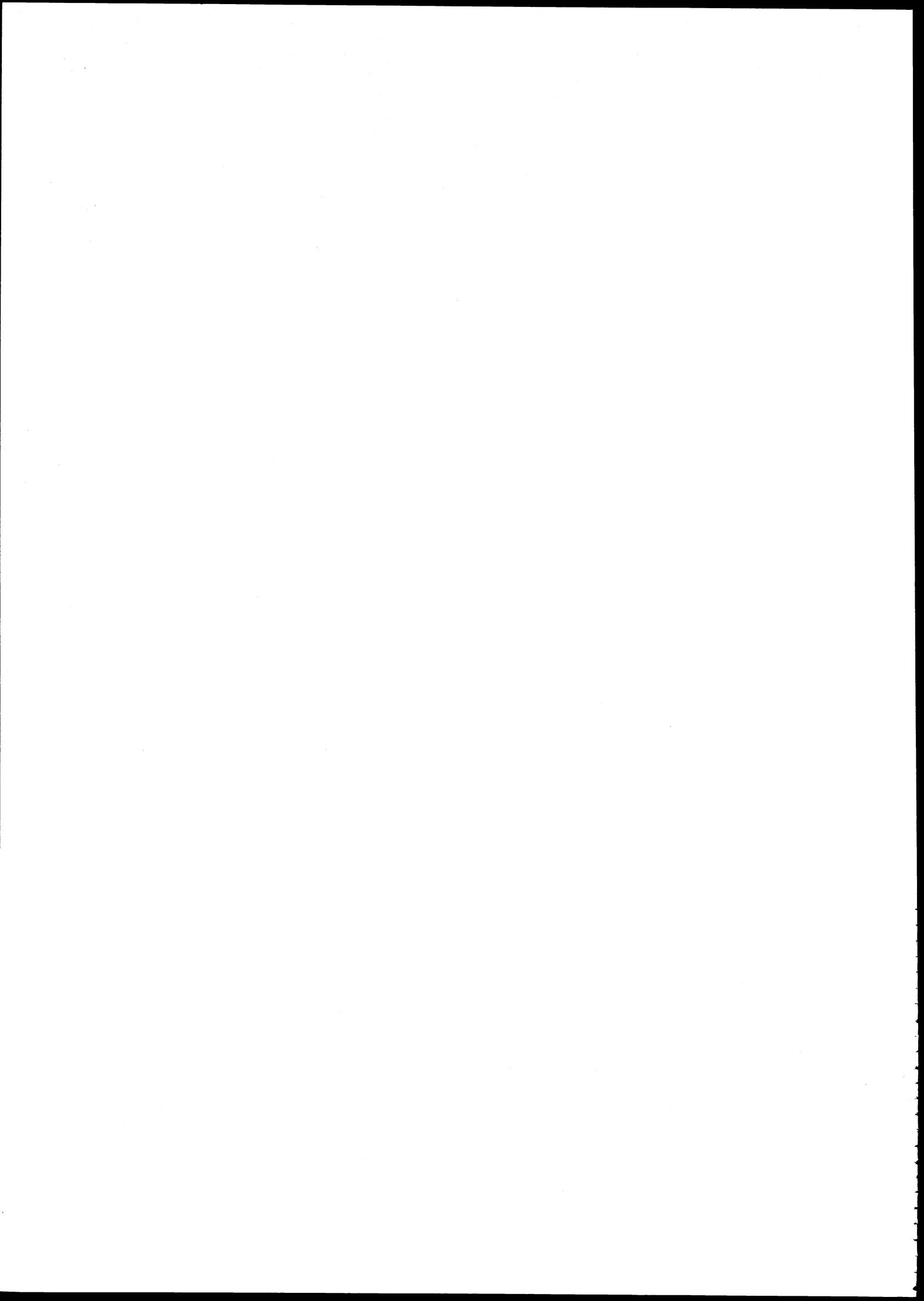
- [Abo-96] : *M.E. About-Ela, A.A. Sallam, J.D. McCalley and A.A. Fouad*. "Damping Controller Design for Power System Oscillations Using Global Signals", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 767-773, mai 1996.
- [Ada-97] : *M. Adamiak*, "Real-Time Substation Communications", Proceedings of the University of Wisconsin/INPG Substation Communications and Automation Short Course, Grenoble 3-5 novembre 1997.
- [And-77] : *P. M. Anderson, A. A. Fouad*, "Power System Control and Stability", Ames: The Iowa State University Press, 1977.
- [Bes-94] : *M. J. Beshir, R. J. Lee, D. J. Melvold, T. C. Cheng*, "System Studies for the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix Transmission Project Static Var Compensators", EPRI FACTS 3 : The future in high-voltage transmission, Baltimore, 5-7 octobre 1994.
- [Bia-01] : *S. Robak, J. W. Bialek, J. Machowski*, "Comparaison of different control structures for Lyapunov-based power system stabilizer", Article IEEE PICA 2001, #0-7803-6681-6/01, mai 2001.
- [CIG-99] : *Task Force CIGRE 38.02.16* « Impact of interaction among POWER System Controls », rapport final, novembre 1999.
- [Eur-99] : *EDF-TRACTEBEL*, Tutorial du logiciel Eurostag, Notes de release version 3.1 du logiciel Eurostag vol. 1 & 2, Notes de release version 3.2 du logiciel Eurostag vol. 1 & 2, 1999.
- [Fau-97] : *O. Faucon, L. Dousset*, "Coordinated Defense Plan Protects Against Transient Instabilities", IEEE Computer Applications in Power, vol. 10, no. 3, pp. 22-26, juillet 1997.
- [Fre-95] : *F. D. freitas, A. S. De Silva, A. J. A. Siloes Costa*, "Coordinated Setting of Stabilizers for Synchronous Generator and FACTS devices in Power Systems", Symposium CIGRE, Tokyo, 1995.
- [Gha-97] : *Laurent El Ghaoui*, "Cours de Commande Robuste, à l'école Polytechnique Majeure des Mathématiques appliquées", novembre 1997.
- [Ham-87] : *Hamouda A. E., M. R. Iravani, R. Hackman*, "Coordinated Static Var Compensators and Power Stabilizers for Damping Power System Oscillations", IEEE Transactions on Power Systems, n°4, novembre 1997.

- [Hau-95] : *H. J. Haubrich, T. Seitz, D. Povh*, "Static var Compensator with Fuzzy Control for Improvement of Power System Performance", CIGRE Symposium, Tokyo, 1995.
- [Hin-93] : *N.G. Hingorani*, "Flexible AC Transmission" IEEE spectrum vol. 30pp. 40-45, avril 1993.
- [Int1-99] : Internet sur GPS : <http://www.aero.org/publications/GPSPRIMER/index.html>, 1999
- [Int2-99] : Internet sur GPS : <http://www.utexas.edu/depts/grg/gcraft/notes/gps/gps.html>, 1999
- [Isi-89] : *A. Isidori*, "Nonlinear control systems – an introduction", Springer-Verlag, 2^{ème} édition, 1989
- [Kun-94] : *P. Kundur*, "Power System Control and Stability", New York: McGraw, Hill, Inc., 1994.
- [Kur-95] : *A. Kurita, H. Okubo, N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca*, "Application of fast Controllable Electronic Devices for Performant Enhancement in Tightly Interconnected System", CIGRE Symposium, Tokyo, 1995.
- [Lar1-81] : *E.V. Larsen and D.A. Swann*. "Applying Power System Stabilizers Part I: General Concepts" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3017-3024, juin 1981.
- [Lar2-81] : *E.V. Larsen and D.A. Swann*. "Applying Power System Stabilizers Part II: Performance Objectives and Tuning Concepts" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3025-3033, juin 1981.
- [Lar3-81] : *E.V. Larsen and D.A. Swann*. "Applying Power System Stabilizers Part III: Practical Considerations" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3034-3041, juin 1981.
- [Mac-93] : *Macrodyne, Inc.* "Phasor Measurement Unit-Model 1690" Application and Performance Data Sheet, 1993.
- [Mat-95] : "LMI Control Toolbox for Use with Matlab", the Mathworks Inc, novembre 1995.
- [Mek-99] : *Kérim Mekki*, "Les mesures synchronisées par GPS pour l'amélioration de la stabilité dynamique dans les réseaux électriques : Cas de la perte de signaux", rapport de DEA, septembre 1999.
- [Mek-00] : *Kérim Mekki, Aaron F. Snyder, Nouredine Hadjsaid, René Feuillet, Thibault Margotin*, "Damping Controller Input-Signal Loss Effects on the Wide-Area Stability of an Interconnected Power System", Article IEEE 2000 Summer Meeting #0-7803-6423-6/00, New-York, juillet 2000.

- [Mek-01] : *Kérim Mekki, Nouredine Hadjsaid, René Feuillet, Didier Georges*, "Design Of Damping Controllers Using Linear Matrix Inequalities Techniques And Distant Signals To Reduce Control Interactions", Article IEEE PICA 2001, #0-783-6423-6/00, Sydney, mai 2001.
- [Mek1-02] : *Kérim Mekki, Nouredine Hadjsaid, Didier Georges, René Feuillet*, "LMI versus non-linear techniques for the design of FACTS controller", Article IEEE Winter Power Meeting, New-York, 27-31 janvier 2002.
- [Mek2-02] : *Kérim Mekki, Nouredine Hadjsaid, Didier Georges, René Feuillet, A. G. Phadke*, "Wide-Area Measurements for Power System Oscillations and FACTS Interactions", Article 14^{ème} conférence PSCC, 22-24 juin 2002.
- [Mih-95] : *R. Mihalic, P. Zunko, D. Povh*, "Modeling of Unified power Flow Controller and its Impact on Power Oscillation Damping", CIGRE Symposium, Tokyo, 1995.
- [Mil-97] : *Lamine Mili* "Opportunity study on the use of phasor measurement in an interconnected power system" 1997.
- [Nor-97] : *Noroozian Mojtaba* "A robust control strategy for shunt and series reactive compensators to damp electromechanical oscillations", article IEEE, #PE-244-PWRD-0-12-1997, décembre 1997.
- [Pas-91] : *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.
- [Pas-95] : *J. J. Passerba, C. Concordia, E. Ierch, 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.
- [Pas-98] : *JC. Passelergue*, "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques", thèse au LEG, novembre 1998.
- [Pet-97] : *P. Petitclair*, "Modélisation et commande de structure FACTS (Flexible AC Transmission System) : application au STATic COMPensator", thèse au LEG, juillet 1997.
- [Pha-97] : *A. G. Phadke*, Communication personnelle à Aaron F. Snyder, , Grenoble, septembre à décembre 1997.
- [Ram-89] : *A. J. P. Ramos, H. Tyll*, "Dynamic Performances of a Radial Weak Power System with Multiple Static Var Compensator", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, n°4, octobre 1989.
- [Sam-97] : *Olof Samuelsson*, "Power System Damping : Structural aspects of controlling active power", thèse à Lund, 1997.

- [Sam-00] : *Sami Ammari*, "Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion", thèse au LEG, novembre 2000.
- [Ser-96] : *Y. Serizawa, M. Myoujin, S. Miyazaki., K. Kitamura*, "Transmission Delay Variations in OPGW and Overhead Fiber-Optic Cable Links", 1996 IEEE/PES Summer Meeting Paper #PE-369-PWRD-0-12-1996.
- [Sny-98] : *Aaron F. Snyder* "Rapport de recherche: synthèse d'un correcteur, positionnement et réglage", rapport interne 1998.
- [Sny-99] : *Aaron F. Snyder*, "Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés", thèse au LEG, octobre 1999.
- [Wor-94] : *Working group H-7 of the relaying channels subcommittee of the IEEE power system relaying committee*, "Synchronised Sampling and Phasor Measurement for Relaying and Control", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, no. 1, 1994.
- [Yan-97] : *Ning Yang, Quinghua Liu, James D. Mc Calley*, "TCSC Controller Design for Damping Interarea Oscillations", article IEEE, décembre 1997.
- [Yos-98] : *K. Yoshimura* "Multi input PSS optimization method for practical use by considering several operating conditions", article IEEE, 1998.
- [Yu-98] : *Chi-Shan Yu* "A practical Design of TCSC controllers for the inter-area transient stability control using real time measurements", article IEEE, 1998.





ANNEXE A

Réalisation du détecteur de pertes de signal – commutateur, adapté au PSS ([Mek-99])

Cette annexe présente le détail de la réalisation du détecteur de pertes de signal – commutateur, adapté au PSS. Dans ce cas, on utilise le même correcteur que ce soit avec le signal lointain ou avec le signal de remplacement. Notons que cette solution ne donne pas de solutions intéressantes indépendamment du réseau, et que la première solution consistant à remplacer le signal perdu et la boucle « RFC » par un signal local et une boucle « LFC » s'adapte mieux à tous type de réseaux.

En effet, on a désiré une solution qui utilise le même correcteur, qu'il y ait perte de signal ou pas, c'est à dire sans re-dimensionner le correcteur. Rappelons que le correcteur RFC est type de correcteur utilisant des entrées lointaines, et qu'il remplace le correcteur LFC (*Local Feedback Controller*) n'utilisant que des entrées locales, et donc moins performant pour l'amortissement des oscillations inter-régions. Une solution acceptable serait de permettre à un correcteur RFC ayant perdu tous ses signaux lointains de conserver des performances toujours supérieures à celles d'un LFC.

Une solution pour pallier cette perte est présentée et testée. Il s'agit de remplacer le signal lointain perdu par un signal proche analogue. En effet, les oscillations se faisant en opposition de phases dans les deux régions, les oscillations basses fréquences sont relativement similaires des deux côtés, notamment pour des signaux d'entrées issus de générateurs relativement identiques dans chaque région comme c'est le cas dans le réseau de 4 machines. La structure générale d'un détecteur-correcteur ainsi que sa programmation sous le logiciel Eurostag [Eur-99] dans deux configurations de réseaux sont présentés. Ce détecteur-correcteur permet de détecter la perte d'un signal et de le remplacer automatiquement.

La méthode proposée consiste à remplacer le signal lointain perdu par un signal proche analogue par le biais d'un détecteur de perte de signal (cf. Figure 1.7). Par signal analogue, on entend signal de même nature : par exemple si le signal perdu est une puissance active d'une machine lointaine, le signal de remplacement sera la puissance active d'une machine proche du régulateur.

Cette méthode doit son efficacité à la similitude des oscillations inter-régions dans les différentes zones. En effet les oscillations étant en opposition de phase, les oscillations sont similaires des deux côtés (Cf Figure A.1, page suivante). Cela est encore plus vrai si les deux machines sont identiques. Sur la Figure A.1, on constate que les harmoniques primaires (les oscillations inter-régions, à 0.8Hz) sont relativement similaires dans les deux cas.

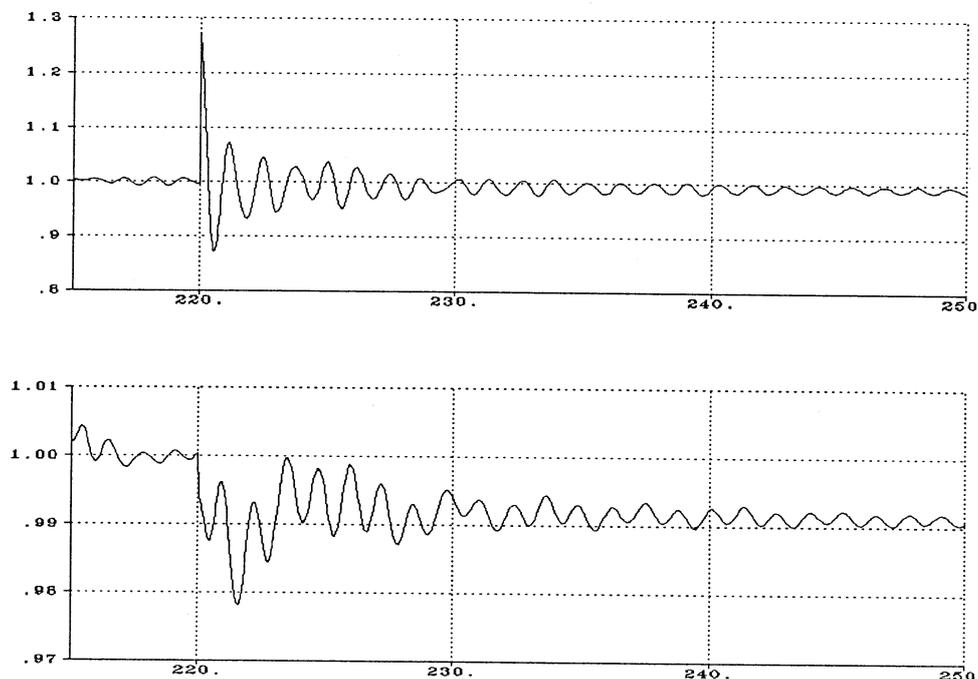


Figure A.1

Puissance électrique, en pu, de deux générateurs identiques (GEN 2 et GEN 12 du réseau de 4 machines, cf. Figure 4.1), la figure supérieure représente le signal qui est perdu, et la figure inférieure le signal de remplacement (ou signal local)

La Figure A.2 précise le principe de fonctionnement du détecteur – commutateur utilisé.

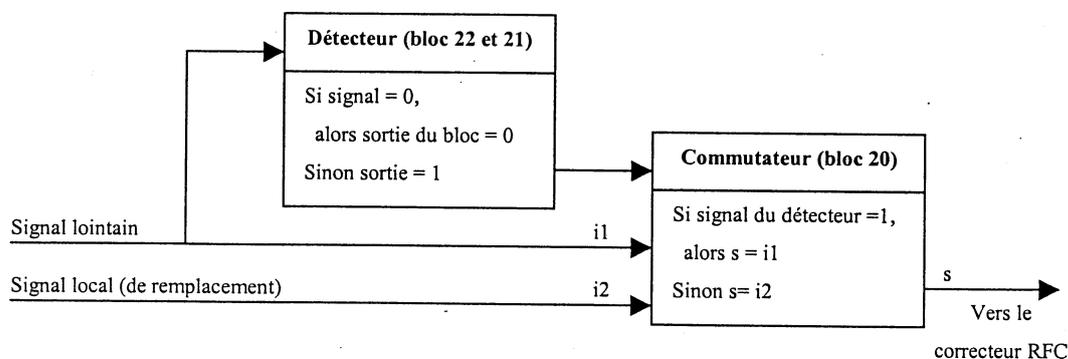


Figure A.2

Principe de fonctionnement du détecteur – commutateur

La Figure A.3 précise le principe de fonctionnement du détecteur – commutateur tel qu'il a été implanté sous le logiciel Eurostag dans un premier temps.

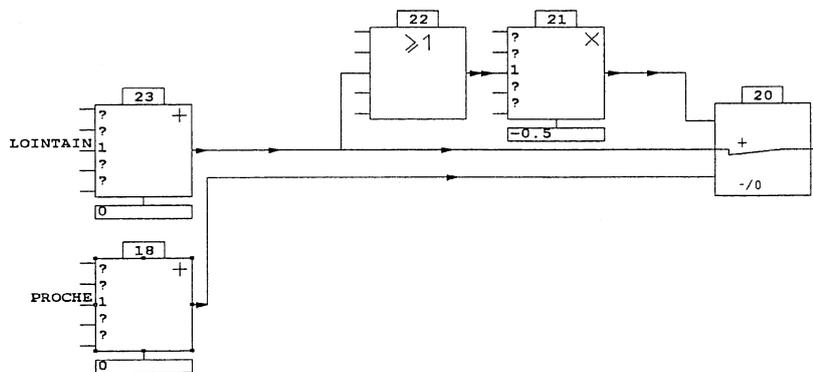


Figure A.3
Principe de fonctionnement du détecteur – commutateur implanté sous Eurostag

Le détecteur-commutateur final - utilisé pour les correcteurs du réseau de 29 machines - présenté à titre indicatif Figure A.4, plus complexe, est monté sur chaque entrée de signal lointain du RFC. Il possède plusieurs caractéristiques supplémentaires, entre autres :

- la commutation du LFC vers le RFC peut se faire de manière progressive (pendant une durée prédéterminée). Notons que cette commutation progressive à son importance : elle évite d'ajouter des dynamiques supplémentaires aux comportements du réseau en cas de pertes de signal dû à une commutation « brusque » de changement de signal d'entrée ;
- la prise en compte de la perte d'un signal n'est effectuée seulement si ce signal prend la valeur 0 pendant une durée minimale elle aussi prédéterminée.

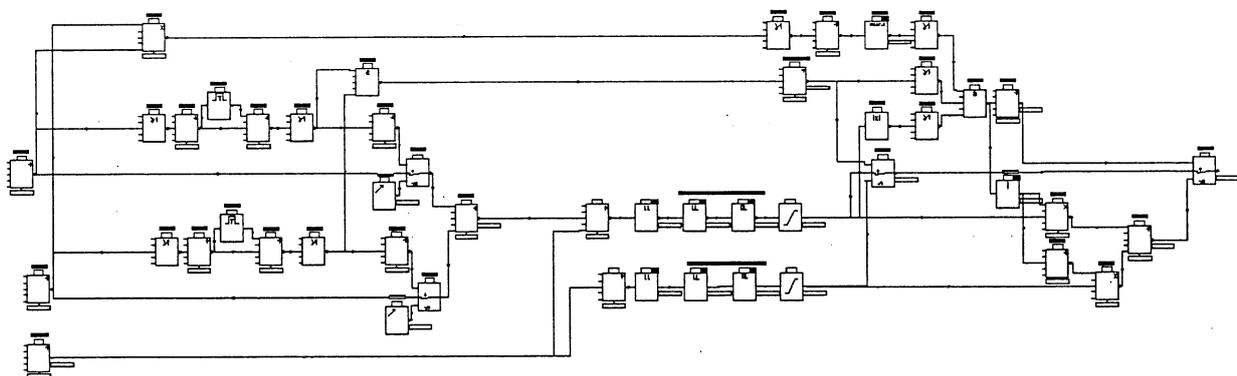


Figure A.4
Le détecteur – commutateur final utilisé sous Eurostag

Des tests ont été effectués sur les réseaux de 4 machines et de 29 machines présentés respectivement en 4.1 et en 4.6. Le remplacement de signal a permis aux réseaux de conserver leur stabilité en cas de pertes de signaux lointains, et avec des incidents intervenant sur les réseaux.

La Figure A.5 présente un test de stabilité mené dans le réseau de 4 machines sur un RFC (placé sur le générateur GEN 12 et ayant comme signal d'entrée la puissance accélératrice du GEN 1 et comme signal de remplacement la puissance accélératrice du GEN 12). On constate que le remplacement de signal lointain permet au réseau de conserver sa stabilité pour un défaut fugitif à $t=200s$ alors que sans remplacement le réseau devient instable.

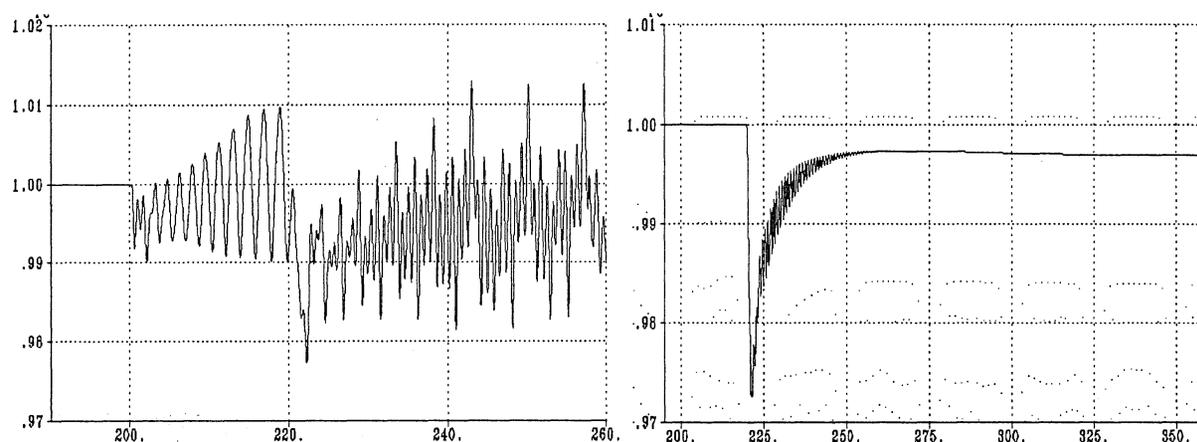


Figure A.5
Vitesse angulaire du générateur GEN 12 (en per unit) sans remplacement (à gauche) puis avec remplacement (à droite) du signal perdu, pour un défaut fugitif se produisant à $t=200s$, simulations effectuées sous Eurostag.

Le Tableau A.1 présente les performances de correcteurs (ici taux d'amortissement du mode inter-régions critique) avec différentes configurations de pertes de signaux. Le correcteurs RFC-MIMO correspond au configuration de correcteur présenté par la Figure 4.56 (il possède 8 entrées, dont 6 lointaines. Les signaux lointains perdus sont remplacés par les signaux locaux analogues : par exemple une puissance mécanique lointaine est remplacée par la puissance mécanique du générateur local).

	Cas sans correcteur sans perte de signal	Cas avec LFC sans perte de signal	Cas RFC sans perte de signal	Cas RFC avec perte de 1 seul signal	Cas RFC avec perte de 2 signaux	Cas RFC avec perte de 3 signaux	Cas RFC avec perte de 6 signaux
Taux d'amortissement (*10e-3)	-5,11	+3,11	+3,64	+3,64	+3,69	+3,43	+2,09

Tableau A.1
Les modes d'oscillations les moins amortis du réseau de 4 machines

ANNEXE B

Détail des équations d'état ([Sny-99])

Cette annexe présente le détail des équations d'état :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\lambda}_f \\ \Delta \dot{\lambda}_D \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q1} \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q2} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ 0 & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ 0 & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_f \\ \Delta \lambda_D \\ \Delta \lambda_{Q1} \\ \Delta \lambda_{Q2} \\ \Delta \omega \\ \Delta \theta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & b_{12} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ b_{51} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta EFD \end{bmatrix}$$

B.1. Matrice d'état A

Ligne 1: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_f)$ par rapport à chaque variable d'état.

Ligne 2: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_d)$ par rapport à chaque variable d'état.

Ligne 3: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_{Q1})$ par rapport à chaque variable d'état.

Ligne 4: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_{Q2})$ par rapport à chaque variable d'état.

Ligne 5: la dérivée partielle de $d/dt(\omega)$ par rapport à chaque variable d'état.

Ligne 6: la dérivée partielle de $d/dt(\theta)$ par rapport à chaque variable d'état.

Le détail de ces équations sont données dans [Eur-99].

Tableau B.1. Définitions des variables des équations d'état

Variable	Définition, Unité
Ra	stator resistance, pu
Ld	d-axis armature flux, pu
Md	d-axis mutual inductance, pu
RD	d-axis damper winding resistance, pu
LD	d-axis damper winding reactance, pu
Rf	rotor field resistance, pu
Lf	rotor field inductance, pu
Lq	q-axis armature flux, pu
Mq	q-axis mutual inductance, pu
rQ1	first q-axis damper winding resistance, pu
lQ1	First q-axis damper winding reactance, pu
rQ2	Second q-axis damper winding resistance, pu
lQ2	Second q-axis damper winding reactance, pu
UoR	Real axis machine terminal voltage, pu
UoI	Imaginary axis machine terminal voltage, pu
IoR	Real axis machine node injection current, pu
IoI	Imaginary axis machine node injection current, pu
thetao	q-axis position, degrees
udo	d-axis voltage, pu
uqo	q-axis voltage, pu
ido	d-axis current, pu
iqo	q-axis current, pu
lambdaado	d-axis mutual flux
lambdaaqo	q-axis mutual flux
ifo	Field excitation current, pu
lambdaQ1o	First q-axis damper winding flux
lambdaQ2o	Second q-axis damper winding flux
lambdaado	d-axis damper winding flux
lambdafo	Field flux
cmo	Couple mécanique nominal, pu
efdo	Tension d'excitation nominale, pu

ANNEXE C

Logiciels utilisés ([Eur-99], [Mat-95])

C.1. EUROSTAG : un logiciel d'étude dynamique des réseaux

L'étude des phénomènes d'interaction demande l'utilisation d'un outil informatique adapté.

EUROSTAG est un progiciel de simulation du comportement dynamique des réseaux. Il a été développé par EDF et TRACTEBEL. Il se caractérise par l'utilisation d'un pas d'intégration variable, qui s'ajuste automatiquement en fonction de la dynamique des phénomènes apparaissant au cours de la simulation.

Cependant 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, en particulier les machines et leurs régulations, adoptée par EUROSTAG permet de remplir les conditions énoncées précédemment.

De plus, EUROSTAG, depuis sa version 2.4 (la plus récente version, fin 2001, est la version 4.1), présente un attrait particulier pour l'étude en petits signaux, puisqu'il est possible de linéariser les équation 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.

C.2. MATLAB : un logiciel de calculs mathématiques

Le couplage EUROSTAG-MATLAB permet d'accéder facilement à la représentation d'état linéarisée du système et d'appliquer ensuite la théorie des petits signaux.

En effet, MATLAB est un logiciel de calculs mathématiques de Math Works très utilisé par la communauté scientifique. Il nous permettra d'effectuer l'ensemble des calculs matriciels sur les matrices d'état afin d'accéder aux valeurs propres du système ainsi qu'aux différents facteurs de commandabilité et d'observabilité, ou encore aux facteurs de participation, permettant l'analyse des réseaux.

De plus, MATLAB possède un grand nombre de boîtes à outils, avec entre autres des techniques concernant le dimensionnement par LMI (*Linear Matrix Inequalities*) - ou encore des techniques d'optimisation utilisant les LQR (*Linear Quadratic Regulator*).

ANNEXE D

Détail sur le réseau de 4 machines

D.1. Le réseau test de 4 machines ([Sny-99])

Le réseau test à 4-machines utilisé dans cette thèse est montré sur la Figure D.1. Un réseau à 6-nœuds à l'origine, ce réseau a été modifié par l'addition des transformateurs entre chaque générateur et les lignes de transmission ; le réseau maintenant rassemble au réseau à 4 machines du [Kun-94]. A l'origine, ce réseau test a été créé particulièrement pour les analyses et les études du problème des oscillations inter-régions [Kun-94]. Actuellement, ce réseau est devenu une référence pour étudier les oscillations inter-regions.

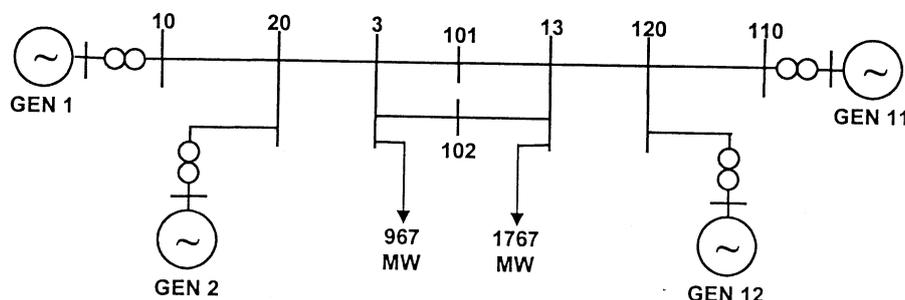


Figure D.1.
Réseau test de 4 machines

Les quatre générateurs GEN1, GEN2, GEN11 et GEN12 sont visibles sur la Figure D.1. ainsi que leurs transformateurs 20kV/230kV associés. Il y a deux charges dans le réseau aux nœuds 3 et 13. Les impédances des transformateurs et des lignes sont données dans le Tableau D.1., les données des générateurs, charges et tensions sont énumérées dans le Tableau D.2. Les valeurs en per-unit ont été calculées sur une base 100MVA.

Pour l'analyse en petits signaux des réseaux tests, quelques hypothèses ont été faites :

1. les charges ont été modélisées en tant qu'impédances constantes ;
2. les générateurs ont été décrits par un modèle à deux axes ;
3. la turbine et sa régulation ont été modélisées avec une fonction standard ;
4. le système d'excitation pour chacun des générateurs a été également modélisé en détail ;
5. les correcteurs supplémentaires quelque soit leur type PSS, STATCOM et SCV ont été modélisés en détail.

Nœud d'origine	Nœud de terminus	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Demi-conductance (pu)
GEN1	10	0.0	0.0167	--
GEN2	20	0.0	0.0167	--
GEN11	110	0.0	0.0167	--
GEN12	120	0.0	0.0167	--
10	20	0.0025	0.025	0.021875
20	3	0.001	0.01	0.00875
3	101	0.011	0.11	0.09625
3	102	0.011	0.11	0.09625
101	13	0.011	0.11	0.09625
102	13	0.011	0.11	0.09625
13	120	0.001	0.01	0.00875
120	110	0.0025	0.025	0.021875

Tableau D.1.
Les impédances du réseau test de 4 machines

Machine ou charges	Module de la Tension (per unit)	Angle de la Tension (degrees)	Puissance Active (MW)	Puissance Réactive (MVAR)
GEN1	1.03	18.56	700	185
GEN2	1.01	8.8	700	235
GEN11	1.03	-8.5	719	176
GEN12	1.01	-18.69	700	202
Load 3	0.96	-6.4	967	100
Load 13	0.97	-33.86	1767	100

Tableau D.2.
Données des machines et charges pour le réseau test de 4 machines

Les modèles des machines [Kun-94], la turbine et sa régulation [Eur-99], les régulateurs de tension [Kun-94, Eur-99] et les correcteurs supplémentaires sont décrits dans le Chapitre II. Pour terminer la formulation des matrices d'état, toutes les variables d'état et des équations ont été linéarisées autour d'un point de fonctionnement, comme cela a été développé dans la partie 2.2.7. Les paramètres externes des générateurs sont donnés dans le Tableau D.3., alors que le Tableau D.4. contient les paramètres d'un régulateur de tension de type ST1. Les conditions initiales y sont calculées par Eurostag. Les paramètres internes des machines comprenant les résistances et des inductances, sont d'abord calculés à partir de l'ensemble paramètres externes, y compris les réactances et les constantes de temps. A partir de cette approche, le Tableau D.5. contient les paramètres internes les générateurs et le Tableau D.6. contient les paramètres initiaux correspondants.

Paramètre	Générateurs 1 et 2	Générateurs 11 et 12
x_d	1.8	1.8
x'_d	0.3	0.3
x''_d	0.25	0.25
x_q	1.7	1.7
x'_q	0.55	0.55
x''_q	0.25	0.25
Ra	0.0025	0.0025
XI	0.2	0.2
T'_{do}	8.0	8.0
T''_{do}	0.03	0.03
T'_{qo}	0.4	0.4
T''_{qo}	0.05	0.05
H	6.5	6.175

Tableau D.3.
Paramètres externes des machines
du réseau test de 4 machines

Paramètre	Valeur
KA	345.1265
TA	0.0116
KF	0.0551
TF	2.1511
V_{lmax}	12.137
V_{lmin}	-12.137
EFD_{max}	$V_{term}(12.137) - I_{field}$
EFD_{min}	$V_{term}(-12.137) + I_{field}$
RC	0.0
XC	0.0
TR	0.01

Tableau D.4.
Données d'un régulateur de
tension de type type ST1

Paramètre	Gen 1,2, 11,12,
Ra	0.0025
Ld	0.2
Lq	0.2
r_f	0.0006
r_D	0.0172
r_{Q1}	0.0231
r_{Q2}	0.0241
L_f	0.1123
L_D	0.0955
L_{Q1}	0.0547
L_{Q2}	0.9637
M_d	1.6
M_q	1.5

Tableau D.5.
Paramètres internes des machines

Paramètre	Gen 1	Gen 2	Gen 12	Gen 11
UR_o	-0.2941	0.5908	0.1065	-0.8224
UI_o	0.9871	-0.8192	0.9972	-0.6201
IR_o	-0.0267	0.2648	0.3749	-0.8052
Ii_o	0.8569	-0.8511	0.7957	-0.3461
ud_o	-0.9953	0.9572	-0.97	1.0
uq_o	0.6927	-0.2182	1.0464	-0.5672
id_o	-0.1045	0.1087	0.1073	0.1069
iq_o	0.1044	-0.0896	0.0682	0.0737
Θ_o	0.0293	0.3	-0.442	-1.1667
λ_{ad_o}	0.0191	-0.0212	0.0187	-0.0199
λ_{aq_o}	0.0235	-0.0205	0.0162	0.0121
λ_{Q1_o}	0.0235	-0.0205	0.0162	0.0121
λ_{Q2_o}	0.0235	-0.0205	0.0162	0.0121
λ_{d_o}	0.1355	-0.1431	0.1376	-0.1392
λ_{q_o}	0.0322	-0.0349	0.032	-0.0333
if_o	0.1165	-0.1219	0.1189	-0.1193
efd_o	-0.1863	0.1951	-0.1903	0.1909
tm_o	-0.0005	-0.0005	-0.0004	0.0003

Tableau D.6.
Paramètres initiaux des machines

Eurostag a été également employé pour exécuter les analyses petits signaux et pour les simulations temporelles. En bref, Eurostag calcule la répartition de charges basée sur la topologie et données statiques du réseau puis les simulations temporelles se font avec les données dynamiques des machines et leurs réglages. Tandis que l'analyse petits signaux n'est pas possible avec Eurostag lui-même, il est possible de sauvegarder le modèle d'état à un instant de temps donné pendant les simulations temporelles dans un format compatible avec celui de Matlab [Eur-99]. L'utilisation de Matlab en parallèle avec Eurostag fournit les outils requis pour toutes les analyses de cette thèse.

Cependant, il y a plusieurs inconvénients à utiliser les deux logiciels de cette manière. Il n'est pas possible de voir les équations d'état telles qu'elles sont utilisées dans les calculs et les

simulations. Il est possible par contre d'écrire toutes les équations décrivant les machines et leurs interactions employées par les logiciels à partir des guides de l'emploi. La matrice contenant les connexions des machines par les lignes de connexion Y-bus est également non-disponible comme une sortie de Eurostag, mais le calcul de cette matrice peut être fait de la même façon décrite dans [And-77]. La stabilité des réseaux multi-machines est également traitée dans [And-77] et cette référence est citée dans [Eur-99].

D.2. Le réglage des correcteurs du réseau test de 4 machines

Les autres réglages sont énumérés ici.

1. AVR/RT régulation (gain simple) :

$$K = 200 ; \text{EFDmax} = 20,0 ; \text{EFDmin} = -10,0.$$

2. Turbine :

$$T_s = 0,1 ; T_c = 0,5 ; T_3 = 0,0 ; T_4 = 1,25 ; T_5 = 5,0 ; T_{\text{max}} = 1,0 ; K = 25,0.$$

3. Rappelons que selon (3.13), pour u la sortie d'un correcteur et y son entrée, un correcteur

dynamique s'écrit sous la forme $\begin{bmatrix} \dot{x} \\ u \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix}$, avec $K = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$, et A , B , C et D des matrices

carrées constantes.

La matrice K du correcteur LFC-LMI :

$A =$

Colonnes 1 à 6

6.8027e+01	-2.6006e+02	7.2451e+01	3.7759e+02	-3.7156e+02	5.8275e+01
3.3760e+02	-6.8785e+02	2.6590e+02	-1.0736e+02	5.9557e+01	-1.6285e+02
8.8793e+01	-2.7813e+02	8.5193e+01	3.1520e+02	-3.1421e+02	3.5248e+01
1.2402e+02	-2.0331e+02	8.7616e+01	-1.5961e+02	1.4490e+02	-8.8340e+01
1.0460e+02	-3.4770e+02	1.0943e+02	3.9562e+02	-3.9894e+02	5.0908e+01
1.0504e+02	-1.9886e+02	8.0538e+01	-6.7531e+01	5.2977e+01	-5.9017e+01
-6.9289e+02	1.5229e+03	-5.6056e+02	-2.2162e+02	2.8443e+02	2.3574e+02
-4.0111e+02	1.1248e+03	-3.7102e+02	-8.5680e+02	8.7357e+02	-3.1870e+01
-4.0066e+02	8.0514e+02	-3.0933e+02	1.0007e+02	-5.7058e+01	1.8798e+02
1.9274e+02	-4.5175e+02	1.6183e+02	1.4980e+02	-1.6665e+02	-4.4018e+01

Colonnes 7 à 10

-3.5638e+02	4.9469e+02	-4.1620e+02	-1.1191e+01
4.2591e+02	-1.0312e+02	3.5602e+02	-9.4545e+01
-2.7170e+02	4.1547e+02	-3.2822e+02	-1.6595e+01
2.9729e+02	-2.0116e+02	2.8756e+02	-3.5837e+01
-3.5218e+02	5.3254e+02	-4.2595e+02	-1.9440e+01
1.7165e+02	-8.0069e+01	1.5673e+02	-2.9868e+01
-3.9854e+02	-3.4619e+02	-2.0810e+02	1.8134e+02
5.9665e+02	-1.1571e+03	7.8945e+02	8.7374e+01
-4.8886e+02	1.0241e+02	-4.0637e+02	1.1004e+02

1.0479e+01 2.1465e+02 -5.4095e+01 -4.9120e+01

B =

3.9104e+01
2.3755e+01
3.5074e+01
-1.8871e+00
4.4541e+01
4.0000e+00
-8.4207e+01
-1.1260e+02
-2.8551e+01
3.1239e+01

C =

Colonnes 1 à 6

2.2873e+01 -4.1965e+01 1.6429e+01 -1.2620e+01 1.1030e+01 -1.2388e+01

Colonnes 7 à 10

3.6514e+01 -1.6279e+01 3.2979e+01 -6.4679e+00

D =

7.9209e-01

4. La matrice **K** du correcteur RFC-LMI :

A =

Colonnes 1 à 6

-2.9768e+03 -1.3191e+04 4.4485e+03 2.9681e+04 -2.7079e+04 -4.2385e+04
1.1280e+02 -7.2281e+02 2.6039e+02 1.8110e+03 -1.6510e+03 -2.5919e+03
-6.2048e-13 -2.6688e-12 3.6632e+00 -3.0458e+01 1.4737e+01 2.7730e+01
7.3823e-13 3.1099e-12 1.8011e+01 -1.9812e+01 2.4687e+01 4.4993e+01
3.7376e-13 1.7001e-12 -5.7670e-13 -3.9160e-12 1.6142e-01 1.3755e+00

-1.9312e-13 -5.5950e-13 1.8707e-13 1.0694e-12 -3.5654e+00 -1.4777e+00
-1.1006e-13 -2.8891e-13 1.0283e-13 5.3187e-13 -4.7998e-13 -7.5506e-13
-1.3002e-13 -4.9881e-13 1.7018e-13 1.0690e-12 -9.7758e-13 -1.5298e-12
1.3037e-13 1.0506e-12 -3.0845e-13 -2.2580e-12 2.2602e-12 3.4355e-12
1.3817e-13 1.6256e-13 -8.4682e-14 -2.4095e-13 1.0551e-13 2.2156e-13

Colonnes 7 à 10

-3.3490e+04 -1.7645e+04 5.3896e+03 3.4974e+04
-2.0450e+03 -1.0770e+03 3.2872e+02 2.1358e+03
2.0114e+01 1.0282e+01 -3.0837e+00 -2.1098e+01
3.3119e+01 1.7196e+01 -4.8198e+00 -3.4712e+01
-8.3781e-01 -5.7862e-01 -3.7004e-01 9.7722e-01

-2.7890e+00 -1.9753e+00 -1.1426e-01 2.7419e+00
-7.4337e-01 -1.3664e+00 -2.4065e-01 1.6670e+00
2.5005e-01 -2.0258e-01 1.9698e-02 1.1261e+00
2.7399e-12 1.4487e-12 3.4319e-01 -1.2827e+00
1.5757e-13 7.8568e-14 1.4300e+00 -6.2947e-01

B =

5.3853e+02
4.3646e+01
-3.4954e+00
1.5074e+00
1.4773e+00

1.1846e+01
 7.2308e+00
 4.3132e+00
 8.8289e-01
 -2.6130e+00

C =

Colonnes 1 à 6

-1.0848e+01 -1.0379e+02 3.3798e+01 2.4445e+02 -2.2404e+02 -3.5100e+02

Colonnes 7 à 10

-2.7741e+02 -1.4634e+02 4.4385e+01 2.8999e+02

D =

8.3180e+00

5. La matrice **K** du correcteur STATCOM-LMI :

A =

Colonnes 1 à 6

-1.1917e+03 -1.2462e+03 4.6760e+03 3.1575e+03 -8.9143e+03 -6.1424e+03
 4.2677e-13 -8.1570e+01 6.0552e+02 3.8856e+02 -1.1122e+03 -7.6447e+02
 -1.6989e-13 -1.2024e+01 -8.0017e+01 -6.1494e+01 1.6412e+02 1.1268e+02
 2.6645e-15 2.8866e-15 0 -1.8997e+00 1.6799e+01 8.0605e+00
 -7.8826e-14 -1.0791e-13 3.4461e-13 -4.6624e+00 -3.8274e+00 -6.1018e+00

-4.4853e-14 -5.3735e-14 1.9540e-13 1.0747e-13 -2.6468e-13 -1.6396e+00
 9.2149e-14 7.9048e-14 -3.1264e-13 -2.2604e-13 5.2047e-13 -9.1731e-01
 -1.0969e-13 -9.8588e-14 0 -9.9476e-14 -3.4106e-13 -9.9476e-14
 -2.9754e-13 -4.2810e-13 1.8474e-12 1.3305e-12 -2.4727e-12 -1.7124e-12
 1.6875e-14 8.2157e-14 -5.3291e-13 -4.4320e-13 2.4158e-13 1.2790e-13

Colonnes 7 à 10

4.9236e+03 -1.5571e+04 -1.8519e+04 1.2992e+04
 6.1431e+02 -1.9433e+03 -2.3136e+03 1.6201e+03
 -8.8277e+01 2.8114e+02 3.3134e+02 -2.3379e+02
 -5.5311e+00 1.9180e+01 2.1043e+01 -1.4591e+01
 2.9309e+00 -1.1793e+01 -1.2030e+01 9.1645e+00

2.5208e+00 -6.8240e+00 -6.4876e+00 4.9318e+00
 3.0115e-01 9.5861e-01 -8.0489e-01 9.8037e-02
 2.3448e-13 -3.4850e+00 -1.0208e+01 4.5704e+00
 1.4353e-12 6.5987e+00 2.4081e+00 -2.0738e-01
 -1.7764e-13 2.2027e-13 1.3722e-12 -4.1106e-01

B =

7.5042e+00
 9.3794e-01
 -1.3487e-01
 -8.3696e-03
 6.2599e-03

4.4709e-03
 2.8022e-05
 6.5382e-04
 1.5227e-04
 -1.5038e-03

C =

Colonnes 1 à 6

1.8361e+03 1.3057e+03 -8.7630e+03 -6.5848e+03 1.3518e+04 8.7603e+03

Colonnes 7 à 10

-7.3923e+03 -1.6333e+04 6.7821e+04 -4.6784e+04

D =

6. La matrice K du correcteur SVC-LMI :

A =

Colonnes 1 à 6

-1.1585e+03 1.9528e+03 8.3566e+02 -1.0103e+03 7.3419e+02 -7.1951e+02
 -9.4502e-13 -2.8314e+02 -3.2804e+02 4.3041e+02 -3.1701e+02 3.0960e+02
 -3.3573e-13 5.6311e-13 -4.1470e+01 7.8301e+01 -5.6288e+01 5.5297e+01
 2.5224e-13 -4.1389e-13 -4.0856e-14 -6.0840e+00 9.7310e+00 -8.4843e+00
 -3.9790e-13 7.1676e-13 2.4514e-13 -4.6762e+00 5.1913e-01 2.6464e+00

1.3500e-13 -2.9932e-13 -3.6415e-14 -1.0925e-13 -3.0198e-14 -2.1639e+00
 -6.3949e-14 8.1712e-14 -1.7764e-14 9.3703e-14 -1.0880e-14 -5.9796e-01
 -8.2601e-14 4.0856e-14 -1.0747e-13 3.6504e-13 -1.4655e-13 1.5810e-13
 -9.2704e-14 1.4644e-13 1.7097e-14 5.9952e-15 7.3275e-15 5.7732e-15
 2.8449e-15 3.1676e-14 -1.5266e-14 -1.4155e-15 -2.0990e-14 1.0367e-14

Colonnes 7 à 10

2.6852e+02 9.3606e+02 1.5308e+02 1.2703e+01
 -1.0156e+02 -3.9603e+02 -6.5852e+01 -5.5017e+00
 -2.2518e+01 -7.2437e+01 -1.1635e+01 -9.8521e-01
 5.2699e+00 8.7744e+00 5.6922e-01 1.8204e-01
 -2.4557e+00 -1.8954e+00 5.6479e-01 -7.3005e-02

3.9926e+00 5.2143e+00 5.3771e-01 9.9765e-02
 2.8980e-01 -2.8748e+00 -2.5718e-01 -6.0548e-02
 -1.3567e-13 -1.6803e+00 -3.1090e+00 -1.1547e-01
 7.2164e-16 3.4103e+00 4.7371e-01 -7.9522e-03
 6.2866e-15 -2.4006e-14 6.0507e-15 -6.5428e-04

B =

2.3606e+00
 -1.5623e+00
 -2.7678e-01
 3.7870e-02
 -1.3555e-02

2.0717e-02
 -9.8172e-03
 -8.7189e-03
 3.6068e-03
 -1.6681e-04

C =

Colonnes 1 à 6

9.9404e+03 -2.1468e+04 -1.2746e+04 1.5764e+04 -1.1550e+04 1.1516e+04

Colonnes 7 à 10

-4.3104e+03 -1.6396e+04 -4.5801e+03 -2.6090e+02

D =

-5.6151e+01

7. La matrice **K** du correcteur MIMO-LMI (cette fois, u et y ne sont plus des scalaires, mais des vecteurs de taille 2) :

A =

Colonnes 1 à 6

-1.6140e+06	-2.3354e+06	-3.4870e+06	3.4323e+06	-2.2305e+05	-3.8954e+06
-3.9838e-09	-1.3338e+06	-4.9975e+06	5.4943e+06	-4.0155e+05	-6.8230e+06
-7.7325e-11	8.4930e-11	-3.4506e+05	3.9015e+05	-2.7626e+04	-4.6746e+05
7.0502e-11	2.1831e-10	3.9403e-10	-6.0344e+02	2.0439e+02	3.3338e+03
-2.4950e-11	-1.6336e-11	-7.5465e-12	2.5827e-12	5.7228e-01	1.9739e+01
-3.0304e-10	-4.8889e-10	-9.9800e-10	1.0037e-09	-7.8644e-01	-3.1393e+00
-1.4575e-11	-5.1855e-11	-1.5780e-10	1.5708e-10	-1.0119e-11	-1.7057e-10
-2.1414e-10	-3.1679e-10	-1.1305e-09	1.1759e-09	-7.9514e-11	-1.2980e-09
1.9642e-11	-3.3028e-11	-7.0440e-11	6.8912e-11	-4.4706e-12	-7.9803e-11
0	0	0	0	0	0

Colonnes 7 à 10

-2.0089e+06	-5.8669e+06	-1.5955e+06	0
-3.2473e+06	-1.1060e+07	-2.4796e+06	0
-2.2927e+05	-7.3984e+05	-1.7751e+05	0
5.5455e+02	8.2456e+03	3.3868e+01	0
2.3774e-01	4.6414e+01	-2.2382e+00	0
2.1056e+00	-8.1666e+00	1.3621e+00	0
-6.6530e-01	3.4674e+00	-1.4010e+00	0
-9.9604e-01	-3.9025e-01	-4.5214e-01	0
-3.8490e-11	-1.3773e-10	-1.2384e-02	0
0	0	0	-1.7398e+04

B =

-8.8520e+02	-1.2977e+03
3.4257e+02	-8.0538e+01
2.4190e+01	-3.6504e+01
-7.0176e+00	-5.5037e+00
-2.3556e-01	8.5394e-01
4.7634e-02	-3.0468e-01
2.4270e-03	6.0403e-01
-1.6098e-01	9.3443e-01
-2.2809e-03	4.0818e-02
6.6567e+01	1.6015e+02

C =

Colonnes 1 à 6

-2.6833e+06	-1.1071e+07	1.0952e+06	-2.9923e+06	1.9474e+05	2.9268e+06
3.8885e+06	3.6910e+07	8.8204e+07	-9.4758e+07	6.9341e+06	1.1831e+08

Colonnes 7 à 10

1.6928e+06	4.0327e+06	1.3892e+06	4.1235e+05
5.6075e+07	1.9227e+08	4.2750e+07	1.5083e+05

D =

-1.1362e+03	4.0844e+03
-1.8361e+03	3.4096e+03

ANNEXE E

Consommations des charges lors de tests de robustesse

Cette annexe présente les courbes des consommations en puissance active (la courbe du dessus de chaque figure) et en en puissance réactive active (la courbe du dessous de chaque figure) pour différentes configurations, dans le réseau de 4 machines et dans le réseau de 29 machines.

E.1. Dans le réseau 4 machines

Cette annexe présente les courbes des consommations en puissance active (la courbe du dessus de chaque figure) et en en puissance réactive active (la courbe du dessous de chaque figure) de la charge 13 pour différentes configurations.

Les Figures E.1 à E.6 présentent les consommations de puissance des essais du paragraphe 4.4.2.1. Les Figures E.7 à E.9 présentent les consommations de puissance des essais du paragraphe 4.5.3.2. Les Figures E.10 à E.13 présentent les consommations de puissance des essais du paragraphe 5.1.3.2 . Les Figures E.7 à E.9 présentent les consommations de puissance des essais du paragraphe 5.2.4.2.

Le Tableau E.1 résume les consommations maximales de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 (qui correspondent au sommet des courbes E.1 à E.6) pour chaque configuration.

Configuration	Consommation en P maximale au nœud 13 (en MW)	Consommation en Q maximale au nœud 13 (en MVAR)
Sans correcteur	2007	114
Avec le LFC-Résidu	1991	113
Avec le LFC-LMI	1994	113
Avec le RFC-LMI	1992	112
Avec le STATCOM-Résidu	1945	110
Avec le STATCOM-LMI	1946	110

Tableau E.1

Les consommations maximales en P et en Q au nœud 13 pour différents correcteurs

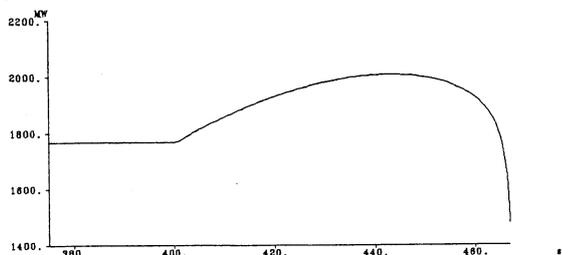


Figure E.1: Réponse sans correcteur

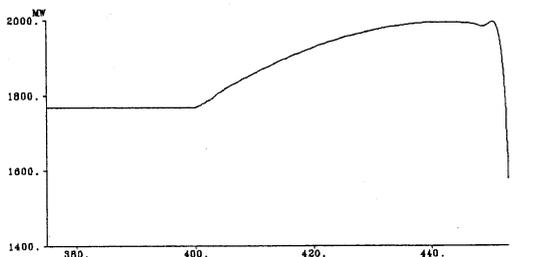


Figure E.4: Réponse avec le RFC-LMI

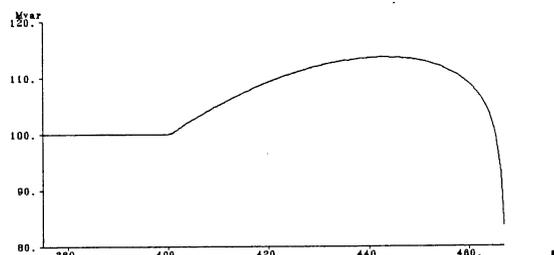


Figure E.2: Réponse avec le LFC-Résidu

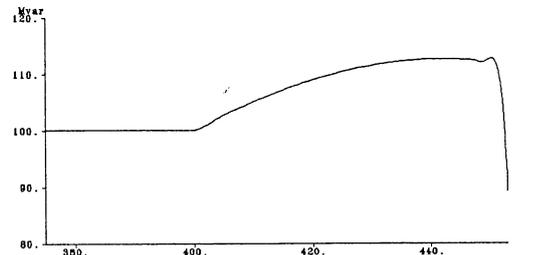


Figure E.5: Réponse avec le STATCOM-Résidu

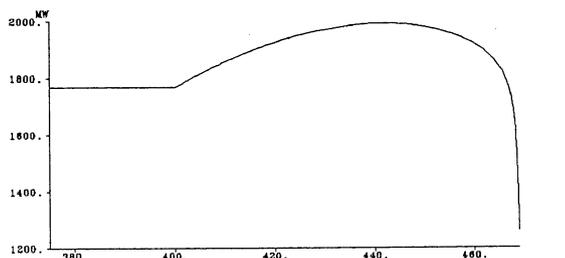


Figure E.3: Réponse avec le LFC-LMI

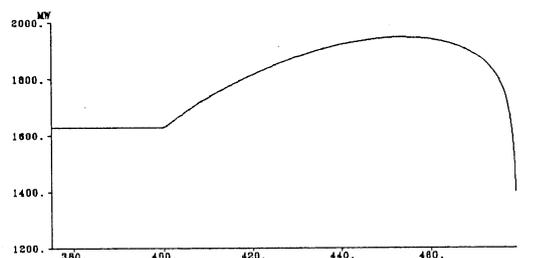
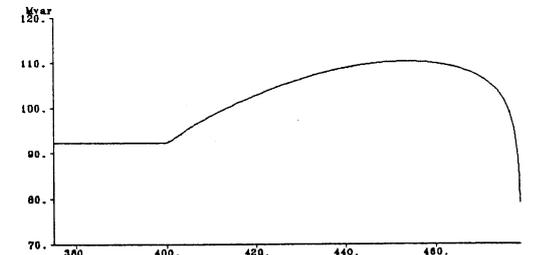
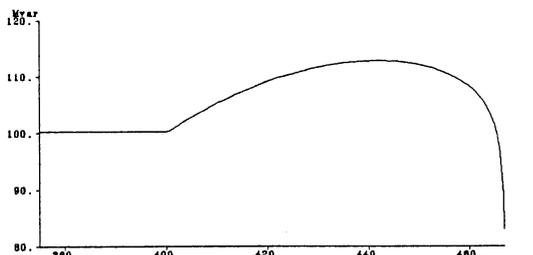
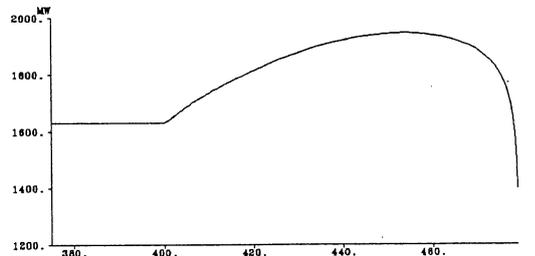
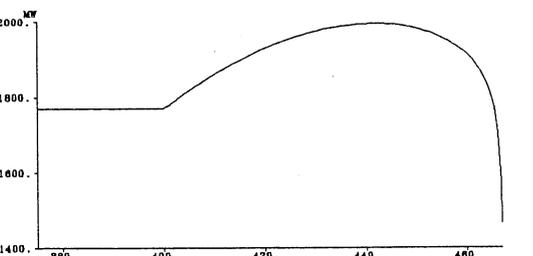
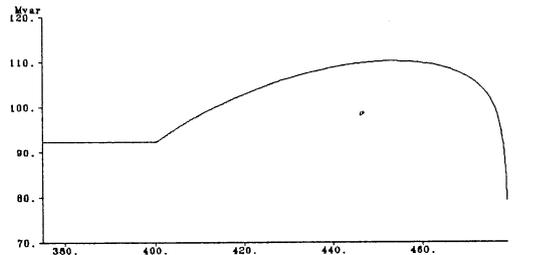
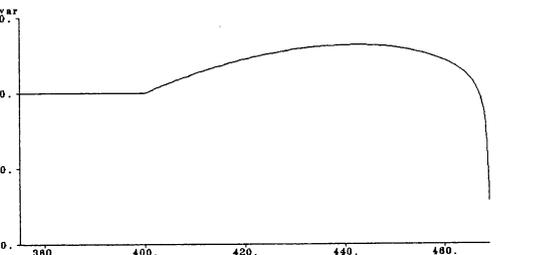


Figure E.6: Réponse avec le STATCOM-LMI



Les résultats de robustesse sont sensiblement les mêmes que ceux donnés par le flux de puissance active maximale sur la ligne 120-13. Comme pour les flux de puissance active maximum sur la ligne 120-13, les consommations maximales en puissance active et réactive sont relativement proches : il n'y a qu'un écart de 3.2 % entre le plus grand et le plus petit en puissance active et de 3.6 % en puissance réactive. On constate que la consommation maximale est obtenue sans correcteur : c'est la configuration la plus robuste aux variations de charge. L'option la plus robuste ensuite est toujours celle des PSS, et la moins robuste est celle du STATCOM. Notons que l'utilisation de signaux locaux ou lointains n'a que très peu d'influence sur la robustesse des correcteurs par rapport aux consommations maximales au nœud 13 (0.15% de variation). De même l'utilisation de techniques LMI ou Résidus va influencer sur les performances des correcteurs, mais pas sur la robustesse des correcteurs par rapport aux variations de charge.

Le Tableau E.2 résume les consommations maximales de puissance active et de puissance réactive de la charge 13 (qui correspondent aux sommets des courbes E.7 à E.9) pour chaque configuration. Nous constatons que la méthode de dimensionnement (linéaire ou non-linéaire) n'influe pas sur la consommation maximale possible.

Configuration	Consommation en P maximale	Consommation en Q maximale
	au nœud 13 (en MW)	au nœud 13 (en MVAR)
Sans correcteur	2007	114
Avec le SVC-Lyapunov	2006	113
Avec le SVC-LMI	2004	113

Tableau E.2

Les consommations maximales en P et en Q au nœud 13 pour différents correcteurs

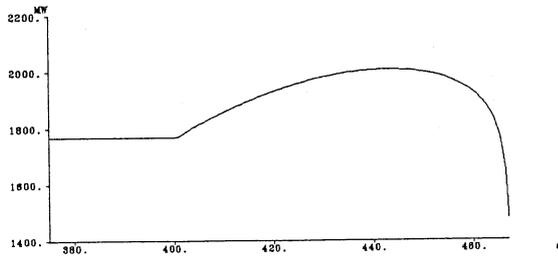


Figure E.7 : Réponse sans correcteur

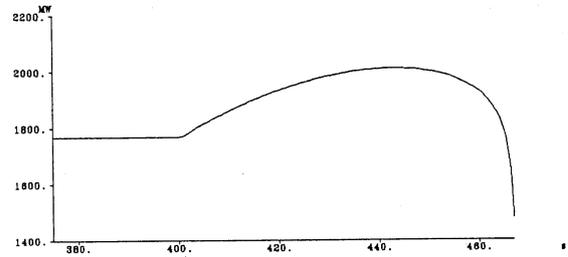
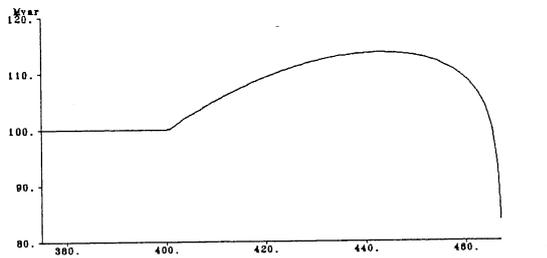


Figure E.10 : Réponse sans correcteur

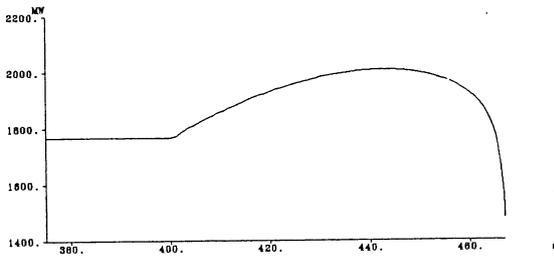
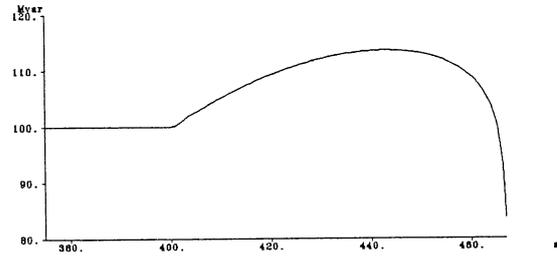


Figure E.8 : Réponse avec SVC-Lyapunov

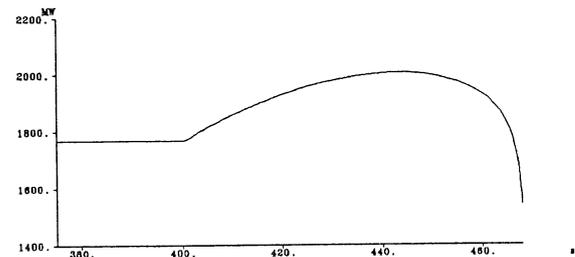
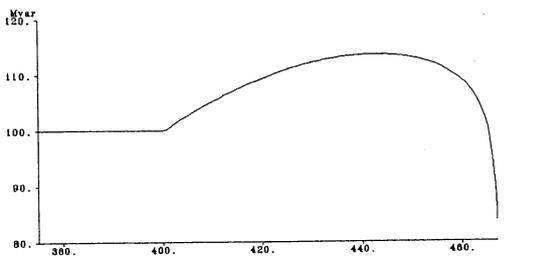


Figure E.11 : Réponse avec le SVC-LMI

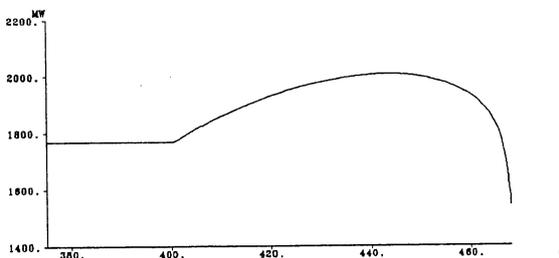
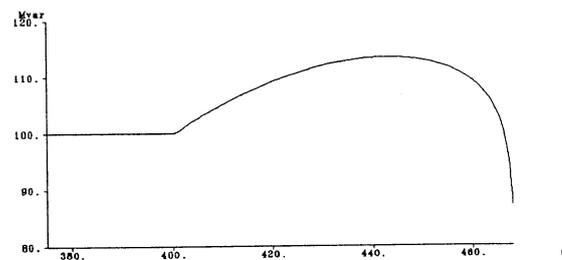


Figure E.9 : Réponse avec SVC-LMI

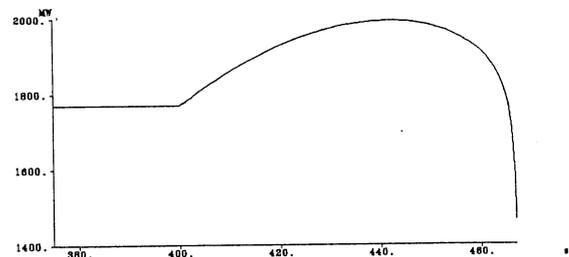
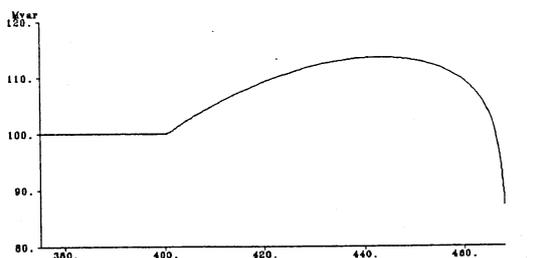
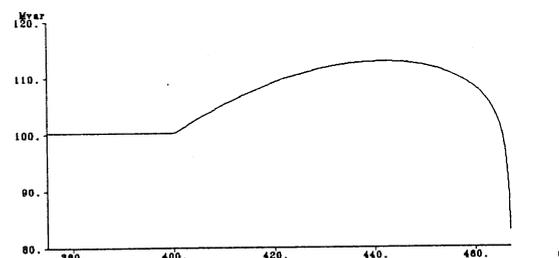


Figure E.12 : Réponse avec le LFC-LMI



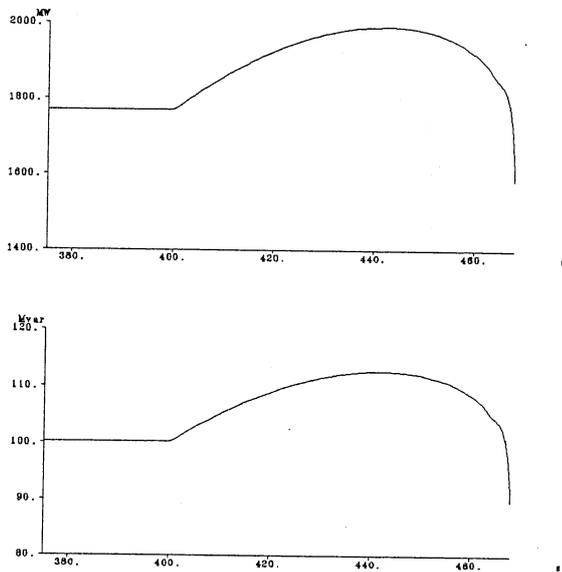


Figure E.13 : Réponse avec les deux correcteurs

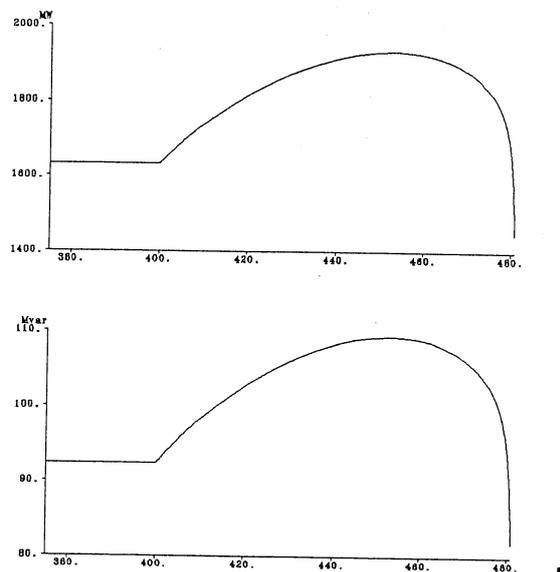


Figure E.16 : Réponse avec les deux correcteurs

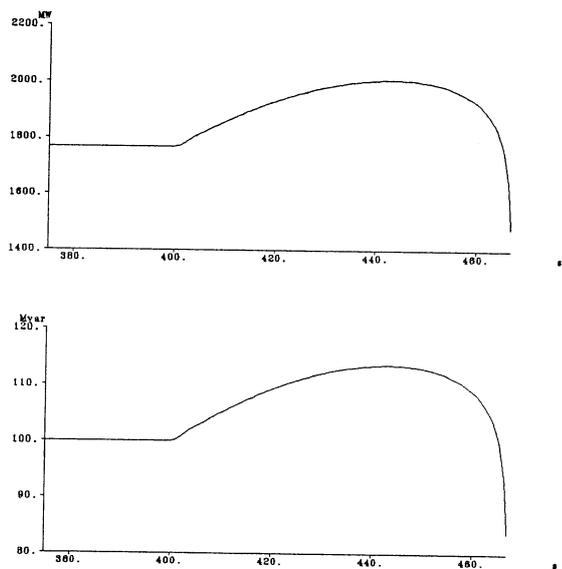


Figure E.14 : Réponse sans correcteur

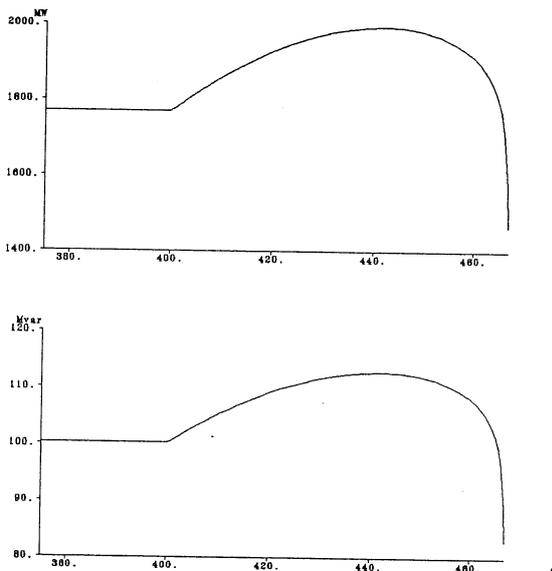


Figure E.17 : Réponse avec LFC-LMI

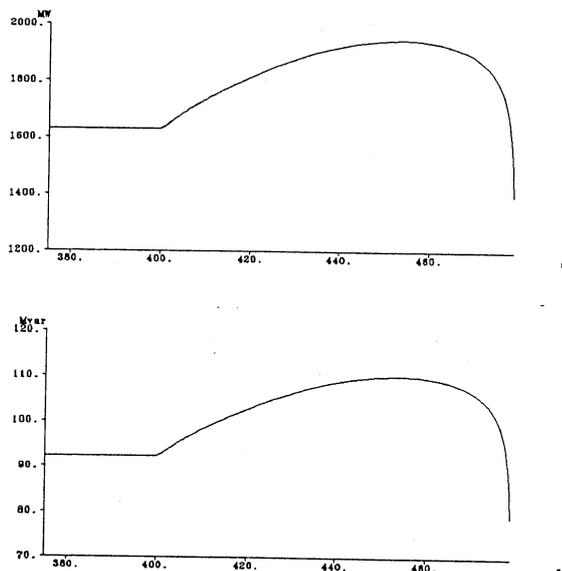


Figure E.15 : Réponse avec STATCOM-LMI

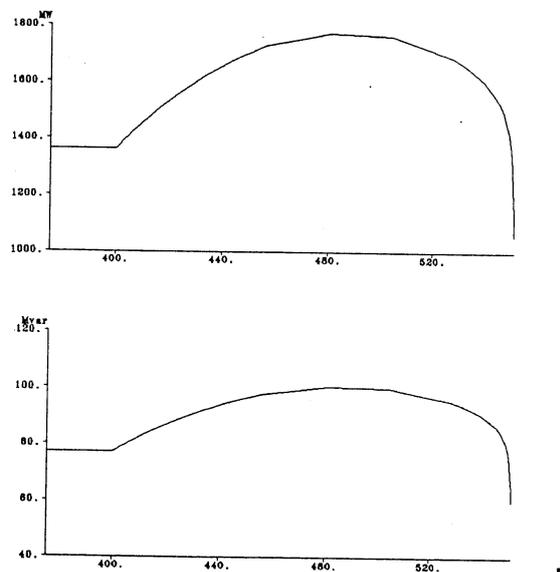


Figure E.18 : Réponse avec correcteur MIMO

E.2. Dans le réseau 29 machines

Cette annexe présente les courbes des consommations en puissance active (la courbe du dessus de chaque figure) et en en puissance réactive active (la courbe du dessous de chaque figure) de la charge 30 pour différentes configurations.

Les Figures E.19 à E.21 présentent les consommations de puissance des essais du paragraphe 4.7.3.

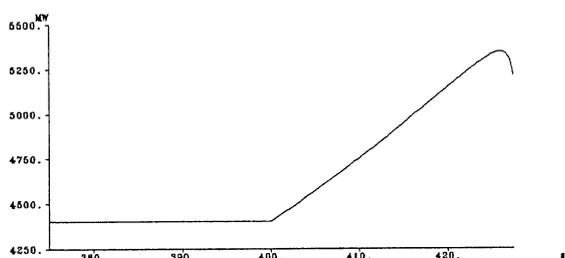


Figure E.19 : Réponse avec LFC-LMI

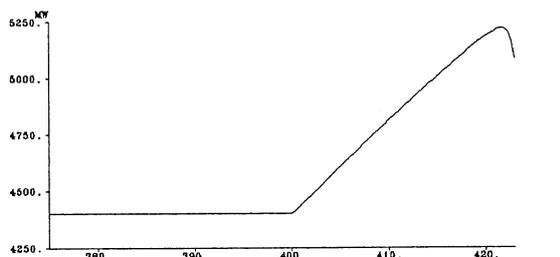


Figure E.20 : Réponse avec RFC-MIMO

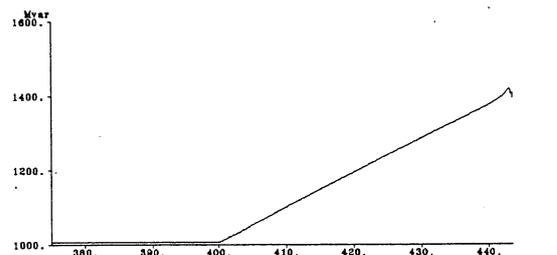
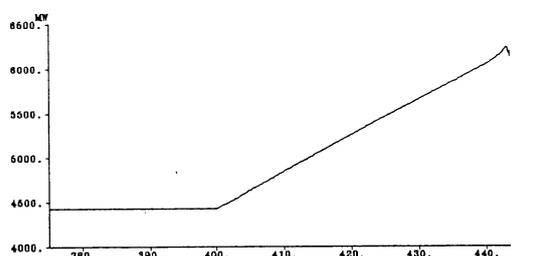
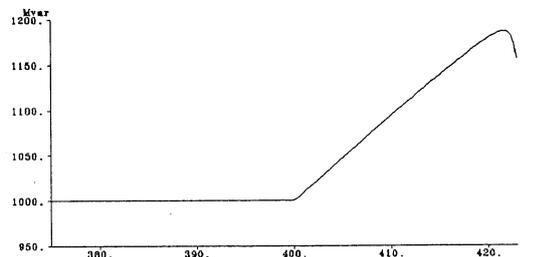
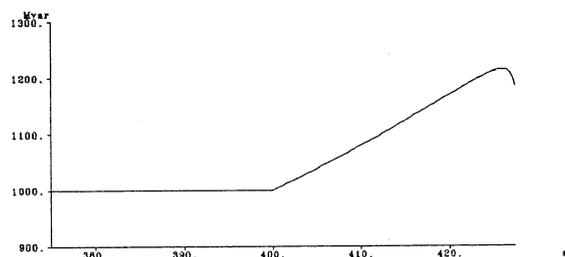


Figure E.21 : Réponse avec RFC-LMI

ANNEXE F

Détail sur le réseau de 29 machines ([Sny-99])

Ce réseau comporte 29 générateurs connectés par 173 nœuds. Les données des générateurs, lignes, transformateurs et charges sont au format Eurostag.

F.1. Données des nœuds (charges, compensation réactive, ...)

Columnar Data Format

1. =1, Eurostag Bus Code
2. XX, Zone Code (00 for all)
3. XXXXXXXX, Bus Name and Number
4. Generation, MW
5. Generation, MVA
6. Load, MW
7. Load, MVA
8. Active Losses, kW
9. Shunt Capacitance, MVAR at node base Voltage
10. base Voltage, kV

100	1	0.	0.	1750.	-56.	0.	0.	345.
100	2	700.	204.2603	0.	0.	0.	0.	20.
100	3	0.	0.	2350.	-127.	0.	0.	345.
100	4	998.	-33.6055	0.	0.	0.	0.	22.
100	5	0.	0.	0.	0.	0.	-113.	500.
100	6	0.	0.	239.	-56.	0.	-155.	345.
100	7	2060.	-263.415	0.	0.	0.	0.	22.
100	8	0.	0.	139.7	23.8	0.	0.	230.
100	9	2000.	436.0013	0.	0.	0.	0.	20.
100	10	0.	0.	90.	70.	0.	-190.	500.
100	11	1590.	239.5697	0.	0.	0.	0.	26.
100	12	0.	0.	0.	0.	0.	-391.	500.
100	13	2540.	436.5975	0.	0.	0.	0.	24.
100	14	0.	0.	793.4	207.	0.	-146.	500.
100	15	0.	0.	840.	5.	0.	0.	345.
100	16	862.	738.4376	0.	0.	0.	0.	22.
100	17	0.	0.	617.	-69.	0.	-427.	500.
100	18	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	19	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	20	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	21	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	22	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	23	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	24	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	25	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	26	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	27	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	28	4400.	1449.867	0.	0.	0.	0.	20.
100	29	0.	0.	4400.	1000.	0.	0.	500.
100	30	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	31	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100	32	0.	0.	3600.	700.	0.	0.	230.
100	33	4600.	1453.375	0.	0.	0.	0.	20.
100	34	1590.	395.7678	0.	0.	0.	0.	22.
100	35	0.	0.	-1862.	971.	0.	912.	500.
100	36	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100	37	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100	38	-400.	17.27758	0.	0.	0.	0.	18.
100	39	0.	0.	135.	27.	0.	0.	230.
100	40	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100	41	160.	91.32532	0.	0.	0.	0.	18.
100	42	0.	0.	2053.	907.1	0.	430.	345.
100	43	1680.	542.006	0.	0.	0.	0.	26.
100	44	0.	0.	-72.8	-17.	0.	0.	230.
100	45	110.	39.2762	0.	0.	0.	0.	11.5
100	46	0.	0.	121.	25.	0.	0.	230.
100	47	0.	0.	0.	0.	0.	-80.	500.
100	48	0.	0.	320.	65.	0.	0.	230.
100	49	0.	0.	237.2	-63.2	0.	0.	138.
100	50	0.	0.	0.	0.	0.	0.	287.

100 51	0.	0.	0.	0.	0.	0.	287.
100 52	0.	0.	138.	28.	0.	0.	230.
100 53	0.	0.	907.8	132.1	0.	0.	230.
100 54	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 55	0.	0.	117.	24.	0.	0.	230.
100 56	0.	0.	121.	25.	0.	0.	230.
100 57	0.	0.	987.7	-6.2	0.	0.	230.
100 58	0.	0.	-2771.	1654.	0.	2146.	230.
100 59	0.	0.	401.	80.6	0.	0.	230.
100 60	0.	0.	205.2	17.6	0.	0.	230.
100 61	0.	0.	-129.	32.2	0.	-108.	287.
100 62	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 63	2860.	1199.789	0.	0.	0.	0.	20.
100 64	0.	0.	1700.	300.	0.	0.	500.
100 65	0.	0.	160.	31.25	0.	0.	115.
100 66	0.	0.	-67.5	160.	0.	76.85	230.
100 67	0.	0.	-44.2	22.	0.	0.	500.
100 68	1201.	910.783	0.	0.	0.	0.	13.8
100 69	0.	0.	3137.	1681.	0.	792.	230.
100 70	0.	0.	0.	0.	0.	462.	500.
100 71	0.	0.	3200.	1100.	0.	1019.35	500.
100 72	4093.763	1728.849	0.	0.	0.	0.	13.8
100 73	0.	0.	3500.	500.	0.	550.	500.
100 74	9900.	3015.897	0.	0.	0.	0.	20.
100 75	0.	0.	5000.	400.	0.	1200.	500.
100 76	0.	0.	0.	0.	0.	-220.	500.
100 77	0.	0.	-66.6	-97.	0.	-674.	500.
100 78	0.	0.	-339.	-119.	0.	-110.	500.
100 79	0.	0.	0.	0.	0.	-220.	500.
100 80	0.	0.	610.	-414.	0.	-870.	345.
100 81	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 82	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 83	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 84	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 85	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 86	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 87	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 88	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 89	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 90	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 91	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 92	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 93	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 94	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100 95	0.	0.	-43.3	20.	0.	0.	200.
100 96	0.	0.	210.4	-77.	0.	0.	200.
100 97	0.	0.	50.	25.	0.	0.	500.
100 98	600.	-166.669	0.	0.	0.	0.	25.
100 99	0.	0.	305.	-7.6	0.	-91.	500.
100100	0.	0.	27.5	-0.1	0.	0.	200.
100101	0.	0.	8.01	0.	0.	0.	200.
100102	0.	0.	55.6	-329.	0.	-327.	500.
100103	0.	0.	777.6	32.6	0.	-130.	200.
100104	0.	0.	-189.	61.5	0.	0.	500.
100105	957.	88.13774	0.	0.	0.	0.	20.
100106	0.	0.	148.	0.	0.	-128.	200.
100107	0.	0.	0.	0.	0.	-91.	500.
100108	0.	0.	-0.7	118.5	0.	-91.	500.
100109	454.	279.8468	0.	0.	0.	0.	20.
100110	0.	0.	884.	54.8	0.	-32.	200.
100111	3367.	2162.063	0.	0.	0.	0.	20.
100112	0.	0.	5661.	3491.	0.	1500.	500.
100113	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100114	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100115	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100116	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100117	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100118	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100119	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100120	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100121	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100122	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100123	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100124	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100125	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100126	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100127	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100128	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100129	0.	0.	856.	19.6	0.	0.	500.
100130	0.	0.	175.	18.	0.	0.	230.
100131	882.7	-90.5635	0.	0.	0.	0.	20.
100132	0.	0.	902.3	-11.4	0.	-319.	500.
100133	3055.	1039.218	0.	0.	0.	0.	20.
100134	0.	0.	3191.	630.	0.	0.	230.
100135	0.	0.	204.2	-28.2	0.	0.	500.

100136	0.	0.	377.4	64.5	0.	0.	230.
100137	1570.	686.2144	0.	0.	0.	0.	20.
100138	0.	0.	3098.	1189.	0.	400.	500.
100139	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100140	0.	0.	0.	0.	0.	-196.	500.
100141	1580.	480.4125	0.	0.	0.	0.	22.
100142	2100.	443.6848	0.	0.	0.	0.	20.
100143	0.	0.	3118.	78.	0.	0.	230.
100144	0.	0.	1230.	72.8	0.	0.	500.
100145	0.	0.	406.	41.	0.	0.	500.
100146	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100147	0.	0.	1066.	-10.8	0.	-190.	230.
100148	0.	0.	457.7	81.7	0.	-60.	345.
100149	0.	0.	33.9	11.9	0.	0.	345.
100150	0.	0.	148.	-7.9	0.	0.	230.
100151	0.	0.	116.1	38.4	0.	-220.	345.
100152	1590.	-23.6615	0.	0.	0.	0.	20.
100153	0.	0.	-62.	12.8	0.	0.	345.
100154	0.	0.	255.	100.	0.	0.	230.
100155	370.	95.64055	0.	0.	0.	0.	20.
100156	0.	0.	0.	0.	0.	0.	345.
100157	0.	0.	31.6	11.5	0.	-18.	345.
100158	0.	0.	141.2	71.4	0.	0.	345.
100159	0.	0.	379.	-43.	0.	-50.	345.
100160	0.	0.	185.	78.5	0.	0.	345.
100161	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100162	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100163	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100164	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100165	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100166	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100167	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100168	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100169	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100170	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100171	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100172	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100173	0.	0.	0.	0.	0.	-220.	500.

F.2. Données des générateurs

Columnar Data Format

1. =5, Eurostag Generator Code
2. XXXXXXXX, Generator Name and Bus Number
3. Minimum Generation, MVAR
4. Maximum Generation, MVAR
5. Generator Voltage, kV
6. Generator Type Code, 1=PQ, 3=Swing

5	2	-200.	2000.	20.8	1	
5	4	-200.	2000.	20.9	1	
5	7	-2000.	2000.	22.	1	
5	9	-200.	2000.	19.6	1	
5	11	-200.	2000.	26.	1	
5	13	-200.	2000.	23.04	1	
5	16	-200.	2000.	23.1	1	
5	28	-200.	2000.	20.	1	
5	33	-200.	2000.	20.4	1	
5	34	-200.	2000.	22.198	1	
5	38	-200.	2000.	18.36	1	
5	41	-200.	2000.	18.	1	
5	43	-200.	2000.	27.3	1	
5	45	-200.	2000.	11.73	1	
5	63	-200.	2000.	20.	1	
5	68	-200.	2000.	14.559	1	
5	72	-1000.	1000.	0.	13.8	3
5	74	-200.	10000.	20.	1	
5	98	-200.	2000.	24.5	1	
5	105	-200.	2000.	20.4	1	
5	109	-200.	2000.	21.	1	
5	111	-200.	10000.	20.	1	
5	131	-200.	2000.	20.4	1	
5	133	-200.	2000.	20.4	1	
5	137	-200.	2000.	21.	1	
5	141	-200.	2000.	23.1	1	
5	142	-200.	2000.	20.2	1	
5	152	-200.	2000.	21.	1	
5	155	-200.	2000.	20.	1	

F.3. Données des lignes

Columnar Data Format

1. =3, Eurostag Line Code
2. XXXXXXXX, Origin Node and Number
3. XXXXXXXX, End Node and Number
4. Parallel Index Code, 1=1st Line, 2=2nd Line, 3=3rd Line, 4=4th Line
5. Resistance, pu
6. Reactance, pu
7. Semi-Shunt Conductance, pu
8. Semi-Susceptance, pu
9. Line Capacity, MVA

3	3	1531	0.00811	0.1369	0.	1.2174	100.
3	6	11	0.00179	0.01988	0.	1.288	100.
3	6	151	0.0005	0.0053	0.	0.0441	100.
3	14	171	0.0004	0.0096	0.	0.4519	100.
3	14	172	0.0004	0.0096	0.	0.4519	100.
3	15	31	0.00977	0.11	0.	1.	100.
3	10	181	0.	-0.00634	0.	0.	100.
3	18	191	0.00077	0.01804	0.	0.69921	100.
3	19	121	0.	-0.00634	0.	0.	100.
3	10	201	0.	-0.01188	0.	0.	100.
3	20	211	0.00241	0.05865	0.	2.4328	100.
3	21	171	0.	-0.01188	0.	0.	100.
3	12	221	0.	-0.00826	0.	0.	100.
3	22	231	0.00179	0.04244	0.	1.6961	100.
3	23	171	0.	-0.00826	0.	0.	100.
3	12	241	0.	-0.01795	0.	0.	100.
3	24	251	0.00207	0.04959	0.	1.9758	100.
3	25	1321	0.	-0.01795	0.	0.	100.
3	5	261	0.	-0.00408	0.	0.	100.
3	26	271	0.00177	0.04189	0.	1.6723	100.
3	27	121	0.	-0.00612	0.	0.	100.
3	29	301	0.0035	0.07	0.	2.303	100.
3	31	321	0.002	0.02	0.	0.4	100.
3	50	611	0.0107	0.07905	0.	0.18335	100.
3	51	611	0.0107	0.07905	0.	0.18335	100.
3	53	391	0.00047	0.00723	0.	0.00812	100.
3	53	561	0.00119	0.01244	0.	0.01399	100.
3	53	562	0.00119	0.01244	0.	0.01399	100.
3	55	401	0.00201	0.03074	0.	0.03443	100.
3	55	521	0.00073	0.01025	0.	0.01279	100.
3	55	522	0.00073	0.01025	0.	0.01279	100.
3	55	561	0.0011	0.01189	0.	0.01257	100.
3	60	531	0.00128	0.00979	0.	0.0106	100.
3	62	471	0.00083	0.01884	0.	0.83334	100.
3	39	561	0.00035	0.00536	0.	0.00602	100.
3	35	361	0.00074	0.01861	0.	0.7013199	100.
3	35	541	0.00082	0.01668	0.	0.59401	100.
3	35	621	0.	0.00159	0.	0.06001	100.
3	35	622	0.	0.00159	0.	0.06001	100.
3	40	561	0.00281	0.04296	0.	0.04824	100.
3	46	601	0.00138	0.01116	0.	0.01235	100.
3	46	602	0.00138	0.01116	0.	0.01235	100.
3	48	401	0.0022	0.03422	0.	0.03858	100.
3	48	402	0.00238	0.03669	0.	0.04142	100.
3	48	551	0.00037	0.00366	0.	0.00415	100.
3	48	561	0.00055	0.00586	0.	0.00623	100.
3	46	531	0.00229	0.01583	0.	0.0153	100.
3	46	532	0.00229	0.01583	0.	0.0153	100.
3	37	441	0.00221	0.03346	0.	0.03669	100.
3	37	461	0.0029	0.038	0.	0.0412	100.
3	37	571	0.00309	0.04677	0.	0.0504	100.
3	37	581	0.00226	0.03422	0.	0.03753	100.
3	46	441	0.00029	0.00434	0.	0.00475	100.
3	46	571	0.00141	0.00967	0.	0.0097	100.
3	46	572	0.00141	0.00967	0.	0.0097	100.
3	46	573	0.00161	0.00971	0.	0.00964	100.
3	46	574	0.00161	0.00971	0.	0.00964	100.
3	46	581	0.00027	0.00393	0.	0.00459	100.
3	46	582	0.00027	0.00393	0.	0.00459	100.
3	46	583	0.00027	0.00393	0.	0.00459	100.
3	73	711	0.0012	0.02316	0.	0.8576	100.
3	73	712	0.0003	0.02	0.	1.8	100.
3	75	731	0.0002	0.0082	0.	0.65	100.
3	75	732	0.0002	0.0082	0.	0.65	100.
3	66	691	0.00006	0.00131	0.	0.00189	100.
3	66	692	0.00006	0.00116	0.	0.00166	100.
3	67	701	0.00001	0.0003	0.	0.00717	100.
3	67	702	0.00001	0.0003	0.	0.00922	100.
3	67	711	0.00023	0.00451	0.	0.1666	100.
3	67	712	0.0002	0.00446	0.	0.1525	100.
3	77	711	0.00063	0.01412	0.	0.54878	100.
3	77	712	0.00109	0.02408	0.	0.77771	100.
3	77	713	0.00108	0.02409	0.	0.77674	100.
3	77	821	0.00041	0.00737	0.	0.36347	100.
3	82	831	0.	-0.01263	0.	0.	100.

3	83	811	0.0006	0.01036	0.	0.50728	100.
3	78	841	0.00072	0.01382	0.	0.63786	100.
3	84	851	0.	-0.00858	0.	0.	100.
3	85	811	0.00012	0.00238	0.	0.10963	100.
3	77	861	0.00066	0.01266	0.	0.47988	100.
3	86	871	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	87	881	0.00074	0.01428	0.	0.5411	100.
3	88	891	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	89	781	0.00078	0.01502	0.	0.56905	100.
3	77	901	0.00066	0.01266	0.	0.47988	100.
3	90	911	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	91	921	0.00074	0.01428	0.	0.5411	100.
3	92	931	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	93	781	0.00074	0.01413	0.	0.53317	100.
3	76	941	0.00264	0.05356	0.	2.64533	100.
3	94	791	0.	-0.02667	0.	0.	100.
3	104	1131	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	113	1141	0.00076	0.01952	0.	0.91225	100.
3	114	1151	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	115	1161	0.00082	0.02119	0.	0.9921	100.
3	116	1121	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	107	1171	0.00002	-0.00998	0.	0.	100.
3	117	1181	0.0014	0.02338	0.	0.7375	100.
3	118	1081	0.00001	-0.00666	0.	0.	100.
3	107	1191	0.00002	-0.00998	0.	0.	100.
3	119	1201	0.0014	0.02338	0.	0.7375	100.
3	120	1081	0.00001	-0.00666	0.	0.	100.
3	108	1211	0.00001	-0.0112	0.	0.	100.
3	121	1221	0.00154	0.03409	0.	1.1557	100.
3	122	1121	0.00001	-0.0112	0.	0.	100.
3	108	1231	0.00001	-0.0072	0.	0.	100.
3	123	1241	0.00095	0.02102	0.	0.7126	100.
3	124	1121	0.00001	-0.0036	0.	0.	100.
3	96	1061	0.01113	0.06678	0.	0.03643	100.
3	96	1062	0.0105	0.0654	0.	0.0343	100.
3	96	1063	0.01105	0.06642	0.	0.0358	100.
3	96	1101	0.03903	0.27403	0.	0.15536	100.
3	96	951	0.02482	0.16938	0.	0.10116	100.
3	95	1101	0.0148	0.10101	0.	0.06033	100.
3	96	1001	0.01382	0.09268	0.	0.0553	100.
3	100	1101	0.03058	0.2046	0.	0.12236	100.
3	96	1011	0.01668	0.11381	0.	0.06804	100.
3	101	1101	0.02235	0.16106	0.	0.09171	100.
3	112	1251	0.00001	-0.00755	0.	0.	100.
3	125	1261	0.00165	0.05719	0.	1.2387	100.
3	126	1021	0.00002	-0.01331	0.	0.	100.
3	112	1271	0.00001	-0.01098	0.	0.	100.
3	127	991	0.00093	0.03644	0.	0.69475	100.
3	99	1281	0.00072	0.016	0.	0.54395	100.
3	128	1021	0.00002	-0.00998	0.	0.	100.
3	99	971	0.00079	0.01937	0.	0.66425	100.
3	97	1021	0.00087	0.02087	0.	0.72855	100.
3	97	1022	0.00087	0.02087	0.	0.72855	100.
3	135	1461	0.00044	0.01125	0.	0.4146	100.
3	135	1462	0.00044	0.01125	0.	0.4146	100.
3	135	1401	0.0019	0.031	0.	2.0701	100.
3	132	1351	0.00193	0.02779	0.	2.3356	100.
3	140	1321	0.00056	0.01415	0.	0.52145	100.
3	129	1451	0.00042	0.00905	0.	0.33397	100.
3	135	1441	0.0006	0.0128	0.	0.4731	100.
3	138	1441	0.00021	0.00457	0.	0.16168	100.
3	144	1451	0.0004	0.0093	0.	0.3428	100.
3	135	1381	0.00028	0.00753	0.	0.25868	100.
3	135	1382	0.00035	0.0075	0.	0.2768	100.
3	143	1471	0.00285	0.03649	0.	0.06328	100.
3	143	1472	0.00138	0.03399	0.	0.05626	100.
3	130	1361	0.0019	0.0258	0.	0.0492	100.
3	130	1431	0.00845	0.07034	0.	0.07977	100.
3	134	1361	0.0011	0.0127	0.	0.024	100.
3	147	1361	0.0032	0.0395	0.	0.072	100.
3	139	1361	0.00138	0.05399	0.	0.07626	100.
3	149	1601	0.0016	0.0226	0.	0.1905	100.
3	148	1601	0.0008	0.0106	0.	0.10195	100.
3	149	1481	0.0024	0.0332	0.	0.29245	100.
3	148	1531	0.0017	0.0225	0.	0.1996	100.
3	148	1532	0.0021	0.0238	0.	0.19225	100.
3	151	1571	0.0096	0.0878	0.	0.71325	100.
3	148	1511	0.0052	0.0602	0.	0.505	100.
3	148	1512	0.0049	0.0537	0.	0.44215	100.
3	148	1581	0.0012	0.0172	0.	0.14935	100.
3	151	1591	0.0034	0.0374	0.	0.3104	100.
3	151	1592	0.0034	0.0372	0.	0.3091	100.
3	153	1591	0.0038	0.034	0.	0.2912	100.
3	153	1592	0.0032	0.0349	0.	0.2861	100.
3	150	1541	0.0108	0.0965	0.	0.1648	100.

3	151	1581	0.0034	0.0392	0.	0.3262	100.
3	29	751	0.00083	0.0239	0.	1.65	100.
3	73	641	0.0007	0.074	0.	2.435	100.
3	78	1611	0.	-0.0072	0.	0.	100.
3	161	1621	0.00103	0.02338	0.	0.7902	100.
3	162	1071	0.	-0.0072	0.	0.	100.
3	78	1631	0.	-0.00864	0.	0.	100.
3	163	1641	0.00107	0.0247	0.	0.7635	100.
3	164	1071	0.	-0.0072	0.	0.	100.
3	78	1651	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	165	1661	0.00103	0.0323	0.	1.398	100.
3	166	1041	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	102	1671	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	167	1681	0.00123	0.02659	0.	0.99351	100.
3	168	1461	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	102	1691	0.	-0.00944	0.	0.	100.
3	169	1701	0.00123	0.02662	0.	0.9944	100.
3	170	1461	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	102	1711	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	171	1721	0.00112	0.02517	0.	0.91793	100.
3	172	1461	0.	-0.0084	0.	0.	100.
3	135	621	0.0002	0.0041	0.	0.1481	100.
3	132	621	0.00179	0.02524	0.	0.26773	100.
3	132	622	0.00179	0.02524	0.	0.26773	100.
3	143	591	0.00065	0.01187	0.	0.02336	100.
3	143	592	0.00065	0.01187	0.	0.02336	100.
3	130	591	0.0014	0.0264	0.	0.051	100.
3	10	1321	0.0028	0.0211	0.	0.5097	100.
3	14	1291	0.00259	0.02967	0.	1.0765	100.
3	14	1292	0.00259	0.02967	0.	1.0765	100.
3	76	1731	0.	-0.02667	0.	0.	100.
3	173	811	0.00122	0.02373	0.	1.10355	100.
3	149	801	0.0062	0.0673	0.	0.5578	100.
3	42	1531	0.0018	0.0245	0.	0.2196	100.
3	42	1532	0.0018	0.0245	0.	0.2196	100.
3	156	61	0.0048	0.0436	0.	0.3539	100.

F.4. Données des transformateurs

Columnar Data Format

1. =4, Eurostag Transformer Code
2. Transformer Open Code, 1=Both Sides Closed (in service)
3. XXXXXXXX, Origin Node and Number
4. XXXXXXXX, End Node and Number
5. Parallel Index, 1=1st Transformer, 2=2nd Transformer, 3=3rd Transformer
6. Resistance, pu on 100 MVA Base
7. Reactance, pu on 100 MVA Base
8. Iron Losses Equivalent Inductance, pu
9. Iron Losses Equivalent Susceptance, pu
10. Transformer Capacity, MVA
11. Turns Ratio, pu

41	3	91	0.	0.015	0.	0.	100.	1.
41	1	21	0.	0.012	0.	0.	100.	.9718173
41	5	61	0.	0.011	0.	0.	100.	.9407338
41	5	62	0.	0.011	0.	0.	100.	.9407338
41	6	71	0.	0.0059	0.	0.	100.	1.
41	6	81	0.00028	0.0138	0.	0.	100.	1.
41	6	82	0.00029	0.0139	0.	0.	100.	1.
41	10	111	0.	0.00666	0.	0.	100.	.9259259
41	14	131	0.00006	0.00539	0.	0.	100.	.9040774
41	15	161	0.	0.006	0.	0.	100.	.9583134
41	30	311	0.	0.01	0.	0.	100.	.9090909
41	29	281	0.	0.0015	0.	0.	100.	0.952381
41	32	331	0.	0.002	0.	0.	100.	1.
41	62	611	0.0002	0.0233	0.	0.	100.	1.021555
41	42	431	0.	0.0052	0.	0.	100.	.9756098
41	64	631	0.	0.005	0.	0.	100.	.9174312
41	79	801	0.	0.0072	0.	0.	100.	0.952381
41	75	741	0.	0.0025	0.	0.	100.	.9380863
41	70	691	0.	0.002	0.	0.	100.	.9771351
41	66	651	0.00085	0.02845	0.	0.	100.	1.012863
41	67	661	0.00018	0.01071	0.	0.	100.	.9767532
41	67	662	0.00008	0.00667	0.	0.	100.	.9767532
41	71	721	0.	0.0041	0.	0.	100.	.9109957
41	66	681	0.	0.0113	0.	0.	100.	.9564801
1105	1061	0.	0.0192	0.	0.	0.	100.	1.090037
1106	1071	0.00009	0.01578	0.	0.	0.	100.	.8936551
1111	1121	0.	0.004	0.	0.	0.	100.	1.057977
1109	1101	0.	0.015	0.	0.	0.	100.	1.099989
1110	1121	0.00018	0.01134	0.	0.	0.	100.	.8936551
1103	1021	0.00027	0.01578	0.	0.	0.	100.	.8936551
1103	1022	0.00018	0.01079	0.	0.	0.	100.	.8936551

41 97 981	0.	0.0098	0.	0.	100.	0.952381
41146 1471	0.	0.01149	0.	0.	100.	.9406453
41146 1472	0.	0.01149	0.	0.	100.	.9406453
41146 1473	0.	0.01149	0.	0.	100.	.9406453
41131 1321	0.	0.015	0.	0.	100.	1.004016
41140 1411	0.	0.0098	0.	0.	100.	0.952381
41133 1341	0.	0.0035	0.	0.	100.	1.021764
41137 1381	0.	0.005	0.	0.	100.	1.01595
41138 1391	0.	0.005	0.	0.	100.	1.
41 50 491	0.00059	0.01491	0.	0.	100.	.9983028
41 51 491	0.00059	0.01491	0.	0.	100.	.9983028
41 52 491	0.0003	0.0133	0.	0.	100.	1.
41 52 492	0.0003	0.0134	0.	0.	100.	1.
41 54 531	0.00013	0.01386	0.	0.	100.	.9895112
41 54 532	0.00013	0.01386	0.	0.	100.	.9895112
41 36 461	0.00013	0.00693	0.	0.	100.	0.952381
41 40 411	0.00058	0.02535	0.	0.	100.	0.953198
41 47 461	0.00026	0.01386	0.	0.	100.	0.952381
41 46 451	0.00499	0.11473	0.	0.	100.	.9543806
41 37 381	0.0005	0.0238	0.	0.	100.	1.
41 58 591	0.	0.0012	0.	0.	100.	.9868746
41142 1431	0.	0.01	0.	0.	100.	1.013069
41 3 41	0.	0.01238	0.	0.	100.	1.
41151 1521	0.0002	0.0058	0.	0.	100.	1.014713
41157 1561	0.	0.0195	0.	0.	100.	1.
41149 1501	0.0003	0.0181	0.	0.	100.	1.
41154 1551	0.0005	0.0141	0.	0.	100.	.9444655
41 80 341	0.	0.0046	0.	0.	100.	1.

F.5. Réglages des correcteurs

Rappelons que selon (3.13), pour u la sortie d'un correcteur et y son entrée, un correcteur

dynamique s'écrit sous la forme $\begin{bmatrix} \dot{x} \\ x \\ u \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} -\dot{x} \\ x \\ y \end{bmatrix}$, avec $K = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$, et A , B , C et D des matrices

carrées constantes. La matrice K du correcteur LFC-LMI :

$A =$

Colonnes 1 à 6

-1.6854e+02	2.4608e+03	1.3697e+03	9.1945e+02	6.5697e+02	2.0745e+03
-2.6544e+00	-1.9685e+01	-2.8468e+01	-1.5536e+01	-1.3508e+01	-7.9311e+01
8.4377e-15	-1.5643e-13	-6.1462e+00	-7.3763e+00	-5.3099e+00	-2.4331e+01
4.9738e-14	-6.0971e-13	-3.7870e-13	-1.6550e+00	-2.9332e+00	-1.6120e+01
3.8858e-14	-4.4936e-13	-2.4764e-13	-1.8108e-13	-7.1756e-01	-1.2382e+01
6.2172e-15	-1.5171e-13	-6.9306e-14	-2.0650e-14	3.6403e+00	-1.6590e+00
-8.3267e-16	-9.1094e-14	-4.0773e-14	-1.1352e-14	-2.7617e-14	-6.3449e-14
-4.2105e-14	2.3365e-13	1.6923e-13	1.4395e-13	6.5864e-14	3.4704e-13
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0

Colonnes 7 à 10

3.1702e+03	4.5325e+03	0	0
-1.2417e+02	-1.8184e+02	0	0
-3.8381e+01	-5.5082e+01	0	0
-2.4933e+01	-3.6398e+01	0	0
-1.4483e+01	-2.0269e+01	0	0
-6.3162e+00	-4.6509e+00	0	0
-3.7494e+00	-1.1078e+01	0	0
5.4317e+00	1.4031e+00	0	0
0	0	-5.4110e-01	6.7289e-01
0	0	-2.4975e+00	1.2135e+00

$B =$

-7.7540e+02
2.2399e+01
2.5722e+01
-1.5947e+01
-3.1901e-01

3.0038e+01
-1.6884e+01
1.6781e+01
-3.5299e-02
2.5603e-02

C =

Colonnes 1 à 6

-2.8956e+00 4.9060e+01 2.9205e+01 1.9177e+01 1.4859e+01 4.7790e+01

Colonnes 7 à 10

7.5506e+01 1.0098e+02 6.5059e+00 4.8132e+01

D =

-6.7651e-03