



HAL
open science

Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés

Aaron Francis Snyder

► **To cite this version:**

Aaron Francis Snyder. Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1999. Français. NNT : . tel-00784966

HAL Id: tel-00784966

<https://theses.hal.science/tel-00784966>

Submitted on 5 Feb 2013

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE
présentée par

M. Aaron Francis SNYDER
(M.S.E.E., E.I.T.)

Pour obtenir le grade de **DOCTEUR**
de l'**INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**
(Arrêté ministériel du 30 Mars 1992)

Spécialité : Génie Électrique

Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés

Date de soutenance : **18 octobre 1999**

Composition du Jury :

Monsieur	Michel CRAPPE	President et Rapporteur
Monsieur	Willis LONG	Rapporteur
Messieurs	Didier GEORGES	Examineur
	Nouredine HADJ SAID	Examineur
	Thibault MARGOTIN	Examineur
	Arun G. PHADKE	Examineur

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble

M. Jean-François SIBERT

(M. 1987)

BOITBUI

INSTITUT NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE DE QUÉBEC

(Séminaire de la Faculté de Médecine)

1987

Les données expérimentales ont été publiées dans les revues de la spécialité.
Publication dans les grandes revues de la spécialité, en cours de révision.

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

1987

AVANT-PROPOS

Ce travail de thèse a fait partie d'un contrat de recherche entre la Fédération Elesa et Électricité de France. Il a été co-encadré par le Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble (LEG) et le Laboratoire d'Automatique de Grenoble (LAG), dans l'équipe Systèmes et Réseaux Électriques (SYREL) du LEG. Une partie a été faite en collaboration avec le *Virginia Polytechnic Institute and State University* dans un programme d'échange. Il sera impossible de citer toutes les personnes impliquées ici. J'espérerais donc que tous ceux qui ne sont pas cités me pardonnent.

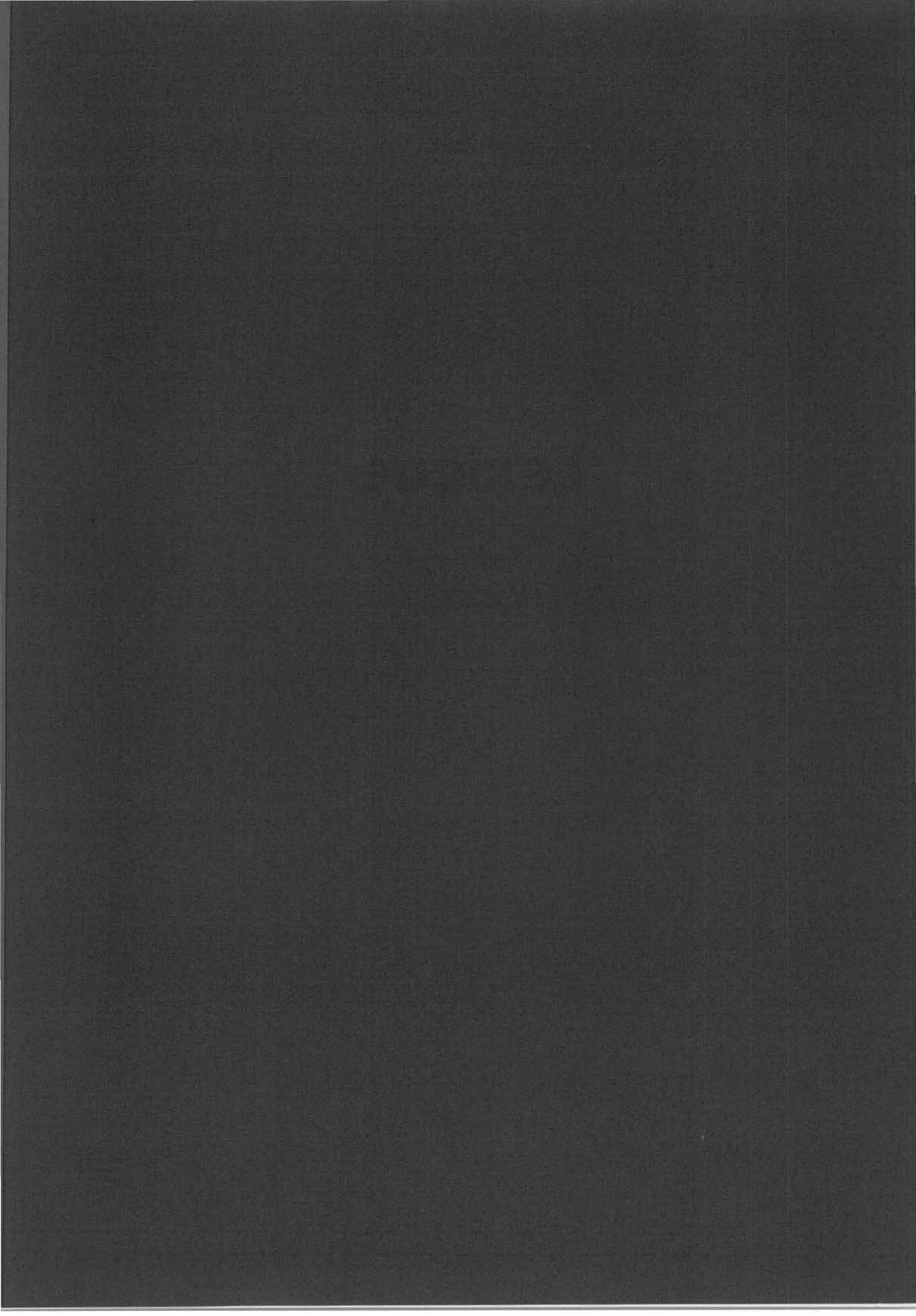
J'aimerais quand même citer quelques personnes :

Je tiens d'abord à remercier M. Nouredine HADJ SAID du LEG qui a eu une ouverture d'esprit suffisante pour accepter cet encadrement. Il est impossible pour moi d'imaginer ma vie en France sans ses conseils, sa camaraderie et sa porte toujours ouverte. Ces qualités sont également ceux de son collègue M. Didier GEORGES du LAG et je regrette de ne pas avoir passé plus de temps dans son bureau pour mieux profiter de notre collaboration dans le « Groupe de Commande des Réseaux » LEG/LAG.

I would like to thank the members of the jury directly implicated in the review process, Michel CRAPPE of the *Faculté Polytechnique de Mons* (Mons, Belgium) and Willis LONG of the University of Wisconsin-Madison (Madison, Wisconsin, U.S.A.), for their diligent effort. Without their critical review, this Ph.D. would not have been possible. I would also like to thank the members of the jury that were not reviewers but rather colleagues, without whom the ideas in this dissertation could not have been more than mere dreams: Thibault MARGOTIN of *Electricité de France* (Clamart, France) and Arun G. PHADKE of Virginia Polytechnic Institute and State University (Blacksburg, VA, U.S.A.).

Je tiens à remercier M. René FEUILLET, le précédent responsable de l'Équipe Réseaux et Systèmes d'Énergie (maintenant rebaptisé SYREL), pour ses constants encouragements pendant ces dernières années.

Je tiens également à remercier M. Daniel ROYE, l'actuel chef de notre glorieuse Équipe Systèmes et Réseaux Électriques (SYREL), pour sa patience pendant mes visites fréquentes dans son bureau, particulièrement dans les derniers moments de la thèse.



LEXIQUE

Les sigles utilisés dans cette thèse sont souvent basés sur un anglais technique courant des réseaux. Une définition courte est fournie en français pour chaque sigle, puis leurs noms correspondant en anglais.

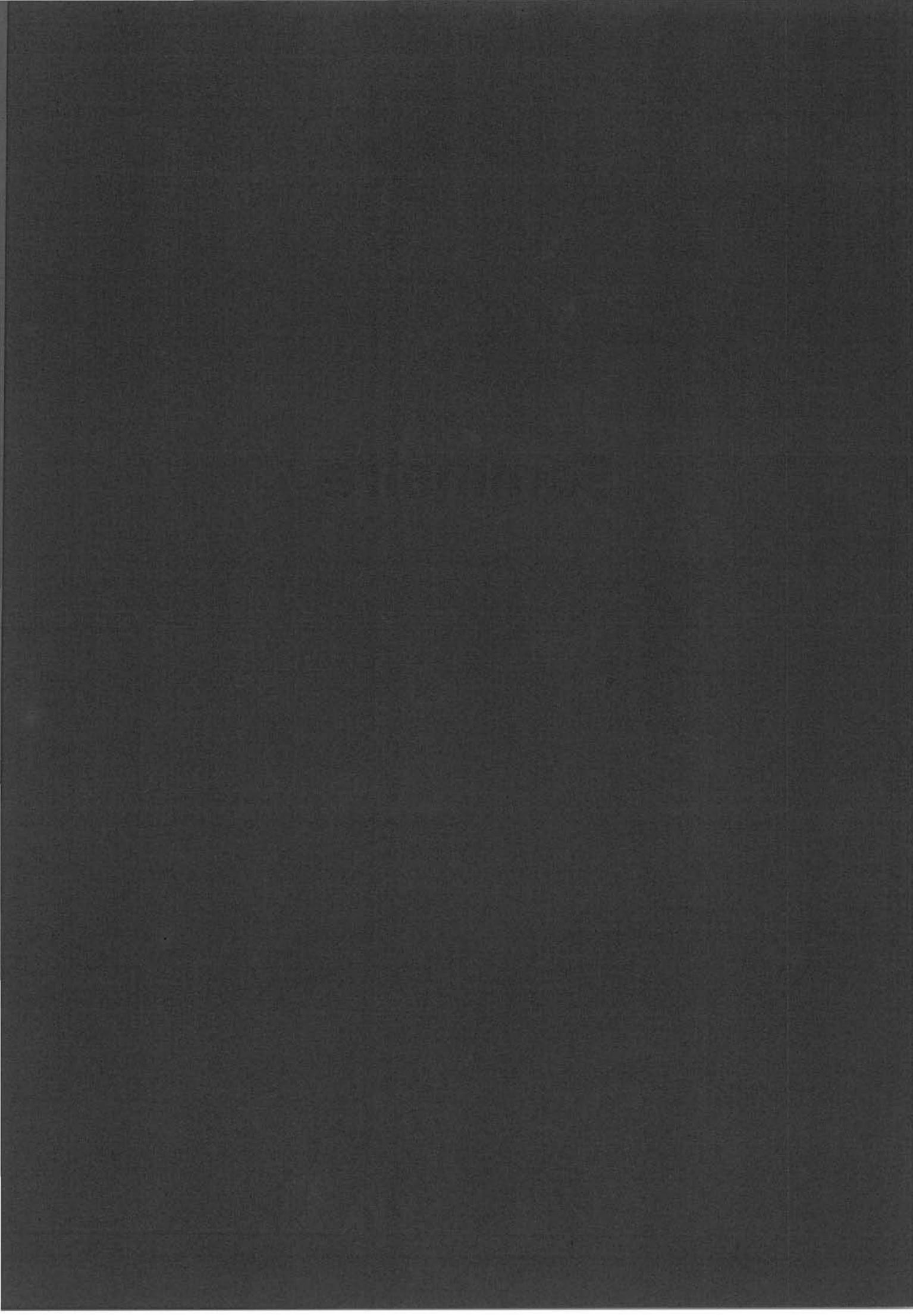
AVR	régulateur de tension d'une machine synchrone (alternateur) <u>a</u> utomatic <u>v</u> oltage <u>r</u> egulator
GPS	système de satellites américains contenant des signaux de synchronisation très précis (moins d'une microseconde) <u>g</u> lobal <u>p</u> ositioning <u>s</u> ystem satellites
LFC	correcteur incorporant uniquement un signal d'entrée local (typiquement un correcteur « PSS », voir définition ci-dessous) <u>l</u> ocal <u>f</u> eedback <u>c</u> ontroller
LMI	méthode de synthèse utilisant les inégalités matricielles linéaires <u>l</u> inear <u>m</u> atrix <u>i</u> nequality
LTI	un système linéaire qui ne dépend pas du temps <u>l</u> inear <u>t</u> ime <u>i</u> nvariant
PMU	un dispositif qui mesure la tension et son déphasage, le courant et son déphasage et la fréquence à un point donné par rapport à un signal de référence synchronisé par des satellites GPS <u>p</u> hasor <u>m</u> easurement <u>u</u> nit
PSS	correcteur compensant les oscillations électromécaniques d'une machine <u>p</u> ower <u>s</u> ystem <u>s</u> tabilizer
RFC	correcteur incorporant au moins un signal d'entrée lointain, qui peut être mesuré par un PMU <u>r</u> emote <u>f</u> eedback <u>c</u> ontroller
SDP	méthode de programmation convexe semi-définie ; aussi des programmes semi-définis <u>s</u> emi- <u>d</u> efinite <u>p</u> rogramming
SPM	mesures de phases (module et angle) synchronisées, calculées par un PMU <u>s</u> ynchronized <u>p</u> hasor <u>m</u> easurement

LEXIQUE

Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.

1. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
2. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
3. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
4. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
5. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
6. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
7. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
8. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
9. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100
10. Les mots de ce lexique sont tirés de l'ouvrage de M. L. L. et de l'ouvrage de M. L. L.	100

Sommaire



AVANT-PROPOS.....	3
LEXIQUE.....	5
INTRODUCTION	13
CHAPITRE I	
LES GRANDS RÉSEAUX INTERCONNECTÉS ET LEURS PROBLÈMES DE STABILITÉ	17
1.1. Une solution classique : les correcteurs AVR et PSS	19
1.2. Une solution avancée : un correcteur RFC.....	20
CHAPITRE II	
LA MODÉLISATION DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	23
2.1. La modélisation des réseaux électriques.....	23
2.1.1. Les générateurs	24
2.1.2. La turbine et sa régulation.....	26
2.1.3. Les lignes et transformateurs	26
2.1.4. Les charges	27
2.2. Les régulateurs de vitesse et stabilisateurs AVR et PSS.....	27
2.2.1. Les modèles des régulateurs de tension	28
2.2.2. Le modèle d'un correcteur PSS	30
2.3. La théorie des petits signaux.....	30
2.3.1. La stabilité du système.....	32
2.3.2. Vecteurs propres et matrices modales	33
2.3.3. Facteurs de participation	34
2.3.4. Forme modale	34
2.3.5. Commandabilité et observabilité.....	34
2.3.6. Les résidus	35
2.3.7. Linéarisation des équations d'état	36
2.4. La modélisation « réduite ».....	36
2.4.1. Machine unique, nœud infini	37
2.4.2. Modèles « complets » réduits.....	38
CHAPITRE III	
L'EXPLOITATION DES SIGNAUX SYNCHRONISÉS DANS LES GRANDS RÉSEAUX	39
3.1. Les mesures synchronisées	39
3.2. Résumé des applications « typiques » des mesures synchronisées	41
3.2.1. Estimation d'état.....	41
3.2.2. Supervision d'un réseau	42
3.2.3. Les protections d'un réseau.....	42
3.2.4. Commande d'un réseau électrique	43
3.3. Retards et Pertes.....	44
3.4. Résumé des mesures synchronisées.....	45

CHAPITRE IV

ILLUSTRATION DES TECHNIQUES « CLASSIQUES » DE RÉGLAGE	47
4.1. Les correcteurs LFC et RFC : une comparaison	47
4.2. Positionnement optimal des correcteurs	49
4.2.1. Méthodes exploitées historiquement	49
4.2.2. L'application de l'approche choisie sur les réseaux tests	51
4.2.3. Conclusions générales sur les approches de positionnement optimal	55
4.3. Synthèse des correcteurs par la méthodes des résidus	55
4.3.1. Réglage du correcteur LFC	55
4.3.2. Réglage du correcteur RFC	56
4.4. Cas d'un grand réseau électrique	56
4.4.1. Analyse des correcteurs en petits signaux	56
4.4.2. Analyse temporelle des correcteurs	59
4.5. Synthèse d'un correcteur RFC avec les entrées retardées	60
4.5.1. Signaux à retard : développement théorique	60
4.5.2. Commande sans retards	61
4.5.3. Commande incluant les retards	61
4.5.4. Techniques classiques d'analyse pour les systèmes à retard	62
4.5.5. Résultats pour les systèmes à retard	63
4.6. Conclusions sur les techniques « classiques » et les correcteurs RFC	64

CHAPITRE V

LES INÉGALITÉS MATRICIELLES LINÉAIRES	65
5.1. Introduction et Forme Générale des LMIs	65
5.1.1. Représentation d'état	65
5.1.2. Définition d'une inégalité matricielle linéaire	66
5.1.3. Les problèmes traités par les LMIs	66
5.2. Les Algorithmes LMI : Incertitudes	66
5.2.1. Modèle N°1 : Incertitude additive	67
5.2.2. Modèle N°2 : Incertitude multiplicative directe en sortie	68
5.3. Les Algorithmes LMI : commande par retour d'état	68
5.4. Les Algorithmes LMI : commande par retour de sortie	68
5.4.1. Un correcteur H_{∞} -LMI	69
5.4.2. Synthèse multi-objectifs	73
5.5. Les Algorithmes LMI : Application	74
5.5.1. Correcteur RFC-LMI sans retard	75
5.5.2. Correcteur RFC-LMI avec retard	76
5.6. Conclusion sur l'approche LMI	77

CHAPITRE VI

SYNTHÈSE D'UN CORRECTEUR RFC : APPLICATIONS AUX	79
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	79
6.1. La démarche de synthèse suivie	79
6.2. Résultats sur le réseau test de 4-machines	80
6.2.1. 4 Machines : Correcteur sans retards et pertes	80

6.2.2. 4-Machines : Correcteur avec retards.....	81
6.3. Résultats sur le réseau test à 29-machines	84
6.3.1. 29-Machines : Correcteur sans retards et pertes.....	84
6.3.2. 29-Machines : Correcteur avec retards.....	89
CONCLUSIONS	91
PERSPECTIVES	92
BIBLIOGRAPHIE	93
ANNEXE A	
DÉTAIL DES ÉQUATIONS D'ÉTAT	97
A.1. Matrice d'état A.....	97
A.2. Matrice d'état B.....	98
A.3. Variables des Equations d'Etat	98
ANNEXE B	
MÉTHODOLOGIE DE LA RÉDUCTION DE MODÈLE DES SYSTÈMES	101
B.1. Motivation pour la réduction de modèle.....	101
B.2. Réduction de modèle.....	102
B.3. Concepts fondamentaux pour la réduction des systèmes.....	102
B.4. Réduction d'une réalisation équilibrée.....	107
B.5. Réduction de modèle pour les réalisations non-équilibrées	107
B.6. Application de la réduction de modèle sur les réseaux test	108
RÉFÉRENCES DE L'ANNEXE B.....	113
ANNEXE C	
LES RÉSEAUX TESTS.....	115
C.1. Le réseau test 4-machines.....	115
C.2. Le réseau test 29-machines.....	121
C.2.1. Données des nœuds (charges, compensation réactive, ...)	123
C.2.2. Données des générateurs	125
C.2.3. Données des lignes.....	126
C.2.4. Données des transformateurs.....	128
C.2.5. Réglages des correcteurs	129
RÉFÉRENCES DE L'ANNEXE C.....	131
ANNEXE D	
LOGICIELS DE CALCUL ET DE L'ANALYSE	133
D.1. <i>initcond.m</i>	133
D.2. <i>matrixab.m</i>	137
D.3. <i>eigval.m</i>	140
D.4. <i>eigalyze.m</i>	142
REDUCED ENGLISH VERSION	155

<i>Introduction</i>	157
<i>E.1. Interconnected Power Systems and Stability Problems</i>	161
1.1. <i>The classical solution: AVRs and PSSs</i>	163
1.2. <i>The advanced solution: a Remote Feedback Controller (RFC)</i>	163
<i>E.2. Power System Modelling and Analysis</i>	165
2.1. <i>Power System Modelling</i>	165
2.1.1. Generators	165
2.1.2. Turbine and Governor	165
2.1.3. Lines and Transformers	165
2.1.4. Loads	165
2.2. <i>AVRs and PSSs</i>	166
2.2.1. Automatic Voltage Regulator (AVR).....	166
2.2.2. Power System Stabilizer (PSS).....	166
2.3. <i>Small-Signal Theory</i>	166
2.3.1. System Stability.....	167
2.3.2. Eigenvectors and Modal Matrices	167
2.3.3. Participation Factors.....	167
2.3.4. Mode Shape.....	167
2.3.5. Controllability and Observability	167
2.3.6. Residues	167
2.3.7. State-Space Equation Linearization.....	168
2.4. <i>Model Reduction</i>	168
2.4.1. One-Machine, Infinite-Bus Model.....	169
2.4.2. Complete Reduced Model	169
<i>E.3. Synchronized Measurement Applications in Power Systems</i>	171
3.1. <i>Synchronized Phasor Measurements</i>	171
3.2. <i>Typical Synchronized Phasor Measurement Applications</i>	172
3.2.1. State Estimation.....	172
3.2.2. Network Supervision	172
3.2.3. Power System Protection.....	172
3.2.4. Power System Control.....	172
3.3. <i>Signal Delay and Signal Loss</i>	172
3.4. <i>Synchronized Measurement Summary</i>	173
<i>E.4. Classical Controller Tuning Techniques</i>	175
4.1. <i>LFC vs. RFC: A Comparison</i>	175
4.2. <i>Optimal Positioning of Controllers</i>	176
4.2.1. Classical Methods.....	176
4.2.2. Application of Controller Placement Algorithm.....	177
4.2.3. Controller Positioning Conclusions	177
4.3. <i>Controller Determination using Residues</i>	177
4.3.1. LFC Tuning	177
4.3.2. RFC Tuning.....	178
4.4. <i>Power System Analysis</i>	178
4.4.1. Small-Signal Controller Analysis	178
4.4.2. Time-Domain Analysis.....	179

4.5.	<i>RFC Controller with Input Signal Delay</i>	179
4.5.1.	Theory of Delay Signals and Systems	179
4.5.2.	Control without delay	179
4.5.3.	Control With Delay	180
4.5.4.	Pure Time Delay Linear Models	180
4.5.5.	Input Signal Delay Results	180
4.6.	<i>Classical Tuning and RFC Conclusions</i>	181
E.5.	<i>Linear Matrix Inequalities</i>	183
5.1.	<i>Introduction and General Form of LMIs</i>	183
5.1.1.	State-Space Model Convention	183
5.1.2.	LMI Definition	183
5.1.3.	Control Problems Treated by LMIs.....	183
5.2.	<i>LMI Algorithms and Uncertainties</i>	184
5.2.1.	Additive Uncertainties.....	184
5.2.2.	Multiplicative Uncertainties	184
5.3.	<i>LMI Algorithm: State Feedback Control</i>	185
5.4.	<i>LMI Algorithms: Output Feedback Control</i>	185
5.4.1.	H_{∞} -LMI Controller	185
5.4.2.	Multiple Objective Synthesis.....	188
5.5.	<i>LMI Algorithms: Application</i>	188
5.5.1.	RFC-LMI Controller Without Delay	188
5.5.2.	RFC-LMI Controller with Input Signal Delay.....	189
5.6.	<i>LMI Application Conclusions</i>	190
E.6.	<i>Remote Feedback Controller Synthesis and Power System Application</i>	191
6.1.	<i>Controller Synthesis</i>	191
6.2.	<i>4-machine test system results</i>	192
6.2.1.	4-Machine test system: Controller without input signal delay or loss	192
6.2.2.	4-Machine test system: Controller with input signal delay.....	193
6.3.	<i>29-machine test system results</i>	193
6.3.1.	29-Machine test system: Controller without delayed inputs.....	194
6.3.2.	29-Machine test system: Controller with input signal delay.....	195
	<i>Conclusions and Future Work</i>	197
	<i>Equations</i>	199
	<i>Figures</i>	207
	<i>Tables</i>	213

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 leur 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 et schémas d'exploitation, 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 un contexte de déréglementation (contexte concurrentiel). 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 faibles, 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 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 en opposition avec une autre machine dans un 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 types « locaux » et « inter-régions ». Ces oscillations limitent le fonctionnement des réseaux en régime permanent et peuvent causer des instabilités en régime perturbé.

La solution à ce problème a été l'addition d'une boucle de commande, sensible aux oscillations, appelée « stabilisateur de puissance » (power system stabilizer, PSS) permettant de les amortir. Pour ce faire, le correcteur PSS ajoute un signal, en opposition de phase par rapport à l'oscillation, dans l'excitatrice. En utilisant les signaux de la machine où se situe le correcteur, 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 informations provenant des autres régions du réseau (donc « distantes » ou « lointaines »). Ce correcteur offre de meilleures performances pour l'amortissement de ce type d'oscillations.

Les correcteurs « lointains », ainsi que les signaux provenant des régions autres que celles où se trouvent les correcteurs, dépendent des réseaux de communication terrestres (fibre optique, faisceaux hertziens, ...) ou satellites. Avec ces réseaux de communication, l'échange des données entre les portions du réseau électrique se fait d'une manière très efficace, mais avec une incertitude sur les retards des grandeurs mesurées. Pour éviter les problèmes liés à ces retards, nous proposons dans cette thèse l'utilisation de mesures synchronisées par des dispositifs nommés phasemètres ou « *Phasor Measurement Units* » (PMUs) [Mac-93]. Ces dispositifs, basés sur les signaux synchronisés des satellites « GPS » (*Global Positioning System* en anglais), ont été conçus pour fournir aux opérateurs des réseaux des grandeurs synchronisées à une microseconde près telles que la tension et son déphasage (nommé *voltage phasor*), le courant et son déphasage (nommé *current phasor*) et la fréquence au point d'insertion. L'application de ces dispositifs ne se limite pas à l'amortissement des oscillations : ils ont eu également un grand succès dans la sécurisation du réseau (« *Plan de Défense* », Électricité de France) et le ré-enclenchement des protections (« *Adaptive Out-of-Step Relaying* »), la localisation de défauts, etc.

L'addition des mesures synchronisées (appelées *synchronized phasor measurements* ou *SPMs* en anglais) 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 (*linear matrix inequalities* ou *LMIs*). Ces LMIs peuvent tenir compte de ces deux contraintes dans le même calcul. Une fois que notre problème de commande est posé sous une forme linéaire et matricielle, nous construisons les inégalités en introduisant des bornes de robustesse et de performance ; si une solution est trouvée, les algorithmes nous garantissent des commandes robustes et optimales (donc performantes) pour les contraintes données. Les contraintes telles que le retard des signaux ou la perte de signaux sont aussi prises en compte par les algorithmes LMI.

Cette thèse se focalise principalement donc sur la conception d'un correcteur utilisant des mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations dans les grands réseaux de transport et d'interconnexion. Nous montrerons l'application d'algorithmes basés sur les résidus et les LMIs pour régler ce correcteur. Nous ajouterons les critères de robustesse et de performance, soit *a posteriori* par l'analyse continue (*continuation method*), soit *a priori* par les contraintes des algorithmes LMI. Les correcteurs conçus maintiennent la stabilité du réseau face aux problèmes de retards et de pertes des signaux, mais aussi en tenant compte des deux contraintes de robustesse et de performance.

La première partie développera les thèmes principaux traités dans cette thèse : à savoir les oscillations inter-régions, les mesures synchronisées, le retard et la perte de signaux des correcteurs.

La deuxième partie traitera de la modélisation des grands réseaux ainsi que des correcteurs AVR et PSS. La théorie sera présentée de façon à mettre en évidence les avantages et les limites de ces correcteurs. Une comparaison des modèles de réseaux électriques sera aussi abordée.

La troisième partie présentera les mesures synchronisées et leurs applications dans les grands réseaux électriques.

La quatrième partie développera les techniques « classiques » de réglage des correcteurs contenant des boucles de commande locales (*local feedback controller* ou *LFC*) et lointaines (*remote feedback controller* ou *RFC*). Les applications et les analyses des correcteurs LFC et

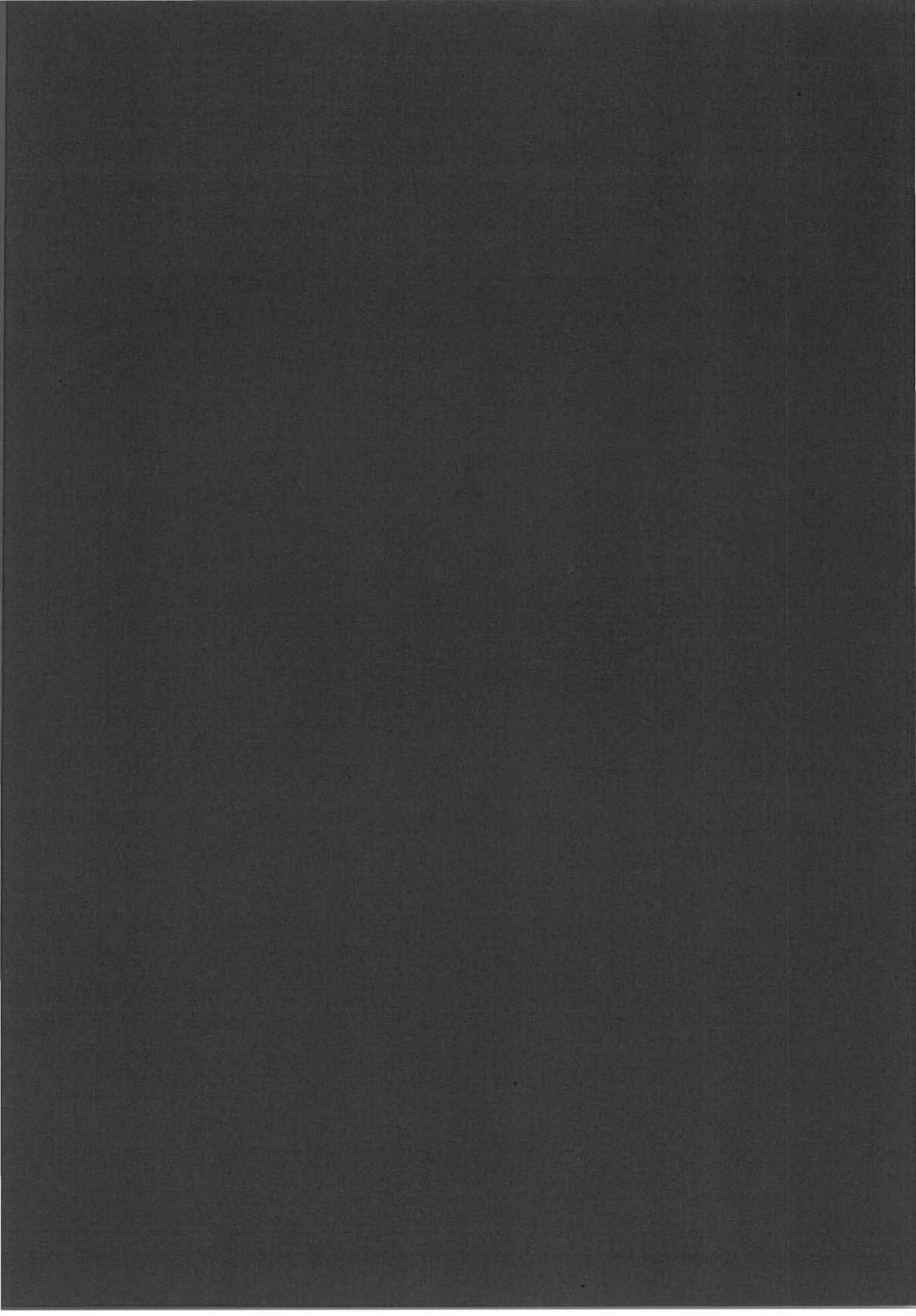
RFC dans les réseaux électriques seront présentées. Celles-ci incluent les problèmes de retard et de perte des signaux d'entrée des correcteurs.

La cinquième partie présentera les inégalités matricielles linéaires du point de vue théorique puis leur application aux cas traités dans cette thèse, notamment pour résoudre les problèmes de retard et de perte des signaux d'entrée rencontrés. Une méthodologie du réglage d'un correcteur basée sur les LMIs sera comparée à une méthode classique utilisant les résidus.

La sixième partie sera une synthèse des résultats obtenus pendant la thèse. Une conclusion et des perspectives 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 entre la Direction des Études et Recherches d'Electricité de France et la Fédération Elesa.

1



CHAPITRE I

Les grands réseaux interconnectés et leurs problèmes de stabilité

Les grands réseaux électriques sont actuellement dans une phase d'évolution dans différentes régions du monde. Les nombreuses contraintes économiques, politiques et techniques actuelles ont modifié le mode de fonctionnement auquel les opérateurs étaient habitués. En ce qui concerne la production d'énergie, les contraintes écologiques sur les grandes centrales thermiques et l'émission de substances nocives pour l'environnement ont fait que l'intégration des centrales à charbon est de plus en plus difficile dans les pays développés. Pour les remplacer, les centrales à gaz naturel sont actuellement utilisées pour fournir cette énergie à grande échelle, alors qu'historiquement elles étaient utilisées surtout pendant les périodes de pointes de consommation. Les déchets radioactifs créés par les centrales nucléaires, ayant une durée de vie de quelques 10.000 années, sont la cause majeure d'un certain rejet de cette source d'énergie depuis le début des années 1990. Certains pays développés ont un pourcentage de ce type de production important (en tête, la France avec environ 80% de sa production d'origine nucléaire) mais ils ne disposent pas d'une solution efficace au problème du stockage des déchets.

À côté du problème des sources primaires d'énergie, le transport et la distribution subissent également des contraintes plus sévères qu'auparavant. L'adoption des règles de concurrence (*deregulation* en anglais) des pays de la Communauté européenne et d'autres pays de par le monde, a créé des marchés nouveaux et des structures plus ouvertes pour le transfert de puissance entre les producteurs et les consommateurs. Malgré cela, l'investissement dans les moyens de transport à très haute tension, et dans les dispositifs de commande les plus avancés (dispositifs FACTS, *Flexible Alternating Current Transmission Systems* en anglais), sera un problème majeur pour les opérateurs des réseaux. Les principaux problèmes sont les coûts d'installation et de maintenance ainsi que le retour sur investissement. Avec la nouvelle structure centralisée tendant à disparaître et la multiplication des acteurs, notamment, la construction de nouvelles lignes ne constituera pas une bonne solution et les retours sur investissement (d'environ 8 à 10%) ne sont plus garantis avec une telle structure.

Tous ces problèmes de production et de transport sont liés à des transferts d'énergie plus élevés sur des structures très figées. Pour illustrer ce concept, considérons un réseau de transport

composé de plusieurs régions connectées par des lignes d'interconnexion (cf. figure 1.2.). À cause de l'augmentation de la consommation dans ces diverses régions, et donc de l'augmentation de la quantité d'énergie transférée entre ces régions, un réseau de ce type peut subir des oscillations spontanées de basses fréquences (de 0,1 à 1,1 Hz). Si ces oscillations sont issues d'une machine en contre-réaction (*i.e.* en opposition de phase) avec le réseau, ou d'une machine en contre-réaction avec une autre machine dans la même centrale, nous les appelons « locales ». Ces oscillations deviennent souvent stables après l'installation de régulateurs de tension et d'une boucle de commande stabilisatrice PSS, ou « *power system stabilizer* en anglais », placée sur les générateurs (cf. la figure 1.1. et la région 2, figure 1.2.). Si ces oscillations sont dues à une machine (ou un groupe de machines cohérentes) en contre-réaction avec une autre machine (ou groupe de machines cohérentes) dans une autre région, nous les appelons « inter-régions ».

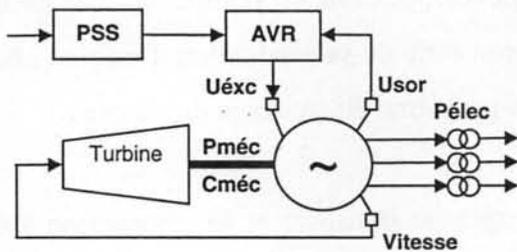


Figure 1.1.
Les correcteurs AVR et PSS sur une machine

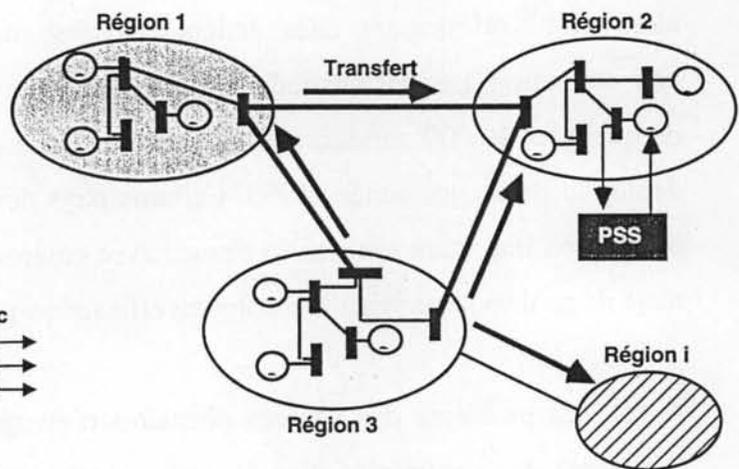


Figure 1.2.
Vue globale d'un réseau
un correcteur PSS

Les oscillations inter-régions (et les oscillations locales) sont liées à la stabilité du réseau en présence de petits signaux autour de son point de fonctionnement nominal P_{nom} (cf. figure 1.3.), et sont visibles dans la réponse de la vitesse des générateurs en régime permanent. Les oscillations sont aussi considérées comme un échange d'énergie entre les deux régions concernées. Ces oscillations de la puissance de transfert sur la ligne d'interconnexion entre les deux régions peuvent dépasser la limite de fonctionnement $P_{séc}$ dit « en sécurité », tout en restant en dessous de la limite de fonctionnement P_{san} (la limite « sans » garantie de sécurité) actuelle de la ligne. Comme le fonctionnement du réseau n'est pas garanti dans la zone située au-dessus d'un transfert de puissance $P_{séc}$, le retour à la stabilité du réseau n'est pas garanti. Notre travail consiste à trouver des solutions pour exploiter la différence entre le point de fonctionnement nominal P_{nom} et la limite de « sécurité » du réseau $P_{séc}$. Les dispositifs de commande comme les correcteurs PSS, RFC (« *remote feedback controller* » en anglais) ou

dispositifs FACTS nous permettent d'augmenter la limite de stabilité pour s'approcher de celle « sans sécurité ». Avec celle-ci, nous avons une nouvelle région de commande exploitable pour améliorer la stabilité des réseaux.

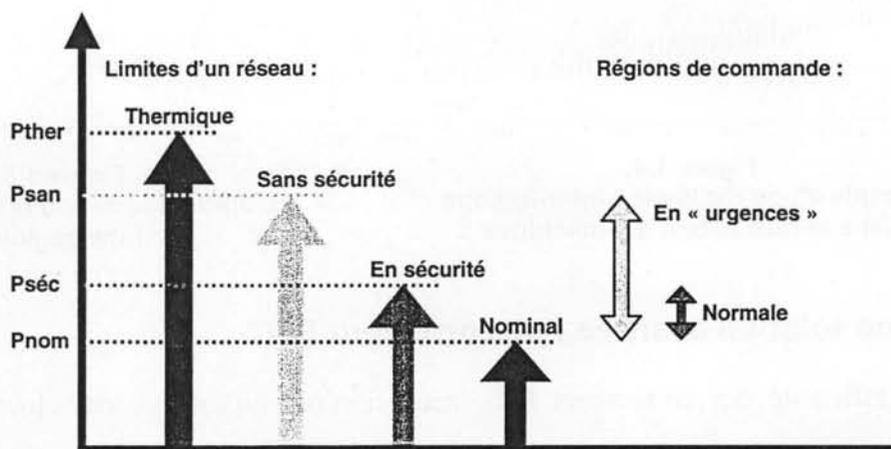


Figure 1.3.
Limites d'un réseau et ses
régions de commande

1.1. Une solution classique : les correcteurs AVR et PSS

Une réponse relativement efficace aux problèmes d'oscillations (inter-régions et locales) et de soutien de tension consiste à installer des boucles de commande appelées « régulateurs de tension » (*automatic voltage regulator* ou AVR en anglais) et « stabilisateurs à écart de phase » (*power system stabilizers* ou PSS en anglais) sur les générateurs. En utilisant des signaux provenant de la machine sur laquelle ils sont installés, les correcteurs AVR et PSS maintiennent la stabilité des machines et du réseau en amortissant des oscillations locales ou inter-régions. Cet amortissement est obtenu en agissant sur la tension d'excitation de la machine (cf. figure 1.2.) [Iee-94, Kun-94, Lar-81.1-Lar-81.3]. Cette solution est peu coûteuse et très performante dans certaines conditions de fonctionnement des réseaux, mais ne représente pas la meilleure solution pour un grand réseau avec plusieurs régions dans des conditions de fonctionnement éloignées du point nominal, donc dans la zone de fonctionnement « sans sécurité ». La figure 1.2. montre une vue globale de l'installation d'un correcteur PSS sur une des machines. La figure 1.4. montre une oscillation inter-régions sur une des machines et la figure 1.5. montre l'amortissement de la même oscillation inter-régions sur une ligne d'interconnexion réalisé par des correcteurs PSS et RFC-LMI dans un réseau test (celui à 4-machines de [Kun-94]).

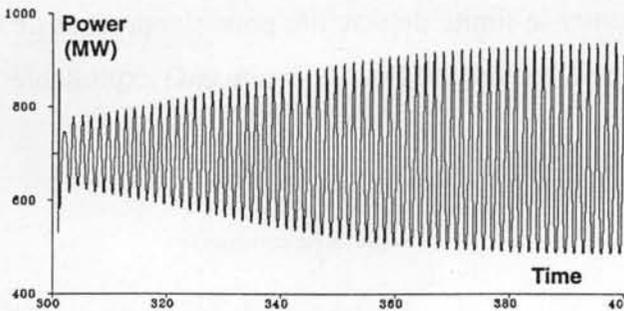


Figure 1.4.
Exemple d'une oscillation inter-régions
dans le réseau test à 4-machines

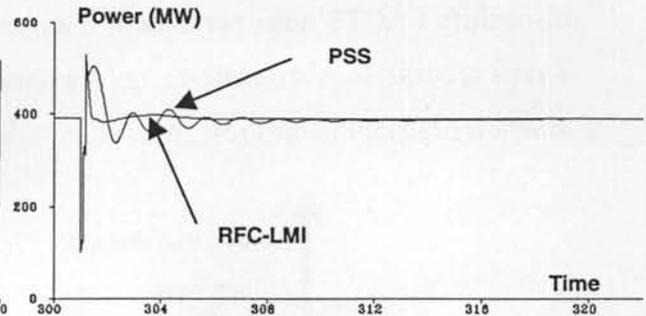


Figure 1.5.
L'amortissement d'une oscillation
inter-régions

1.2. Une solution avancée : un correcteur RFC

Malgré l'efficacité des correcteurs PSS, ceux-ci n'ont qu'une vision « locale » d'un réseau. Comme le correcteur n'utilise qu'un signal local, il ne réagit qu'en contre-réaction de la machine sur laquelle il est installé. Si la commande souhaitée dépasse la limite de cette machine, le correcteur ne peut pas réaliser sa tâche principale. Comme les oscillations inter-régions englobent souvent deux machines en contre-réaction (*i.e.* en opposition de phase), nous proposons dans cette thèse de développer un correcteur appelé RFC (« *remote feedback controller* » en anglais) qui reçoit des signaux des deux machines. Grâce aux signaux des différentes régions, ce correcteur a une vision « globale » du réseau, ce qui lui permet d'agir des deux côtés et, dans certains cas, d'amortir les oscillations plus rapidement qu'un correcteur PSS classique. Comme ce correcteur RFC agit sur les excitations des deux machines, il peut éviter la sortie de la région de stabilité.

Le correcteur RFC nécessite des signaux synchronisés pour garantir qu'il n'agit que sur l'état du système au même instant. Cette condition est requise par les algorithmes utilisés pour le réglage de ce type de correcteur. Considérons un réseau comme celui montré sur la figure 1.6., supposons qu'un correcteur RFC est installé dans la région 1 mais qu'il agit aussi sur des signaux de la région 2 et de la région 3. On peut aisément imaginer l'existence d'un retard entre

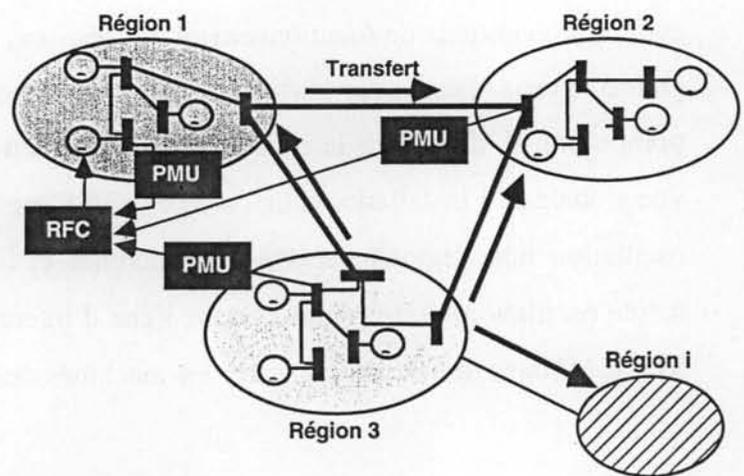


Figure 1.6.
Réseau multi-régions avec un
système de commande RFC

la réception du signal de la région 1 et la réception des signaux des deux autres régions par ce correcteur. Pour éviter donc que le correcteur agisse sur des signaux correspondants à des instants différents, nous considérons que ces signaux sont synchronisés par des phasemètres nommés PMU (« *Phasor Measurement Units* » en anglais) et envoyés au correcteur par un système de communication avancé (dit rapide). Ces dispositifs sont basés sur des signaux d'horloge synchronisés des satellites GPS (*Global Positioning System* en anglais) [Int-99.1, Int-99.2] et fournissent aux opérateurs des réseaux des grandeurs telles que la tension et son déphasage (nommé « *voltage phasor* » en anglais), le courant et son déphasage (nommé « *current phasor* » en anglais) et la fréquence au point d'insertion dans un réseau électrique. Ces grandeurs sont synchronisées à une microseconde près [Mac-93]. Nous voyons un exemple de satellites GPS sur la figure 1.7.



Figure 1.7.
Les satellites GPS

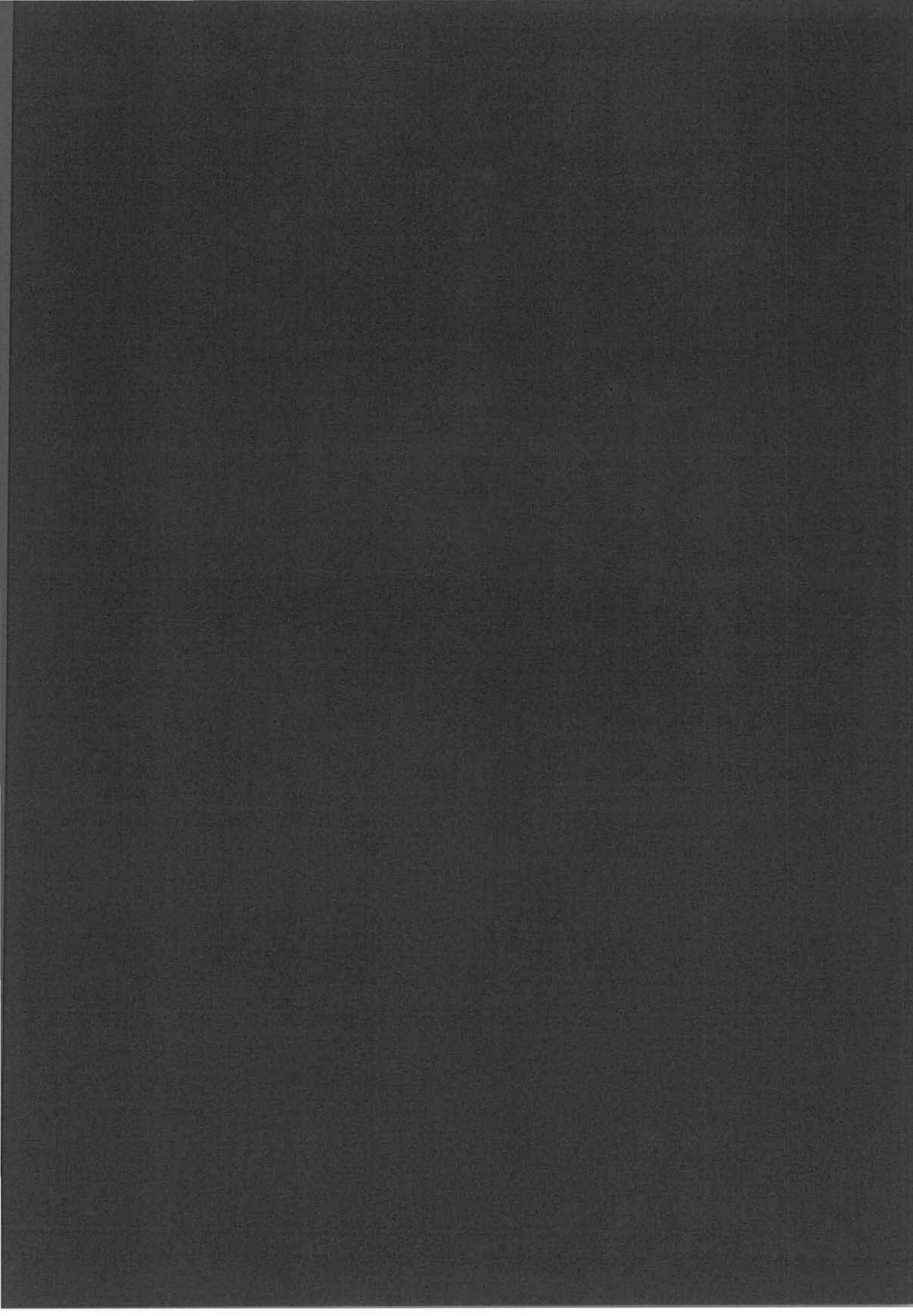
L'inclusion de ces mesures synchronisées SPM (« *synchronized phasor measurements* » en anglais) dans les systèmes de commande RFC permet donc une vision « globale » du réseau. Le système de commande, montré par la figure 1.6, remplace le correcteur PSS de l'exemple précédent. Grâce à l'inclusion des mesures SPM, les oscillations existantes ou spontanées dans le réseau sont mieux amorties et la stabilité du réseau est maintenue pour une plage de conditions de fonctionnement plus large dans certains cas qu'avec un PSS. Dans cette thèse, ces performances ont été réalisées d'une part grâce à l'application de techniques dites « classiques » et d'autre part par les techniques de la commande robuste basées sur les inégalités matricielles linéaires, que nous développerons par la suite. Les aspects retards de transmission des données et la perte éventuelles des signaux d'entrée associés au correcteur RFC seront également développés.

Faint, illegible text at the top of the page, possibly bleed-through from the reverse side.



Faint, illegible text at the bottom of the page, possibly bleed-through from the reverse side.

2



CHAPITRE II

La Modélisation des Grands Réseaux Électriques

Dans ce chapitre, nous développerons les bases mathématiques de la modélisation et de l'analyse des réseaux électriques. Nous présenterons l'approche pour 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.

Les grandeurs des machines les plus importantes pour notre étude sont : le couple mécanique $C_{méc}$ et la puissance mécanique $P_{méc}$ fournis par la turbine, la tension d'excitation U_{exc} fournie par le régulateur de tension, la fréquence électrique (ou bien la vitesse), la puissance électrique $P_{élec}$, et la tension de sortie U_{sor} mesurée à la sortie du générateur. Les deux principales boucles de commande du générateur sont aussi indiquées : le régulateur de tension (AVR ou *automatic voltage regulator* en anglais) et le stabilisateur supplémentaire à écart de phase (PSS ou *power system stabilizer* en anglais).

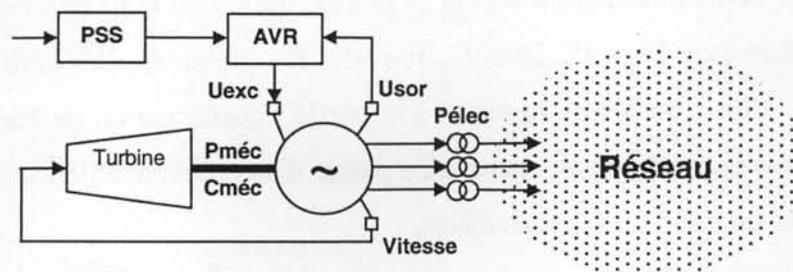


Figure 2.1.
Représentation d'une machine et son réglage

2.1. La modélisation des réseaux électriques

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. Dans cette thèse, nous présentons en particulier les modèles des générateurs, des turbines, des régulateurs de tension et des stabilisateurs que nous avons utilisés et nous mettrons en place les équations différentielles qui décrivent ces modèles au sein d'un réseau électrique.

2.1.1. 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. Une fois que 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 visiblement sur les changements de tension de toutes les machines, les changements de vitesse ou fréquence des machines, ainsi que les transferts de puissance sur les lignes d'interconnexion. Avant l'interconnexion des machines (et sous-réseaux) îlotées, et donc la création d'un « grand » réseau, les oscillations inter-régions n'avaient jamais été envisagées.

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 dans la centrale. Ces caractéristiques sont incluses dans les outils informatiques pour la gestion du réseau mais aussi dans des logiciels de calcul comme *Eurostag* [Eur-95, Duo-92, Eur-96]. En pratique, elles sont transformées de la base du rotor à la base du réseau et vice-versa par la transformation de Park [Kun-94, Eur-95, And-77]. 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.

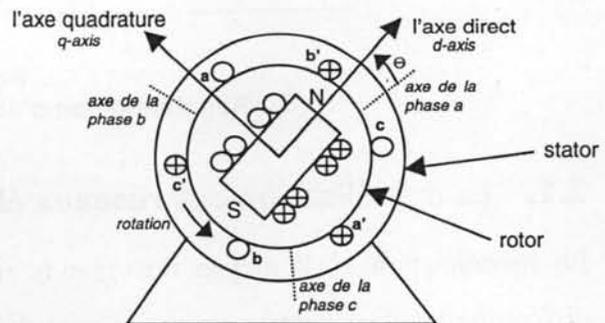


Figure 2.2.
Schéma d'une machine synchrone triphasée

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 :

$$2H\dot{\omega} = T_M - T_E = T_M - \lambda_q i_d - \lambda_d i_q \quad (2.9)$$

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

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 du type $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$. La forme linéarisée de ces équations est donnée en Annexe A.

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

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-
T_E, T_M	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

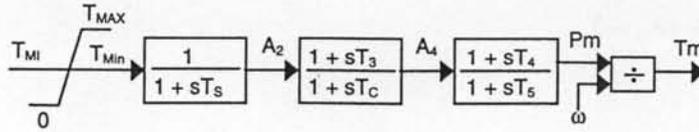


Figure 2.3.
Une turbine et sa régulation

2.1.2. 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 :

$$T_m = P_m/\omega \quad (2.11)$$

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

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

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

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

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

où T_m est le couple mécanique de la turbine, P_m la puissance mécanique de la turbine, ω la vitesse de la turbine, T_i les constantes de temps représentant le comportement thermo-dynamique des différentes chambres de vapeur de la turbine (modèle thermique), et A_i les variables intermédiaires du modèle.

2.1.3. Les lignes et transformateurs

Nous avons considéré dans cette thèse que les lignes de transport dans les réseaux tests sont représentées par leur schéma équivalent en Π . Pour la plupart de nos 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 (des oscillations inter-régions de 0,1 à 1,0 Hz).

2.1.4. Les charges

Nous n'avons considéré ici que les charges passives, comportant une partie de puissance active et une partie de puissance réactive constante. Quand cela a été nécessaire, nous avons utilisé l'approche nœud infini pour les zones du réseau très larges qui ne participent pas à une oscillation de type inter-régions. L'effet sur la stabilité des réseaux et l'interaction des différents modèles de charge (non linéaires, ...) sont les sujets d'une autre étude actuellement en cours au LEG. Ces hypothèses pour les lignes, transformateurs et charges sont conformes aux modèles standards de [Kun-95] et [Iee-96].

2.2. Les régulateurs de vitesse et stabilisateurs AVR et PSS

La première solution au problème des oscillations des réseaux électriques a été d'équiper les alternateurs d'enroulements amortisseurs (voir la partie 2.1). Cependant, cette solution s'avère insuffisante quand les réseaux approchent de leur limite de stabilité. Par ailleurs, les régulateurs de tension (RT) contribuent à l'amélioration de 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) aggravaient les phénomènes d'instabilité.

Pour faire face à ces problèmes d'oscillation et d'instabilité, des boucles de retour (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 » comporte typiquement deux filtres, passe haut et passe bas, un gain, et une compensation de phase (cf. figure 2.4). 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 pour déplacer le mode d'oscillation instable vers la partie gauche du plan complexe et donc vers la stabilité.

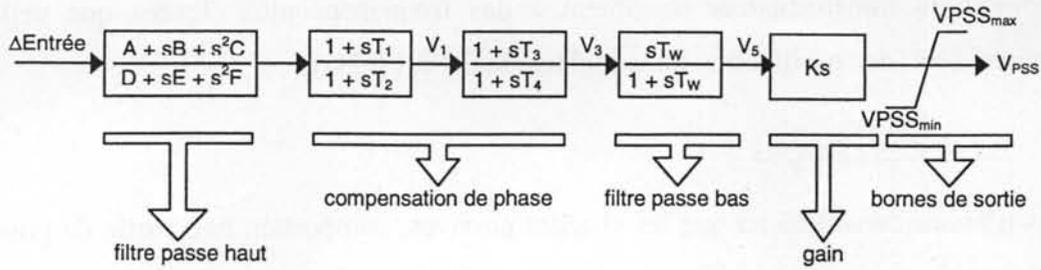


Figure 2.4.
PSS « classique » [lee-94]

Une fois créé, le correcteur est ajouté au régulateur de tension, comme on le voit sur la figure 2.1. Le réglage d'un correcteur PSS peut s'effectuer par l'utilisation d'une ou de plusieurs techniques : les résidus [Lar-81.2], la commande robuste [Shu-98], 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.

2.2.1. Les modèles des régulateurs de tension

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 ; les trois types utilisés pour le réseau test de 29 machines sont décrits en Annexe C.

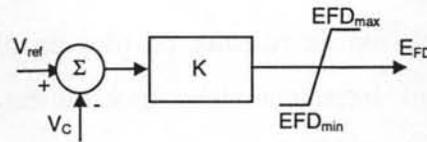


Figure 2.5.
Régulateur de tension, gain simple

Pour le réseau test de 4 machines, un régulateur de tension contenant un gain simple a été utilisé (cf. la figure 2.5). Les équations décrivant cette structure sont :

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

avec

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

où E_{FD} est la tension d'excitation de la machine, K est le gain du correcteur, V_{ref} la tension de référence de 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 la figure 2.6) [Eur-95]. Les équations décrivant ce correcteur sont :

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

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

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

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

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

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

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

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 les variables intermédiaires, V_{ref} la tension de référence de la machine et V_C la tension de sortie de la machine.

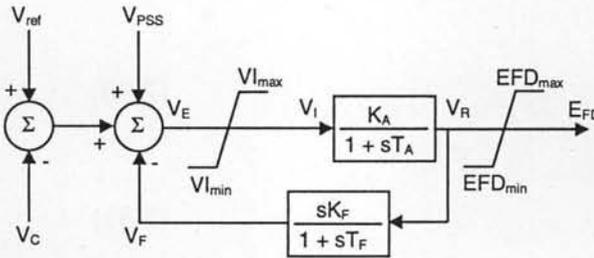


Figure 2.6.

Régulateur de tension, type IEEE-ST1

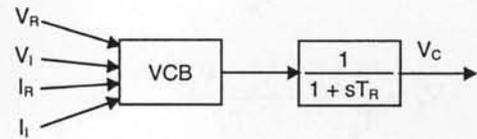


Figure 2.7.

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 2.7. Les équations décrivant ces grandeurs sont les suivantes :

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

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

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

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 les courants de l'axe direct et de l'axe en quadrature respectivement.

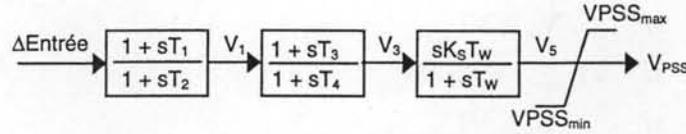


Figure 2.8.
PSS « classique » [Kun-94]

2.2.2. Le modèle d'un correcteur PSS

Un PSS dit « classique » est montré, ici sans filtres, sur la figure 2.8. Ce PSS 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 :

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

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

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

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

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

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.

2.3. La théorie des petits signaux

Pour modéliser les grands réseaux électriques, on utilise souvent un modèle de comportement dynamique appelé « représentation d'état ». 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. Cette représentation est aussi appelée, théorie des petits signaux.

On modélise un réseau électrique par n équations différentielles non linéaires du type

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

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 du type

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

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 :

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (2.34)$$

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

et

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.35)$$

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

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

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0 \tag{2.36}$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{y} - \mathbf{y}_0 \tag{2.37}$$

$$\Delta \mathbf{u} = \mathbf{u} - \mathbf{u}_0 \tag{2.38}$$

Une fois que le réseau est décrit par le système (2.34) et (2.35), 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 :

$$\mathbf{A}\Phi = \lambda\Phi \quad \text{ou } \Phi : \text{vecteur } 'n \times 1' \tag{2.39}$$

Les ' n ' solutions non triviales,

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \tag{2.40}$$

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 $\sigma \pm j\omega$.

2.3.1. La 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.f. figure 2.9). Le système satisfait alors ce qui est également connu comme étant 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 [Kuo-95].

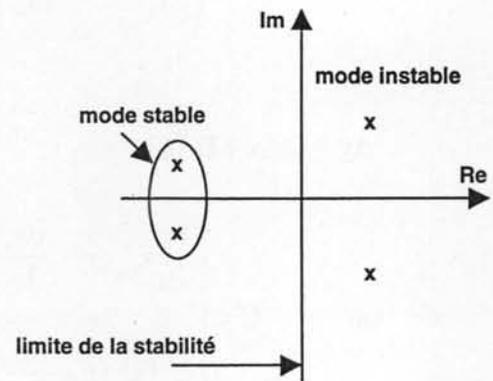


Figure 2.9.
Exemple de la stabilité des modes sur le plan complexe

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

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \text{ Hz} \quad (2.41)$$

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

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.42)$$

2.3.2. Vecteurs propres et matrices modales

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

$$\mathbf{A}\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (2.43)$$

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

$$\Psi_i\mathbf{A} = \lambda_i\Psi_i \quad (2.44)$$

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 :

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n] \quad (2.45)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \dots \quad \Psi_n^T]^T \quad (2.46)$$

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 (2.43) et (2.44) :

$$\mathbf{A}\Phi = \Phi\Lambda \quad (2.46)$$

$$\Psi\Phi = \mathbf{1} \quad (2.47)$$

Une fois que les modes oscillatoires sont identifiés et que les matrices modales sont déterminées, une analyse modale est utilisée afin d'obtenir 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* [Lee-94, Kun-94], les modes électromécaniques seront identifiés comme étant du type local ou inter-régions. Les indices de *commandabilité*, *observabilité* et les *résidus* seront aussi exploités.

2.3.3. Facteurs de participation

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

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \quad \mathbf{p}_2 \quad \dots \quad \mathbf{p}_n] \quad (2.48)$$

avec

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

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.

2.3.4. Forme modale

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

$$\Delta \mathbf{x} = \Phi \mathbf{z} \quad (2.50)$$

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.

2.3.5. Commandabilité et observabilité

Le système a été représenté précédemment par les équations (2.34) et (2.35). En utilisant la variable \mathbf{z} définie par l'équation (2.50), nous obtenons

$$\Phi \frac{\partial \mathbf{z}}{\partial t} = \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (2.51)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.52)$$

Ces équations peuvent être réécrites sous la forme

$$\dot{\mathbf{z}} = \Lambda \mathbf{z} + \mathbf{B}' \Delta \mathbf{u} \quad (2.53)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}' \mathbf{z} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.54)$$

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

$$\mathbf{B}' = \Phi^{-1} \mathbf{B} \quad (2.55)$$

$$\mathbf{C}' = \mathbf{C}\Phi \quad (2.56)$$

et $\Lambda = \Phi^{-1}\mathbf{A}\Phi$ la matrice de Jordan associé à \mathbf{A} . En examinant les équations (2.53) et (2.54), si la $i^{\text{ème}}$ ligne de la matrice \mathbf{B}' est composée de valeurs nulles, alors les entrées n'ont aucune action sur le $i^{\text{ème}}$ mode. Dans un tel cas, le $i^{\text{ème}}$ mode est dit « non commandable ». Toujours à partir des équations (2.54) et (2.56), nous pouvons observer que la $i^{\text{ème}}$ 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 (2.55) et (2.56), 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 .

2.3.6. Les résidus

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

$$|R_i| \arg(\Theta_{R_i}) = \frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = \left| \mathbf{B}_{i,\Delta\text{V}_{PSS}} \mathbf{C}_{i,\Delta\text{PSS}_{in}} \right| \quad (2.57)$$

Cette sensibilité est appelée résidu de la valeur propre λ_i . Une représentation de ce facteur est donnée sur la figure 2.10., Nous voyons donc, dans le plan complexe, le facteur de sensibilité R_i , son déphasage Θ_{R_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 agissant sur les valeurs avance-retard, puis à trouver un gain qui peut maximiser l'effet du correcteur à un moment donné [Kun-94, Pas-97].

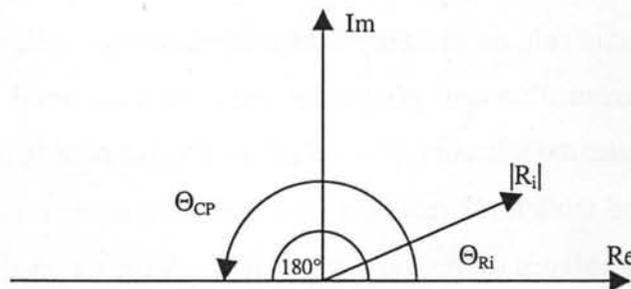


Figure 2.10.
Résidu d'une valeur propre

2.3.7. Linéarisation des équations d'état

Une fois que toutes les équations d'état non-linéaires sont décrites, nous devons les linéariser 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 jeu d'équations d'état. Le modèle d'état comprend les équations des alternateurs (2.1) à (2.6), (2.9) et (2.10). Les variables de courant des axes d et q sont supprimées en utilisant (2.1), (2.2), (2.7) et (2.8). La translation entre les coordonnées de l'alternateur (d, q) et les coordonnées du réseau (R, I) est faite par les transformations (2.28) et la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_R \\ V_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

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 et :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\lambda}_f \\ \Delta \dot{\lambda}_D \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q1} \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q2} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ 0 & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ 0 & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_f \\ \Delta \lambda_D \\ \Delta \lambda_{Q1} \\ \Delta \lambda_{Q2} \\ \Delta \omega \\ \Delta \theta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & b_{12} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ b_{51} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta EFD \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Les équations du régulateur de tension (2.17) et (2.18) ou (2.19) à (2.25), la turbine et sa régulation (2.12) à (2.16) ainsi que le dispositif de la tension de sortie (2.26) à (2.28) ne sont pas compris dans la formulation (2.59). Les coefficients des matrices A et B de (2.59) sont donnés en Annexe A.

2.4. La modélisation « réduite »

La modélisation d'un réseau électrique peut se faire soit avec un modèle complet comprenant tous les éléments (comme cela est présenté dans cette thèse) soit uniquement avec les équations décrivant le comportement d'un seul générateur connecté à un nœud. Ce deuxième modèle est basé sur le principe d'une modélisation plus ou moins précise pour la machine, suivant le niveau d'étude désiré. Dans ce modèle, la machine est considérée comme étant connectée à un nœud infini représentant l'impédance du réseau vue par la machine. Ce modèle est nommé « machine unique, nœud infini » (*one machine, infinite bus* en anglais). L'avantage de ce modèle est que la connaissance des paramètres de toutes les machines du réseau n'est pas nécessaire pour bien modéliser le comportement dynamique intéressant avec une précision assez bonne. Un deuxième

avantage est que ce modèle ne nécessite pas trop de temps pour les outils de calcul et de simulation. L'inconvénient majeur est que toutes les machines ne sont pas incluses, donc nous ne connaissons pas les dynamiques autres que celles de notre propre machine.

Avec certains modèles, nous avons un nombre de variables trop important pour être traités par des calculateurs aux performances assez modestes. Les modèles dits « complets » peuvent contenir aussi des variables qui ne jouent pas sur nos études de stabilité, en particulier ce qui concerne les oscillations inter-régions. On choisit donc d'éliminer ces variables de façon à accélérer les calculs avec une représentation des réseaux tests réduite mais représentative au niveau du comportement dynamique. Finalement, l'utilisation des algorithmes dits « robustes » nous donne un correcteur de même taille que le système traité. Donc, un modèle d'ordre 10 contiendra un correcteur d'ordre 10 ; un modèle d'ordre 40 contiendra un correcteur d'ordre 40. Au niveau pratique, un correcteur d'ordre 40 n'est que rarement réalisable.

Pour éviter cet inconvénient, on prend en compte toutes les machines dans le réseau en choisissant un modèle précis pour chaque machine, selon les besoins de l'étude. Le modèle le plus complet d'une machine comporte six variables d'état (c'est un modèle décrit dans le Chapitre 2) dont quatre pour les amortisseurs de la machine et deux pour les équations électromécaniques. Le deuxième modèle utilisé ne tient pas compte de tous les amortisseurs de la machine et il ne compte donc que trois variables d'état. En ce qui concerne la régulation de la vitesse et du couple de la machine, certaines études se font en considérant que le couple est constant pour chacune des machines ; d'autres études se font en considérant que la tension d'excitation est constante. Dans tous les cas, le jeu complet des équations pour chaque machine ne dépasse pas douze variables d'état dont six pour la machine et six pour ses régulations.

2.4.1. Machine unique, nœud infini

A cause de leur complexité, les réseaux électriques se modélisent souvent sous forme d'une machine connectée à un nœud infini (voir la figure 2.11). Pour la plupart des études de stabilité, cette modélisation prend en compte les dynamiques de la machine en question ainsi que la réponse du réseau pour de petites perturbations autour d'un point de fonctionnement autour duquel le modèle est linéarisé. Ceci résulte du fait que le réseau, avec toutes les lignes d'interconnexion et les autres machines, est considéré comme une tension avec un angle donné (zéro pour le cas d'un nœud

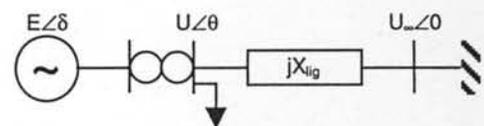


Figure 2.11.
Modèle d'une machine connectée au nœud infini

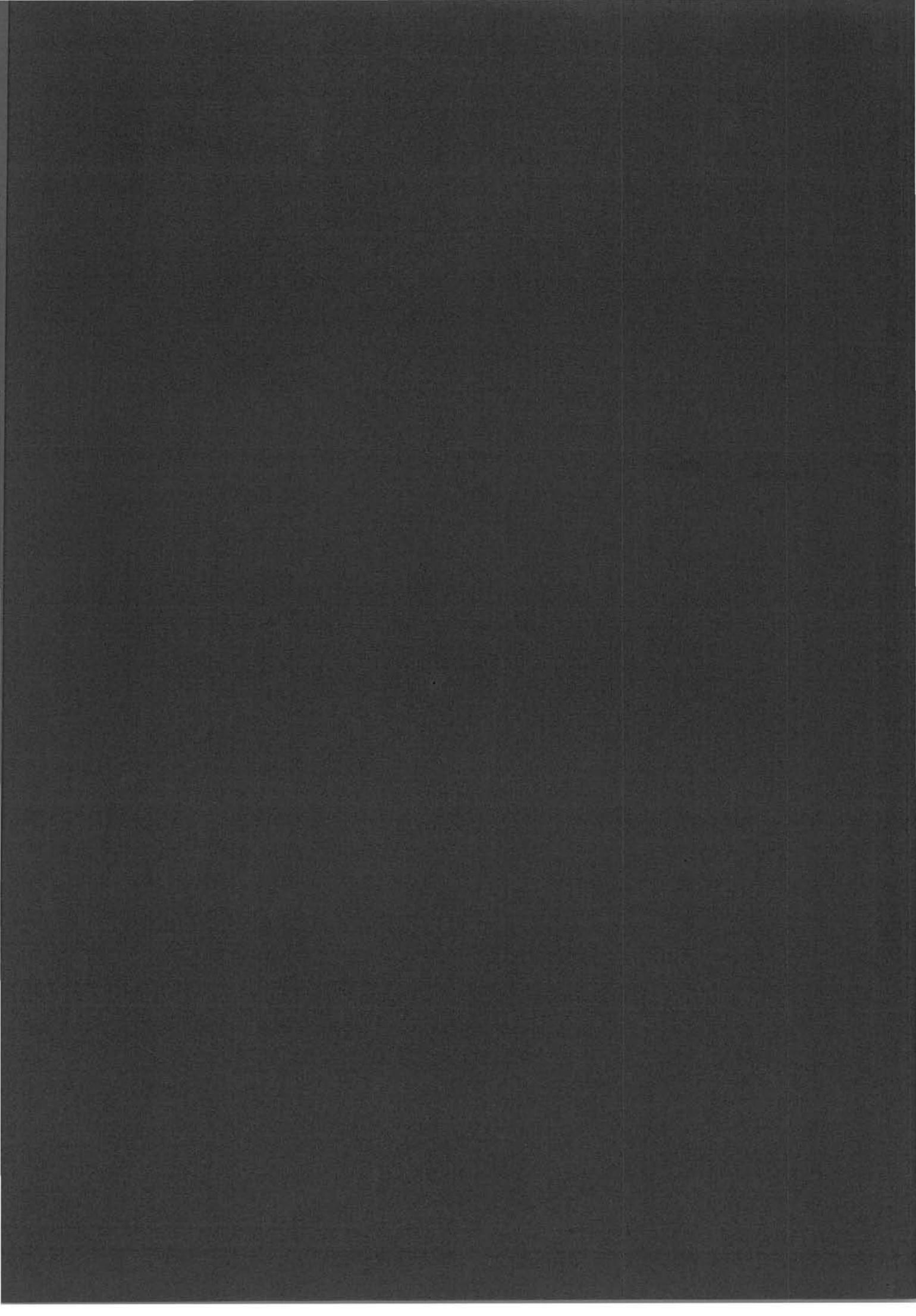
infini). Nous prenons donc les réactions du réseau comme référence et les réactions de la machine comme effet. Ce modèle est particulièrement performant dans le cas d'oscillations locales comprenant une machine qui oscille en opposition avec une autre machine ou bien en opposition avec le réseau. Ce modèle a une interprétation mécanique, soit d'un pendule classique, soit d'une masse attachée à un point fixe par deux ressorts. Cet exemple provient des œuvres standards de la modélisation des réseaux électriques, comme les ouvrages de Kimbark [Kim-95], Anderson et Fouad [And-77] ou Kuo [Kuo-95] que nous citons ici.

En revanche, cette modélisation n'est plus valide pour les oscillations inter-régions pour lesquelles les groupes cohérents de machines oscillent entre elles. Pour la mise en étude de ces oscillations, un autre modèle est impérativement nécessaire : il s'agit de deux masses connectées par un ressort entre elles. Dans ce cas simple, nous imaginons clairement les réactions des machines par rapport aux entrées et sorties du système mécanique [Sam-97].

2.4.2. Modèles « complets » réduits

Au lieu d'utiliser les modèles très simplifiés des réseaux électriques, nous pouvons utiliser les techniques modernes de la réduction du modèle linéaire [Chi-92, Mat-96]. Basées sur la modélisation des systèmes dynamiques par représentation d'état, ces techniques calculent les valeurs singulières de la matrice de Hankel du système en question, puis une réalisation équilibrée est obtenue. Les techniques complètes sont présentées en Annexe B.

3



CHAPITRE III

L'Exploitation des Signaux Synchronisés dans les Grands Réseaux

Afin de mettre en évidence l'intérêt des signaux synchronisés pour les réseaux électriques, une introduction aux concepts de mesures synchronisées (*synchronized phasor measurements* ou *SPMs* en anglais) sera fournie. En complément de cette introduction, un résumé des applications possibles utilisant ce type d'informations, ainsi qu'un aperçu des installations actuelles, seront présentés.

3.1. Les mesures synchronisées

La connaissance d'un grand réseau interconnecté n'est pas toujours déterminée avec une rapidité suffisante par les systèmes de communication couramment utilisés. Souvent, les grandeurs que l'on souhaite connaître ne sont accessibles qu'après un calcul de l'état du réseau. Supposons connus les tensions et les courants ainsi que leurs déphasages en chaque nœud dans un réseau, la stabilité ou les marges de stabilité du réseau sont alors facilement calculables. Ces valeurs nous servent aussi pour avoir une vision globale des échanges de puissance entre les centrales et les charges, ainsi qu'une indication de la stabilité du réseau par rapport aux tensions calculées. Si ces mesures pouvaient être effectuées en temps réel, alors les opérateurs des grands réseaux seraient capables, grâce à ces informations, de réagir aux situations graves plus rapidement, sans attendre le calcul de l'état du réseau. Ce calcul n'est possible qu'après quelques secondes pour les petits réseaux ou après quelques minutes (jusqu'à une quinzaine) pour les grands réseaux. Il est clair que cette période d'attente est trop longue pour garantir la stabilité des réseaux par les manœuvres des opérateurs basées sur les informations données par le calcul d'état.

Les informations nécessaires pour bien connaître l'état statique du réseau sont les tensions aux nœuds et les courants dans les lignes ainsi que leurs déphasages. Une fois que ces informations sont acquises, la connaissance du réseau est complète parce que nous pouvons calculer tous les transits de puissance dans les lignes. Considérons deux sous-réseaux connectés entre eux par une ligne sur laquelle transite de la puissance (voir figure 3.1).

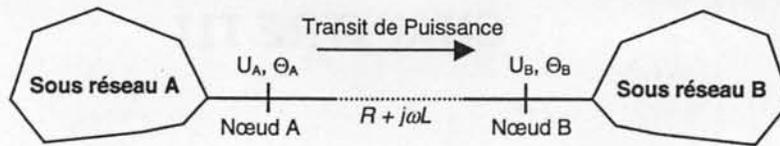


Figure 3.1.
Modèle simplifié d'une ligne du transport

Avec la résistance de la ligne d'interconnexion R égale à zéro et la réactance $X_{\text{ligne}} = j\omega L$, les tensions des nœuds A et B désignées ici par U_A et U_B et leurs déphasages Θ_A et Θ_B , nous calculons la puissance de transit P_{transit} sur la ligne entre les nœuds A et B par :

$$P_{\text{transit}} = \frac{U_A U_B}{X_{\text{ligne}}} \sin(\Theta_A - \Theta_B) \quad (3.1)$$

Les déphasages peuvent être fournis par un calcul en utilisant la tension au nœud et le courant de la ligne ou par un dispositif qui les mesure directement. Maintenant, nous définissons un « phasor » comme étant la représentation d'une grandeur sinusoïdale (ou valeur complexe) sous forme polaire indiquée sur les figures 3.2. et 3.3. Les références des deux « phasors » sont les lignes pointillées. Dans ce cas, l'intersection de chaque sinusoïde est sur l'axe imaginaire. La référence de l'angle de chaque « phasor » est l'axe vertical, qui donne l'instant de mesure. Les deux valeurs peuvent être représentées par des valeurs complexes ($\sigma_1 + j\omega_1$ et $\sigma_2 - j\omega_2$) ou par les « phasors » ($|X_1|e^{-j\alpha}$ et $|X_2|e^{-j\beta}$). L'avantage d'utiliser les « phasors » est que pour un signal constant de type sinusoïdal, le module $|X_i|$ ne varie pas et donc nous mesurons uniquement la différence de déphasage du « phasor » à chaque instant du temps. Ce concept est illustré sur la figure 3.3 [Pha-91].

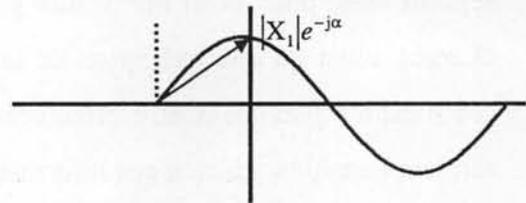


Figure 3.2.
Représentation d'un « phasor »

Nous considérons que ces deux sinusoïdes représentent le même signal à deux instants différents. La différence entre les deux mesures n'est que la différence du déphasage de chaque signal, soit α soit β . Donc, nous ne mesurons que la différence du déphasage d'un signal constant par

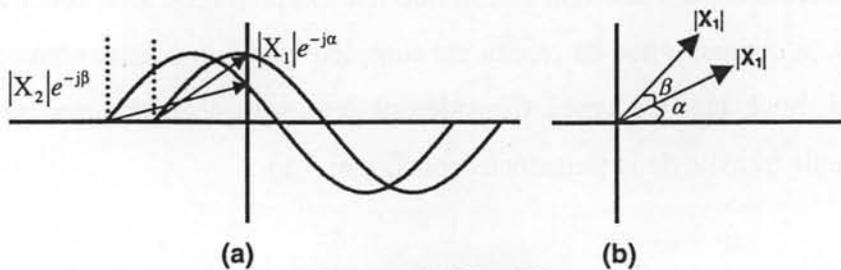


Figure 3.3. [Pha-91]
Déphasage d'un « phasor » constant

rapport à un point de référence ; son module ne varie pas. Pour ce faire, nous avons besoin d'un dispositif capable de mesurer les signaux en question par rapport à des instants donnés.

Récemment, certains dispositifs ont été développés pour fournir des grandeurs synchronisées (SPMs) [Mac-93]. Grâce aux signaux d'horloge des satellites du système militaire américain (*Global Positioning System* ou *GPS* en anglais) [Int-99.1, Int-99.2], ces dispositifs fournissent les mesures à une microseconde près par rapport au signal de référence, qui est lui envoyé par les satellites GPS. 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 (*adaptive relaying* en anglais) nécessitent une précision supérieure à 0,1 degré [Wor-94]. Nous voyons que les dispositifs de type [Mac-93] répondent parfaitement à nos besoins pour ce type d'applications.

3.2. Résumé des applications « typiques » des mesures synchronisées

Les applications des SPMs 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 ou aussi pour les sous-systèmes de protection.

3.2.1. Estimation d'état

En ce qui concerne l'estimation d'état (voir figure 3.4.), deux types d'estimation sont possibles : l'estimation statique [Slu-95] et l'estimation dynamique [Pha-91]. Pour un estimateur d'état, les informations viennent du réseau (dispositifs de mesure) de façon échantillonnée. Le calcul de l'état électrique corrigé du réseau est ensuite effectué par le logiciel estimateur. Cependant, les grandeurs obtenues ne sont pas toutes mesurées au même moment et n'arrivent pas au même instant pour être traité par le logiciel de calcul correspondant. Dans ce contexte, on comprend bien qu'un calcul

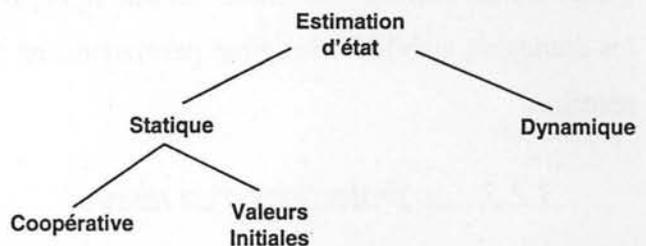


Figure 3.4.
Estimation d'état

de l'état du réseau puisse être très long.

Si ces grandeurs électriques sont obtenues à l'aide de dispositifs de mesure de façon synchronisée, l'estimation d'état n'est plus mesurée. En effet, si toutes les grandeurs nécessaires à la détermination de l'état du réseau sont mesurables et exploitables au même instant, alors une « estimation » proprement dite n'est plus nécessaire. Nous déterminons simplement l'état du réseau par rapport à l'instant de synchronisation des grandeurs. Ainsi, si les grandeurs sont synchronisées et transmises au centre de contrôle ou de téléconduite en temps réel, alors l'état du réseau est aussi obtenu en temps réel. Ce résultat est caractéristique d'une « estimation dynamique » où les grandeurs du réseau sont « estimées » en temps réel. De plus, un calcul d'état de ce type nous donne des informations sur la dynamique et l'évolution du réseau [Pha-93, Bur-94].

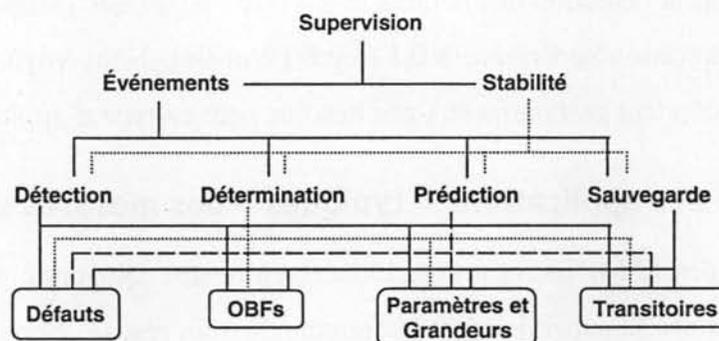


Figure 3.5.
Supervision d'un réseau électrique

3.2.2. Supervision d'un réseau

Pour les applications de type supervision d'un réseau électrique (figure 3.5.), deux branches d'application se distinguent : les événements et la stabilité. Nous constatons que toutes les sous-branches sont interconnectées sauf la prédiction des oscillations basses fréquences (OBFs). En effet, il est impossible de prévoir l'existence de ces oscillations. Autrement, il est possible de détecter, de déterminer, de prévoir et de stocker les données d'un réseau à partir des perturbations comme les défauts sur une ligne. Il est aussi possible de faire le même travail pour les études de stabilité en régime permanent, en régime transitoire ou en régime dynamique des réseaux.

3.2.3. Les protections d'un réseau

Le premier avantage de l'utilisation des mesures synchronisées est la possibilité d'améliorer les sous-systèmes de protection déjà installés dans les réseaux. Cela fait partie des aspects de la synchronisation des données et la vitesse des dispositifs de mesure. Les actions des opérateurs

peuvent être mises en route en quelques millisecondes, contre un retard d'environ une seconde avec les sous-systèmes couramment installés.

Le deuxième avantage est la possibilité d'avoir un système de protection adaptatif. Au lieu de déterminer les actions fixes de reprise de service après une centaine (ou beaucoup plus) de simulations de la stabilité, les disjoncteurs sont actionnés en temps réel à partir de la connaissance du réseau fournie par les mesures synchronisées pour retrouver le bon fonctionnement du réseau. Ce concept a été créé afin de faire face aux défauts sur les lignes d'interconnexion [Pha-91], mais il est également possible de l'utiliser pour d'autres applications. Un exemple est le calcul de stabilité basé sur une méthode de prédiction-corrrection incorporant les valeurs synchronisées [Ohu-90] et [Mat-95]. La figure 3.6 contient les applications possibles de cette partie.

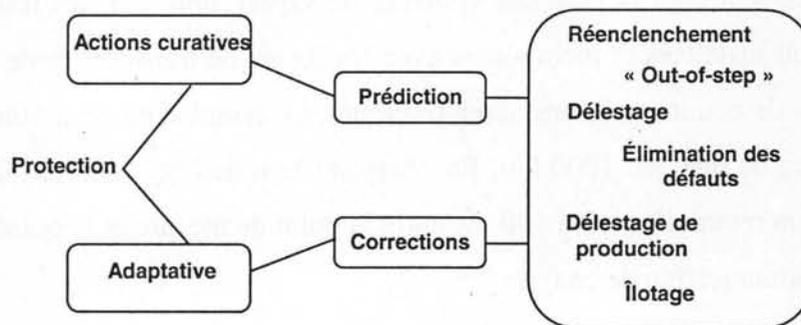


Figure 3.6.
Protection d'un réseau électrique

3.2.4. Commande d'un réseau électrique

L'utilisation des mesures synchronisées dans le domaine du contrôle (cf. figure 3.7.) et de la régulation des réseaux paraît très prometteuse [Ros-88, Smi-94, Sny-97]. En effet, dans un réseau interconnecté, tous les appareils de commande possèdent une boucle de contre-réaction locale. En présence de perturbations dans le réseau, ces boucles de commande ne voient pas le réseau dans sa globalité. Cette vision « globale » est souvent préférée afin d'éviter des coupures, la propagation des défauts ou encore un écroulement du réseau. De plus, les dispositifs FACTS (SVC, StatComs, UFPC [Fac-97]) sont également susceptibles d'accueillir les signaux

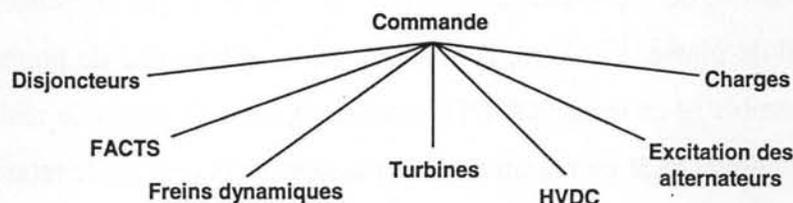


Figure 3.7.
Commande d'un réseau électrique

synchronisés afin de coordonner leurs opérations dans le réseau.

3.3. Retards et Pertes

Pour transmettre les grandeurs mesurées par les 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 30ms 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 », ou 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 50ms 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 compter avoir un retard d'au moins 420 ms. De plus, l'existence des problèmes atmosphériques et météorologiques rendent cette technologie moins fiable que les réseaux terrestres.

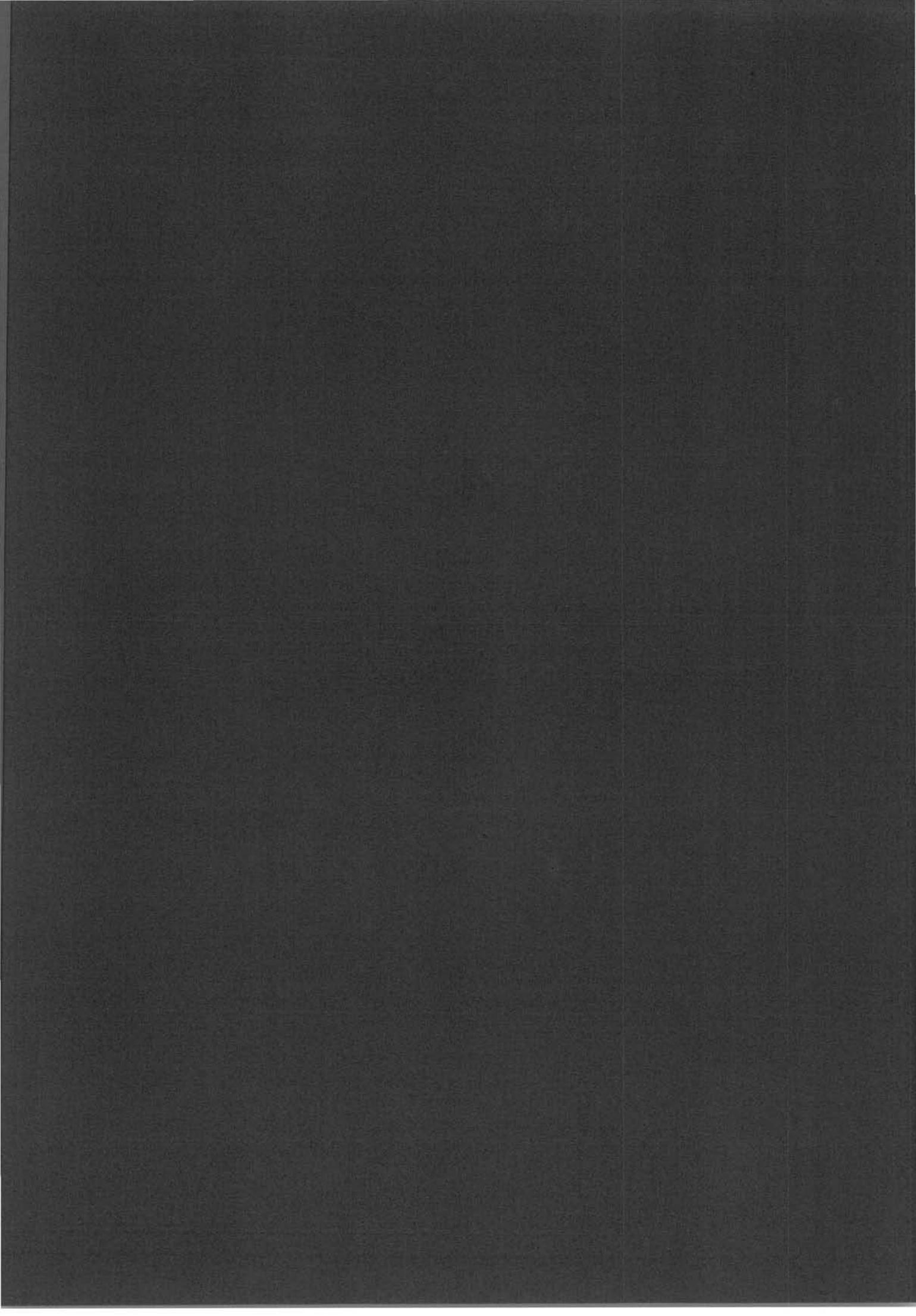
La meilleure option pour le réseau de transmission de signaux est les câbles en fibre optique. La technologie actuelle permet aux opérateurs des réseaux d'installer les câbles le long des lignes de transmission existantes, de façon discrète. Comme exemple, citons l'inclusion d'un câble fibre optique dans le fil de masse. En outre, l'utilisation de la technologie de pointe de multiplexage actuellement disponible (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 un câble fibre optique est de l'ordre du $5\mu\text{s}/\text{km}$ [Ada-97.1]. 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 comprenant les PMUs verrait donc ces signaux d'entrée retardés d'environ 125 ms. Une autre étude sur les câbles fibre optique 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.

3.4. Résumé des mesures synchronisées

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. En dehors des problèmes de pertes et de retard, les mesures synchronisées ne représentent aucun problème technologique d'intégration dans les structures de commande. Nous envisageons d'incorporer des stratégies contre les pertes comme l'inclusion d'algorithmes de prévision-correction ou d'une boucle de commande de secours mise en service lors de la perte d'information lointaine. Une troisième solution est la possibilité de traiter les pertes comme des incertitudes traitées par les algorithmes de commande avancés tels que ceux basés sur les inégalités matricielles linéaires. Les 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.

4



CHAPITRE IV

Illustration des Techniques « Classiques » de Réglage

Nous présenterons dans cette partie une comparaison des correcteurs de type locaux (LFC) et lointains (RFC). Cette comparaison montrera l'avantage des RFC par rapport aux LFC en utilisant les techniques de réglage classiques comme les résidus. Nous commencerons par le positionnement optimal de ces correcteurs dans un grand réseau électrique, puis nous évaluerons les performances par une méthode d'analyse appelée « méthode continue » (*continuation method* en anglais). L'aspect retard des signaux sera également abordé pour un correcteur RFC installé pour l'amortissement des oscillations inter-régions.

4.1. Les correcteurs LFC et RFC : une comparaison

Les correcteurs conventionnels utilisent des signaux d'entrée liés au générateur où se trouve la commande. Les entrées les plus utilisées sont la variation de vitesse du rotor et la puissance d'accélération. La fréquence est aussi parfois préconisée, mais elle reste trop sensible aux petits changements proches des générateurs. Une méthodologie de réglage d'un correcteur LFC pour atténuer suffisamment les modes d'oscillation locaux et inter-régions dans une grande plage de points de fonctionnement du réseau, tout en n'excitant pas d'autres modes oscillatoires (oscillations locales, torsionnelles,...), sera présentée. Une méthodologie similaire sera développée pour un correcteur RFC.

Les avantages d'un correcteur LFC sont :

1. La simplicité de la boucle de commande ;
2. Les retards négligeables pour la transmission des signaux de commande et d'action dues à la courte distance du système de transmission ;
3. La bonne fiabilité du système de transmission ;
4. Le prix réduit du matériel et de son installation.

Mais ils ont aussi des inconvénients :

1. La difficulté d'avoir une bonne atténuation des modes locaux et inter-régions due au couplage fort qui peut exister entre eux. En conséquence, un bon réglage pour atténuer les modes inter-régions peut déstabiliser les modes locaux, et vice versa ;
2. Une difficulté à régler plusieurs LFCs pour obtenir une bonne atténuation sur une grande plage de points de fonctionnement du réseau, en particulier pour un réseau multi-régions ;

3. L'excitation possible des modes torsionnels, qui peuvent mener à la destruction du rotor du générateur.

La notion de correcteur RFC implique que ce correcteur soit alimenté avec des signaux d'entrée locaux et lointains. Ces signaux sont mesurés par deux ou plusieurs PMUs situés dans les différentes régions du réseau. Chaque PMU peut envoyer ses grandeurs mesurées à plusieurs RFCs. Puisque cette configuration cherche à observer et commander seulement le(s) mode(s) inter-régions, les signaux d'entrée des RFC sont les différences entre un signal local (la fréquence, la vitesse, la puissance d'accélération, la puissance électrique) et un signal lointain correspondant, le signal de référence respectif ayant déjà été soustrait à ces deux signaux. Une autre possibilité est l'exploitation de la puissance transitant par une ligne d'interconnexion entre les deux régions ; rappelons qu'une oscillation inter-régions est observable aussi bien par celle-ci que par les autres grandeurs.

Les avantages potentiels d'une telle commande RFC sont :

1. Une amélioration de la capacité de transfert de puissance des lignes d'interconnexion ;
2. Un perfectionnement de l'atténuation des modes inter-régions sur un grand intervalle des points de fonctionnement ;
3. Un découplage entre les modes locaux et inter-régions ;
4. Un risque réduit d'exciter les modes locaux d'une centrale aussi bien que les modes de torsion.

Bien que les SPMs soient plus précis et plus fiables que les mesures traditionnelles de type SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition* en anglais), ils ont quelques faiblesses, notamment :

1. Une introduction possible d'erreurs de mesures ;
2. Des erreurs possibles dans l'échantillonnage par le GPS des grandeurs mesurées.

Les risques supplémentaires spécifiques à ce type de système de commande RFC-PMU existent. Ceux-ci incluent :

1. Une vulnérabilité du réseau de transmission des grandeurs mesurées due à la distance entre les dispositifs et la commande ainsi que le nombre de dispositifs requis plus élevé ;
2. Une possibilité de bruit et de polarisation dans les grandeurs mesurées pour certains réseaux de transmission. Par exemple, des interférences électromagnétiques de signaux peuvent exister quand des réseaux à liaison hertzienne sont utilisés ;
3. Une dégradation rapide des performances du correcteur pour les retards trop importants.

Il est possible de trouver des solutions peu coûteuses pour remédier à la plupart de ces inconvénients. Par exemple, un certain niveau de redondance dans les mesures et dispositifs est nécessaire. En ce qui concerne les retards de transmission des données, ils peuvent être compensés par des méthodes analytiques telles que des procédures de prévision/correction. Une solution plus coûteuse serait d'installer des liens de transmission à grande vitesse basés sur des réseaux à liaison hertzienne ou des câbles à fibre optique. Cette dernière technologie est préférée parce qu'elle est immunisée contre les interférences électromagnétiques éventuelles [Mil-97, Sny-97].

4.2. Positionnement optimal des correcteurs

Cette partie traitera du positionnement optimal des correcteurs de type LFC ou RFC en commençant par un résumé des méthodes couramment utilisées dans la littérature, puis une application de la méthode choisie sera développée et discutée.

4.2.1. Méthodes exploitées historiquement

Aussi difficile que la question du réglage, le positionnement optimal des correcteurs est l'un des problèmes importants pour les opérateurs des grands réseaux. L'identification des sites *i.e.* l'emplacements où une commande supplémentaire pourrait être installée pour résoudre un problème particulier, n'était faite que grâce à l'expérience des opérateurs. Depuis le développement de calculateurs suffisamment puissants et peu coûteux, la résolution du problème du placement optimal est rendu possible. La première méthode utilisée pour le placement a été la méthode des valeurs propres et des matrices modales [Arc-80].

4.2.1.1. Facteurs de participation des machines [Hsu-87]

Après l'exploitation des valeurs propres et des matrices modales, une autre méthode couramment appliquée pour le placement optimal des dispositifs de commande est basée sur les facteurs de participation :

$$P_{ij} = v_{ij} w_{ij} \quad (4.1)$$

où v_{ij} est l'élément de la matrice modale de droite du mode j et de la machine i et w_{ij} l'élément de la matrice modale de gauche du mode j de la machine i (le développement complet de cette théorie est présenté dans la partie II.3). Comme les oscillations électromécaniques sont liées aux arbres des machines, les facteurs de participation des deux grandeurs les plus utilisées, la vitesse de la machine ou son déphasage angulaire, ont servi de référence pour l'analyse du placement optimal.

4.2.1.2. La sensibilité et le couplage des facteurs de participation [Ost-88]

La troisième approche utilisée est celle de la sensibilité des facteurs de participation. Après quelques applications des facteurs de participation, certains chercheurs ont constaté que, pour les oscillations inter-régions, souvent deux machines dans une des deux régions participent à l'oscillation. Les facteurs de participation ne permettent pas de distinguer facilement les machines concernées. Afin de résoudre ce problème et afin de faire ressortir l'effet des machines avec des constantes d'inertie proche (qui donc participeront au même mode), un facteur de sensibilité/couplage, qui combine l'effet de deux machines sur un seul mode, a été introduit :

$$C_{ij(h)}^2 = \frac{P_{ih}P_{jh}}{M_i M_j} \quad (4.2)$$

où p_{ih} et p_{jh} sont les facteurs de participation pour les machines i et j au mode h et M_i et M_j sont les constantes d'inertie des deux machines concernées.

Les trois méthodes présentées utilisant les facteurs de participation, la sensibilité ou le couplage souffrent des mêmes faiblesses pour l'identification de l'une des machines, dans un parc central, sur laquelle il faut placer un ou plusieurs correcteurs.

4.2.1.3. Les résidus [Mar-90]

Au lieu d'utiliser les facteurs de participation, une autre approche pour évaluer le choix du positionnement des correcteurs a été développée : la méthode des résidus. Un résidu est constitué du produit des valeurs d'observabilité et de commandabilité. Ils sont utilisés pour identifier les sites des correcteurs utilisés pour l'amortissement des oscillations électromécaniques. En utilisant les fonctions de transfert des correcteurs, les résidus déterminent une bonne position d'implantation pour une structure donnée. En revanche, pour les grands réseaux, cette méthode peut être perturbée par un zéro trop proche d'un pôle important du système, ce qui correspond à un mode faiblement commandable ou faiblement observable. Ce type de zéro gêne la synthèse de la commande pour éviter l'instabilité du réseau.

4.2.1.4. L'effet « SPE » (Sensitivity of PSS Effect) et matrices modales [Zho-91]

L'effet nommé « SPE » n'est, en fait, pas éloignée d'une méthode basée sur les résidus. En utilisant les matrices modales de droite et de gauche, cette méthode est identique aux résidus du point de vue démarche et calcul.

4.2.1.5. La sensibilité des valeurs propres [Ruo-97]

Cette méthode, bien que basée sur la sensibilité des valeurs propres par rapport aux entrées et sorties sélectionnées, utilise en fait la notion de résidu. Donc, quel que soit le nom de l'approche, nous voyons que les résidus sont les facteurs les plus utiles pour le positionnement d'un correcteur.

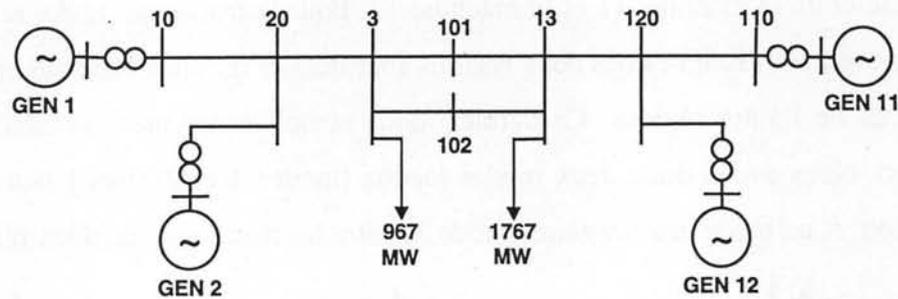


Figure 4.1.
Réseau test 4-machines

Tableau 4.1.
Modes électromécaniques du réseau 4-machines

Mode	Valeur propre	Fréquence (Hz)	Taux d'amortissement
1	$-0,5997 \pm j 7,0365$	1,1199	0,0849
2	$-0,6060 \pm j 7,2470$	1,1534	0,0833
3	$0,0296 \pm j 4,1785$	0,6650	-0,0071

Tableau 4.2.
Facteurs de participation des modes électromécaniques

Mode	Machine	FP : vitesse	FP : angle
1	1	0,0038	0,0043
	2	0,0040	0,0056
	12	0,0040	0,0054
2	11	0,0029	0,0043
	1	0,0182	0,0012
	2	0,0149	0,0012
3	12	0,0139	0,0010
	11	0,0183	0,0017
	1	0,0564	0,1020
	2	0,0976	0,1289
	12	0,0756	0,0782
	11	0,0343	0,0677

4.2.2. L'application de l'approche choisie sur les réseaux tests

Les méthodes discutées dans la partie 4.2.1. ont été appliquées sur deux réseaux tests : celui comprenant 4 machines [Kun-94] (voir la figure 4.1.), et celui comprenant 29 machines [Mil-96] (voir la figure 4.3).

4.2.2.1. Le réseau test 4 machines

En calculant le profil d'oscillation (par une analyse modale) de ce réseau, trois modes électromécaniques apparaissent (voir le tableau 4.1.), déterminés à partir de l'analyse de la matrice modale de droite. Les modes oscillatoires, leurs fréquences d'oscillation ainsi que leurs taux d'amortissement sont présentés. Ces trois modes sont soit de type local soit de type inter-régions.

La première partie de la classification des modes consiste à examiner leurs facteurs de participation, résumés ici dans le tableau 4.2. Pour identifier les modes intéressants, particulièrement ceux qui sont de type inter-régions, nous allons regarder les formes de modes à partir de la matrice modale de droite (cf. figure 4.2.). Nous voyons sur la figure 4.2.a. que le premier mode se manifeste entre la machine 1 et la machine 2. Le deuxième mode (figure 4.2.b.) se manifeste entre la machine 11 et la machine 12. Pour le troisième mode, nous voyons sur la figure 4.2.c. que les machines des deux régions sont liées et qu'elles oscillent en opposition avec les machines de l'autre régions. Ce dernier mode remplit exactement la condition d'un mode inter-région. Nous avons donc deux modes *locaux* (modes 1 et 2), liés à deux machines de la même région, et un mode *inter-régions* (mode 3) entre les machines des deux régions.

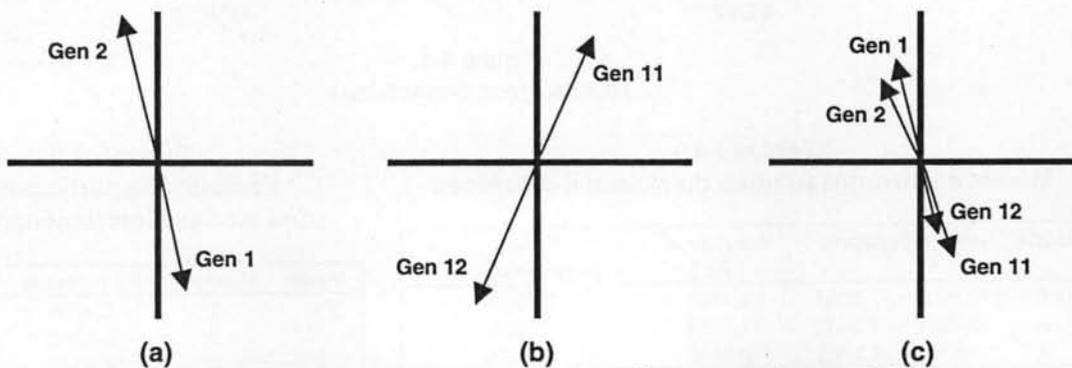


Figure 4.2. Formes des modes pour le réseau test à 4-machines

Pour comparer notre analyse avec les autres méthodes discutées précédemment, nous pouvons aussi calculer la sensibilité par rapport aux entrées et sorties sélectionnées ainsi que le couplage (cf. équation 4.2) d'un facteur ou d'une machine. Ces résultats sont présentés dans le tableau 4.3. Nous voyons que c'est la machine 2 qui participe le plus au mode d'oscillation critique (le mode inter-régions), puis les machines 1, 12 et 11. Par ailleurs, le couplage concerne une machine dans chaque région et il est le plus important pour les machines 2 et 12. Comme la participation de ces deux machines est plus grande que celle de l'autre machine de la même région, ce résultat est parfaitement normal en raison du mode d'oscillation inter-régions. Un autre calcul pouvant nous servir est le facteur de commandabilité. Calculé en boucle ouverte, ce facteur donne un indice de l'effet d'un signal de commande j sur un mode i d'oscillation. Pour ce réseau, les facteurs obtenus pour un correcteur sur l'une des machines ainsi que leur classification sont aussi présentés dans le tableau 4.3. Un deuxième calcul utilisable est celui de l'observabilité liée au mode i par la machine j . Ces facteurs et leur classification sont donnés, pour les différents signaux d'entrée d'un correcteur donné, par le tableau 4.4. Finalement, les facteurs d'observabilité pour un signal d'entrée qui contient un signal local et un signal lointain sont

présentés dans le tableau 4.5. Nous voyons que ces facteurs sont plus élevés que dans le cas des signaux locaux.

Tableau 4.3.
Résultats : Sensibilité, Commandabilité et Couplage

Machine	Sensibilité, FP/M	Commandabilité	Machines	Couplage ₁₂ , C _{ij}
1	0,00785	3,1413	1-11	4,301 x 10 ⁻⁵
2	0,00992	4,0747	1-12	4,969 x 10 ⁻⁵
12	0,00633	4,5083	2-11	5,436 x 10 ⁻⁵
11	0,00548	3,2869	2-12	6,279 x 10 ⁻⁵

Tableau 4.4.
Facteurs d'observabilité pour un correcteur local

Machine	Facteur Pélectrique	par Pmécanique	signal Paccélération	d'entrée Vitesse	Ordre
1	0,2022	0,0404	0,2426	0,0035	3
2	0,1200	0,0266	0,1466	0,0023	4
12	0,2835	0,0601	0,3436	0,0052	2
11	0,3008	0,0660	0,3669	0,0057	1

Tableau 4.5.
Facteurs d'observabilité pour un correcteur « lointain »

Machine (loc-rem)	Paccélération	Vitesse	Ordre
11-1/1-11	0,6041	0,0091	1
11-2/2-11	0,5133	0,0080	3
12-1/1-12	0,5823	0,0086	2
12-2/2-12	0,4901	0,0075	4
11-12/12-11	0,0266	0,0005	6
1-2/2-1	0,1045	0,0013	5

4.2.2.2. Le réseau test 29 machines

Les modèles et réglages ainsi que le schéma du réseau test 29 machines sont décrits en Annexe C.2 [Sny-96]. Un schéma de ce réseau est donné sur la figure 4.3. Au point de fonctionnement nominal, le réseau comporte un mode d'oscillation instable, à $0,01792 \pm j3,3549$ avec une fréquence de 0,534Hz et un taux d'amortissement de $-0,053$. Les facteurs de participation les plus importants, leurs sensibilités et leurs formes pour ce mode d'oscillation sont présentés dans le tableau 4.6.

Tableau 4.6.
Facteurs de participation, sensibilités et forme des modes du réseau 29-machines

Machine	M	FP : vitesse	Ordre	Sensibilité, FP/M	Forme de mode
2	5,28	0,0137	6	0,00259	-0,210 ± j 0,0059
7	6,84	0,0422	5	0,00617	-0,0263 -/+ j 0,0075
9	4,90	0,0644	4	0,01314	-0,0065 ± j 0,0083
63	6,76	0,1593	1	0,02357	-0,0972 ± j 0,0982
74	6,92	0,0694	3	0,01002	0,0575 -/+ j 0,0092
111	7,64	0,1180	2	0,01545	0,0218 -/+ j 0,0194

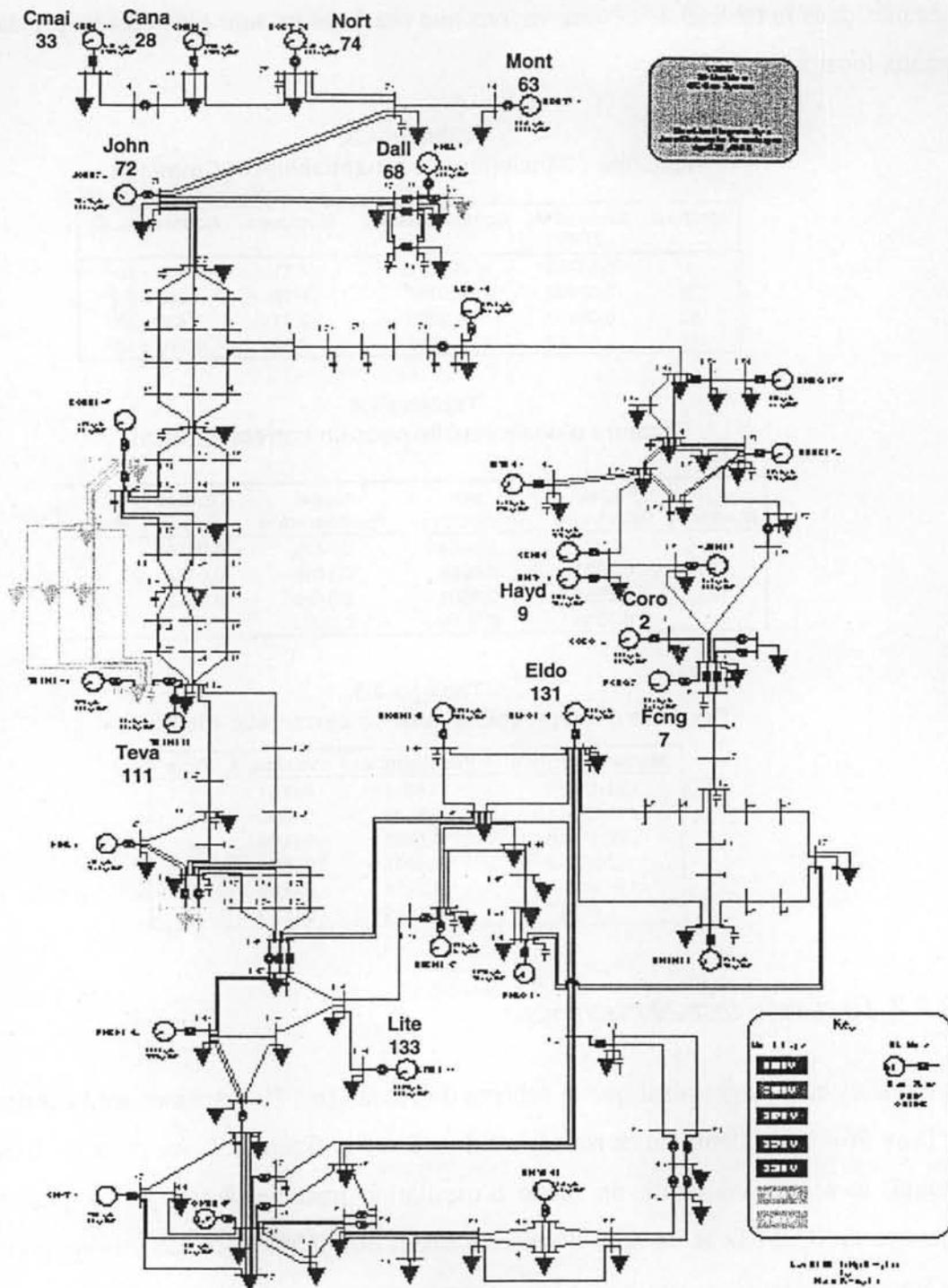


Figure 4.3.
Réseaux test de 29-machines

Nous voyons que les deux machines fortement liées au mode d'oscillation en question sont la 63 et la 111. La forme des modes nous permettent de voir que l'oscillation se manifeste entre les deux machines. La sensibilité de ce mode par rapport aux facteurs de participation ne nous donne aucune information supplémentaire. Pour finir l'analyse, les facteurs de commandabilité et d'observabilité pour un correcteur local sont présentés dans les tableaux 4.7. et 4.8. Il est facile de confirmer AVEC ces facteurs que la machine 63 est fortement impliquée dans ce mode. Si les

signaux des machines 63 et 28 sont utilisés, l'observabilité de ce mode est augmentée comme sur le réseau 4 machines.

Tableau 4.7.
Facteurs de commandabilité

Machine	Facteur	Ordre
28	15,0298	3
33	24,6707	2
63	52,3486	1
68	2,4911	6
72	2,9258	5
74	6,7735	4

Tableau 4.8.
Facteurs d'observabilité

Machine	Facteur Périéctrique	Ordre
28	0,0368	1
63	0,0228	3
131	0,0314	2
133	0,0192	4

4.2.3. Conclusions générales sur les approches de positionnement optimal

Nous constatons que le positionnement optimal d'un correcteur dans les réseaux peut être fait en utilisant la démarche suivante :

1. Calcul du profil d'oscillation, facteurs de participation
>> sélection des modes électromécaniques
2. Calcul de la forme des modes sélectionnés
>> identification des modes inter-régions et locaux
3. Sélection de(s) site(s) optimal(aux) des correcteurs par les facteurs de commandabilité
4. Sélection de(s) entrée(s) des correcteurs par les facteurs d'observabilité

Par ailleurs, si une sélection entre plusieurs machines d'un parc central doit être faite, l'utilisation des facteurs de sensibilité et de couplage peut être introduite. Nous n'avons pas oublié le concept de résidu qui a été décrit comme le moyen le plus efficace. Rappelons que le résidu est formé par le produit de la commandabilité et de l'observabilité.

4.3. Synthèse des correcteurs par la méthodes des résidus

4.3.1. Réglage du correcteur LFC

Le réglage d'un LFC consiste à trouver une bonne compensation de phase qui reste valide pour une grande plage de points de fonctionnement possible du réseau. Ce réglage doit donc être efficace et robuste. Une panoplie de méthodes de réglage des LFCs a été conçue et appliquée dans les réseaux à travers le monde. Ces méthodes ont chacune leur propre détermination de la compensation de phase, quelle que soit la configuration de la machine et de son réseau. Il reste un inconvénient important : la plupart des méthodes sont développées et testées sur une machine connectée à un réseau (nœud) infini. Ce type de conception est nécessaire en raison du nombre important d'équations différentielles utilisées pour modéliser un réseau. Une fois que le réglage est fait, l'application sur un grand réseau est effectuée. Dans cette thèse, nous considérerons un LFC réglé par la méthode des résidus (voir la partie II.3.6.).

4.3.2. Réglage du correcteur RFC

Pour le réglage du correcteur RFC, dans un premier temps nous considérons que les signaux d'entrée seront synchronisés et sans retard. Pour ce faire, nous supposons la disponibilité de dispositifs PMU [Mac-93] et de liens de communications dédiés et fiables [Ada-97.2].

De manière générale, un RFC est simplement un LFC incorporant les signaux d'entrée locaux et lointains. Nous avons utilisé comme signaux d'entrée la puissance d'accélération de la machine locale où se trouve le correcteur (Gen 12) et celle de la machine lointaine (Gen 1). Celles-ci ont été choisies d'après l'analyse des facteurs de commandabilité et d'observabilité (la partie II.3.5). Nous avons sélectionné une méthode basée sur les résidus des valeurs propres [Abo-96] modifiée pour notre cas. En comparaison, nous ne tenons pas compte des modes locaux du réseau qui ne se déstabilisent pas pendant nos études. Notre RFC est créé afin d'amortir le mode inter-régions.

4.4. Cas d'un grand réseau électrique

Une fois que le correcteur RFC est réglé, nous comparons les trois cas suivant : le réseau seul sans correcteur ajouté (RT), le réseau avec un correcteur local (LFC) et le réseau avec un correcteur RFC. Les deux correcteurs assurent la stabilité du réseau pour tous les points de fonctionnement mais le correcteur RFC permet l'amortissement des oscillations plus vite que le correcteur LFC grâce au signal d'entrée lointain.

4.4.1. Analyse des correcteurs en petits signaux

La méthode continue est une méthode d'analyse statique pour les systèmes dynamiques [Nay-95]. Le but de ce type d'analyse est de trouver la limite de stabilité du système, puis de calculer la marge de stabilité entre sa limite et son point de fonctionnement réel. La limite de stabilité d'un réseau électrique correspond au point de fonctionnement pour lequel il n'a plus de solution au calcul de répartition de charge (load flow). Un autre point de stabilité peut être calculé, dès l'instant où l'une des paires des pôles (valeurs propres) du réseau se déplace vers la partie droite du plan complexe. Ce type de perte de stabilité est nommé « Bifurcation de Hopf » (*Hopf bifurcation* en anglais) [Nay-96]. Ce problème est fortement lié aux réglages des machines dans le réseau.

Pour commencer l'analyse, le réseau en question est décrit par des équations différentielles. Un point de fonctionnement est alors choisi ; on l'appelle « point nominal ». Les équations différentielles sont linéarisées autour de ce point nominal, puis l'analyse en petits signaux est appliquée. Les premières données examinées sont les valeurs propres du système, et en

particulier celles qui donnent une mesure de sa stabilité. Après le premier calcul, on augmente la puissance de transit sur les lignes d'interconnexion entre les zones de production et de consommation dans le réseau. Cette étape est facilement réalisée par l'augmentation de certaines charges dans le réseau. Un calcul des valeurs propres est fait pour chaque niveau de charge. Si le réseau reste stable, la puissance de transit est encore augmentée. Si la limite d'écroulement de tension (répartition des charges) est obtenue avant le passage des valeurs propres vers la partie positive du plan complexe (donc instable), alors on peut considérer que le réseau est stable dynamiquement pour tous les points de fonctionnement situés en dessous de la limite d'écroulement. Si le réseau est instable en régime permanent (petits signaux) avant la limite d'écroulement de tension, le dernier point où le réseau reste stable est considéré comme la limite de stabilité en régime permanent. La région entre ce point et le point de fonctionnement nominal est donc sa marge de stabilité.

Pour illustrer cette analyse, nous considérons le réseau test 4 machines. Nous définissons deux régions : une qui contient les machines 1 et 2 et l'autre qui contient les machines 11 et 12. Deux charges sont présentes sur les nœuds 3 et 13. Celle du nœud 13 est plus élevée que celle du nœud 3 dans la configuration nominale ; cette répartition des charges nous donne un transfert de puissance de la région 1 vers la région 2 de 381 MW. Deux lignes d'interconnexion, que l'on appelle « interlignes », lient les nœuds 3 et 13. Les impédances correspondantes sont appelées « Zinterlignes », et elles sont 100 % au point de fonctionnement nominal. Les jeux des points de fonctionnement utilisés sont présentés dans le tableau 4.9.

Tableau 4.9.
Points de fonctionnement pour la méthode continue

Ptransit MW	Zinterlignes			
	50%	100%	125%	150%
0	0	0	0	0
50	50	50	50	50
100	100	100	100	100
158	158	158	158	158
200	200	200	200	200
350	350	350	350	350
381	381	381	381	381
500	500	483	427	
558	558			
750				
821				

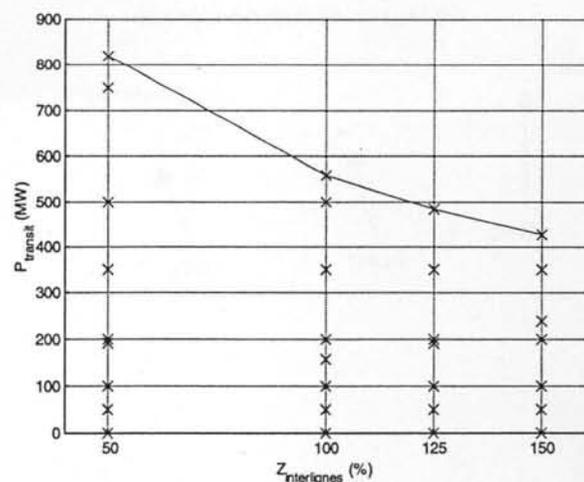


Figure 4.4.
Limite d'écroulement de tension et les points de fonctionnement

Pour nos études, « Zinterlignes » représentent les impédances des lignes d'interconnexion entre la zone 1 et le zone 2, donc les lignes entre les nœuds 3 et 101/102, et celles entre les nœuds 13 et 101/102, en per unit (voir la figure 4.1.). Les limites de « Ptransit » pour les quatre configurations (en chiffres **gras**) sont les dernières valeurs du calcul de répartition de charge qui converge pour chaque cas. La puissance de transit du cas nominal à 381 MW est présentée pour chaque cas. La figure 4.4. montre la limite du réseau test 4 machines (la seule courbe tracée) ainsi que les points de fonctionnement utilisés pour cette analyse (marqués par les croix).

Pour vérifier que la réponse du réseau correspond bien à la théorie de l'analyse, nous pouvons regarder le tracé de la tension d'un nœud du réseau et de son déphasage. La figure 4.5. montre la tension du nœud 13 pour les quatre valeurs de Zinterlignes. La courbe à gauche correspond au tracé de la tension par rapport à la puissance de transit pour le cas où Zinterlignes = 150 %. Les trois autres courbes représentent donc les cas 125 %, 100 % et 50 %. La figure 4.6 montre le déphasage de la tension au nœud 13 de la même façon.

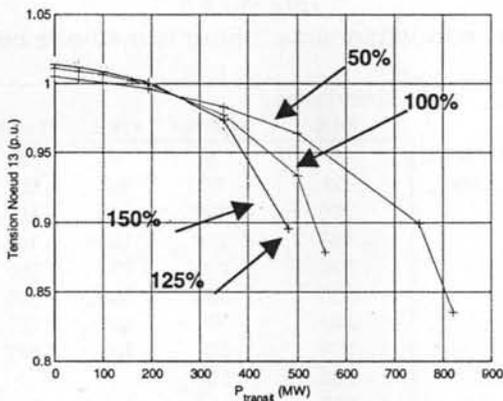


Figure 4.5.
Tension au nœud 13 en fonction de la puissance de transit

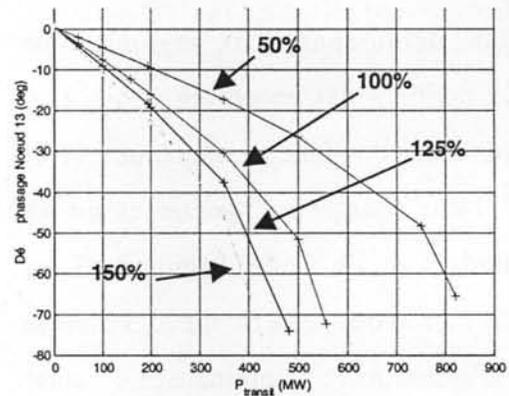


Figure 4.6.
Déphasage de la tension au nœud 13 en fonction de la puissance de transit

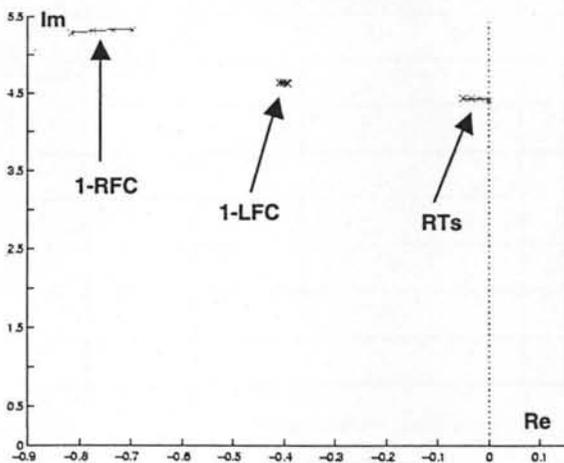


Figure 4.7.
L'évolution de la stabilité du réseau test 4-machines

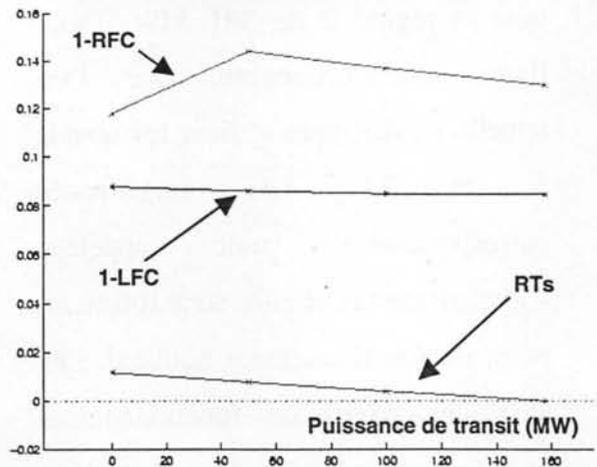


Figure 4.8.
Les taux d'amortissement des correcteurs

En continuant l'analyse de la méthode continue, la figure 4.7. montre l'évolution des valeurs propres pour le cas nominal, c'est-à-dire, pour le réseau avec quatre régulateurs de tension (RT ou AVR), un sur chaque machine. Sur cette même figure, deux autres types de correcteurs installés sont représentés : un LFC et un RFC. Les deux correcteurs ont été installés sur la machine 12. Le réglage des correcteurs est explicité en Annexe C. Nous voyons que le réseau peut être stable sous certaines conditions : un faible transit de puissance, par exemple (les points situés complètement à droite). Le fait d'avoir un système dynamique modélisé par des équations linéarisées nous montre l'effet du réglage des RTs : ils peuvent garantir la stabilité en régime permanent pour certains points de fonctionnement, mais la plupart des points ne sont pas stables. Des points de fonctionnement dits « élevés » sont possibles, mais sans aucune garantie de stabilité en régime transitoire. En plus, le RFC a été crée pour améliorer la réponse en régime dynamique des grands réseaux face aux incidents. Finalement, la figure 4.8. montre le tracé des taux d'amortissement pour les mêmes points de fonctionnement que ceux de la figure 4.7. Nous voyons ici l'amortissement faible donné par les RTs, mais notons aussi l'avantage du RFC.

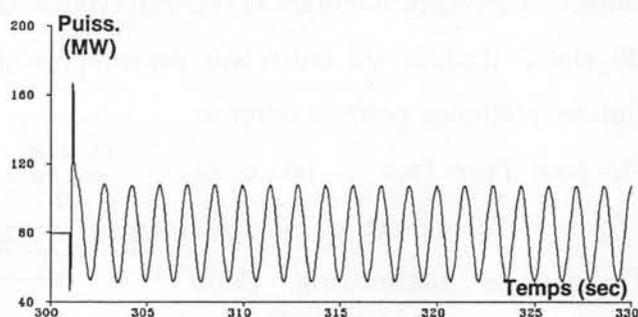


Figure 4.9.
Réseau avec quatre RT seuls

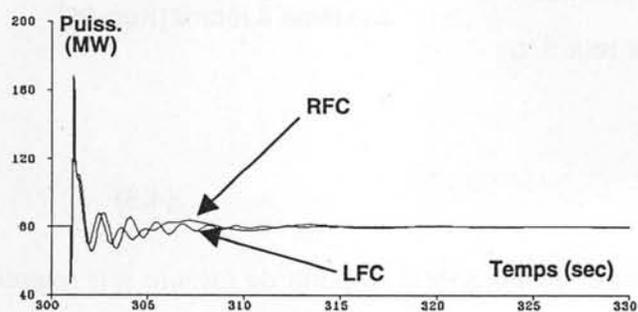


Figure 4.10.
Puissance de transit

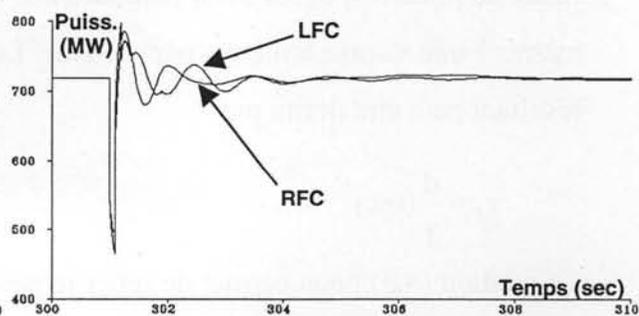


Figure 4.11.
Puissance électrique de la machine 11

4.4.2. Analyse temporelle des correcteurs

La validation du RFC sous les conditions de fonctionnement normales et en régime perturbé se fait avec les simulations temporelles d'Eurostag. Le premier cas simule un court-circuit de 100ms sur l'une des lignes d'interconnexion (nœud 3 à nœud 102). Au point de fonctionnement nominal du réseau (une puissance de transit de 158 MW), le réseau disposant de correcteurs AVR (RT) sur les quatre machines est instable et oscillatoire (c.f. figure 4.9.). Nous voyons les

réponses du réseau avec les correcteurs LFC et RFC sur la figure 4.10. Elles montrent que le RFC ajoute un bénéfice au niveau du taux d'amortissement par rapport au LFC. Nous voyons aussi que le bénéfice du RFC par rapport au LFC est visible sur l'oscillation de la puissance sur la machine 11 où se trouve le correcteur (c.f. figure 4.11.).

4.5. Synthèse d'un correcteur RFC avec les entrées retardées

Cette partie est consacrée à la présentation de l'origine du problème du retard des mesures, du point de vue des systèmes de communication couramment utilisés. Ces systèmes incluent les lignes de télécommunications normales, les réseaux à liaison hertzienne, les câbles fibre optique et les réseaux de satellites comme cela a été abordé au cours du Chapitre 2.

4.5.1. Signaux à retard : développement théorique

Le problème du retard de transmission de signal sera maintenant discuté d'un point de vue théorique, avec le but de fournir une image claire des difficultés rencontrées. L'analyse en petits signaux et les simulations temporelles montrant la réponse typique d'un réseau de test avec des retards au niveau du signal d'entrée du correcteur seront présentées. En conclusion, nous proposerons des solutions pratiques pour développer un correcteur robuste pour faire face au retard de signal d'entrée. La figure 4.12. montre un système physique avec un retard de transmission. Deux solutions mélangées au point $y(t)$ créent une solution finale au point $b(t)$ après avoir parcouru une distance d mètres à une vitesse v mètres par seconde. Le retard τ_d résultant peut être défini par

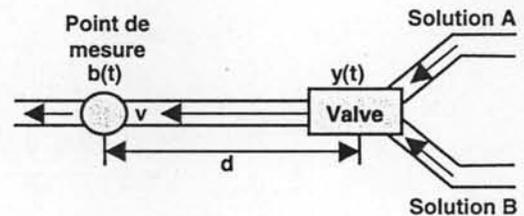


Figure 4.12. Système à retard [Kuo-95]

$$\tau_d = \frac{d}{v} \text{ (sec)} \quad (4.3)$$

La relation (4.3) nous permet de relier le point de mélange $y(t)$ au point de mesure $b(t)$ retardé à τ_d secondes avec

$$b(t) = y(t - \tau_d) \quad (4.4)$$

Après la transformation de Laplace, nous avons

$$B(s) = e^{-\tau_d s} Y(s) \quad (4.5)$$

où $e^{-\tau_d s}$ est la fonction de transfert du retard pur τ_d .

4.5.2. Commande sans retards

Un des systèmes de commande le plus couramment utilisé est la commande par retour de sortie, illustré sur la figure 4.13. [Bal-97, Nil-96]. Nous supposons un procédé contenant une entrée exogène w et une entrée u de commande. La variable de sortie réglée z est mesurée et introduite dans le correcteur comme variable y . Il existe trois retards dans ce cas d'école :

1. Le retard de *transmission* entre le capteur et le correcteur τ_y ;
2. Le retard du *calcul* dans le correcteur τ_c ;
3. Le retard de *transmission* entre le correcteur et l'actionneur τ_u .

Le retard de commande τ_{ctrl} peut être défini comme la somme de ces trois retards ; il représente le temps nécessaire à la boucle de commande pour mesurer un signal, de le faire traiter par le correcteur et ensuite démarrer l'actionneur [Nil-96].

Supposons que le correcteur soit rapide et installé sur le procédé en question, et supposons que le capteur et l'actionneur agissent rapidement sur les signaux, nous pouvons alors déclarer que pour le système de la figure 4.13 (page suivante) les temps de retard sont négligeables. En se reportant à l'équation (4.5), ceci signifierait que $\tau_d = 0,0$ sec. Aussi, si le système contient des non-linéarités, ces dernières sont remplacées par leur représentation d'état linéarisée autour d'un point de fonctionnement. Ceci revient à un système linéaire stationnaire (*LTI* ou *linear time-invariant* en anglais) pour lequel une multitude d'approches analytiques existent.

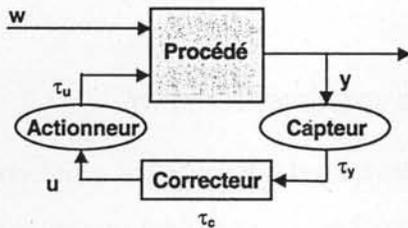


Figure 4.13.
Système à retard avec une boucle de retour [Nil-96]

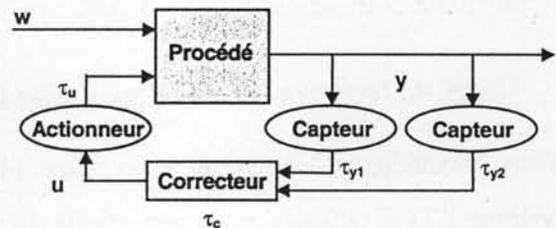


Figure 4.14.
Système à retard avec multiples sorties et une boucle de retour

4.5.3. Commande incluant les retards

En regardant la figure 4.13., il est souhaitable de considérer qu'un ou plusieurs des trois retards (τ_y , τ_c , τ_u) représentent un retard aléatoire et non négligeable. Dans un premier temps, deux structures de commande sont à examiner.

Le premier cas est celui d'un correcteur par retour dynamique de sortie, pour lequel le système en boucle fermée est alors décrit par :

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.6)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.7)$$

avec le modèle du correcteur :

$$\dot{\mathbf{z}} = \mathbf{A}_c \mathbf{z} + \mathbf{B}_c \mathbf{y}(t - \tau_y) \quad (4.8)$$

$$\mathbf{u}(t) = \mathbf{C}_c \mathbf{z} + \mathbf{D}_c \mathbf{y}(t - \tau_y) \quad (4.9)$$

Le deuxième cas est celui d'un correcteur par retour statique de sortie, pour lequel le système en boucle fermée est alors décrit par :

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.10)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} \quad (4.11)$$

avec la commande de la forme :

$$\Delta \mathbf{u} = \mathbf{K}\mathbf{y}(t - \tau_d) \quad (4.12)$$

En remplaçant l'expression (4.11) par son équivalent et après la substitution des variables, nous arrivons à l'expression d'un système à retard :

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{K}\mathbf{C}\Delta \mathbf{x}(t - \tau_c - \tau_d - \tau_u) = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{A}_d \Delta \mathbf{x}(t - \tau_c - \tau_d - \tau_u) \quad (4.13)$$

L'ensemble de ces résultats nous montre que les retards peuvent apparaître dans la représentation d'état finale comme des retards d'état.

4.5.4. Techniques classiques d'analyse pour les systèmes à retard

Nous considérons à nouveau le système (4.5). Ce système à retard peut être traité comme un système LTI si la fonction exponentielle du retard est approchée par une fonction rationnelle. Les fonctions les plus utilisées pour cela incluent le développement en séries de Maclaurin ou les approximations de Padé :

$$e^{-\tau_d s} \cong 1 - \tau_d s + \tau_d^2 s^2 / 2 \cong \frac{1}{1 + \tau_d s + \frac{\tau_d^2}{2} s^2} \quad (4.14)$$

$$e^{-\tau_d s} \cong \frac{1 - \frac{\tau_d}{2} s}{1 + \frac{\tau_d}{2} s} \quad (4.15)$$

Il existe des difficultés avec la série de Maclaurin (4.21) quand le retard est trop important. C'est également le cas pour l'approximation de Padé en raison de l'addition d'un pôle complexe instable (sur la partie droite du plan complexe) [Kuo-95].

4.5.5. Résultats pour les systèmes à retard

Le logiciel Eurostag a été employé pour calculer la stabilité du système et pour simuler les effets du retard sur la commande de l'oscillation inter-régions. Trois scénarios différents de retard ont été examinés : une approximation de second ordre de Padé, des séries de Maclaurin du second ordre et une fonction exponentielle pure. Pour ces scénarios un correcteur RFC utilisant comme entrées la puissance d'accélération de deux machines a été ajouté sur une des machines du réseau test à 4 machines. Pour simuler l'effet du retard, une des trois fonctions du retard a été ajoutée sur les signaux d'entrée. Nous avons

considéré que les signaux sont synchronisés pour ces essais. Avec ceux-ci, nous avons une représentation d'état identique à celle décrite en (4.13). Le correcteur ainsi que les fonctions de retard sont montrés sur la figure 4.15.

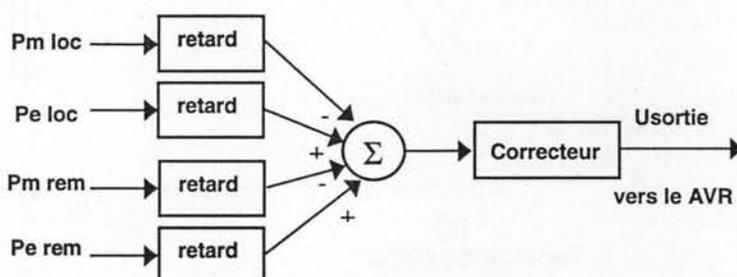


Figure 4.15.
Correcteur RFC à retard d'entrées

Dans le tableau 4.10., les deux modes oscillatoires les plus proches de l'axe imaginaire sont présentés pour chaque cas avec les modes instables en caractères gras. Ces résultats prouvent qu'il est possible d'inclure le retard dans la boucle de retour et d'assurer toujours la stabilité dans le système commandé ; cependant, il existe des différences entre le type de fonction de temps linéaire employée pour se rapprocher du retard pur. Par ailleurs, la sélection de cette fonction joue un rôle important en déterminant la valeur maximum du retard toléré par ce système. Par exemple, si le système inclut

le modèle du retard de Maclaurin, les résultats de la méthode continue prouvent que le temps maximum de retard se trouve en dessous de l'enveloppe de 25-50 ms. Il faut rappeler que le RFC discuté ici n'a pas été réglé

Tableau 4.10.
Sommaire des résultats des retards

Retard	Modèle du retard	Mode 1 : Locale	Mode 2 : Inter-région
Aucun	Aucun	-0.0005 ± j7.1347	-0.1126 ± j5.8032
	Padé	-0.0621 ± j7.1857	-0.0524 ± j5.8248
	Maclaurin	-0.0625 ± j7.1866	-0.0521 ± j5.8249
	Exponentiel	0.1186 ± j7.2285	-0.0363 ± j5.2354
50ms	Padé	-0.0498 ± j7.2745	0.0157 ± j5.8413
	Maclaurin	-0.0464 ± j7.2780	0.0189 ± j5.8414
	Exponentiel	0.1204 ± j7.2288	-0.0364 ± j5.2170
	Padé	0.0332 ± j7.3317	0.1715 ± j5.8429
100ms	Maclaurin	-0.0622 ± j7.3772	0.0289 ± j5.9184
	Exponentiel	0.1238 ± j7.2294	-0.0367 ± j5.1792

pour être robuste vis-à-vis du retard des signaux d'entrée. Cette étape est présentée au Chapitre V. de la thèse.

La figure 4.16. montre la réponse du générateur 11 à la suite d'un court-circuit avec un RFC installé. Les courbes sont tracées pour les cas d'un RFC sans retard d'entrées et pour un RFC avec un retard d'entrées de 25 ms, modélisé par une série de Maclaurin du second ordre. Avec le retard, le système maintient sa stabilité malgré une constante de temps d'amortissement des oscillations plus importantes.

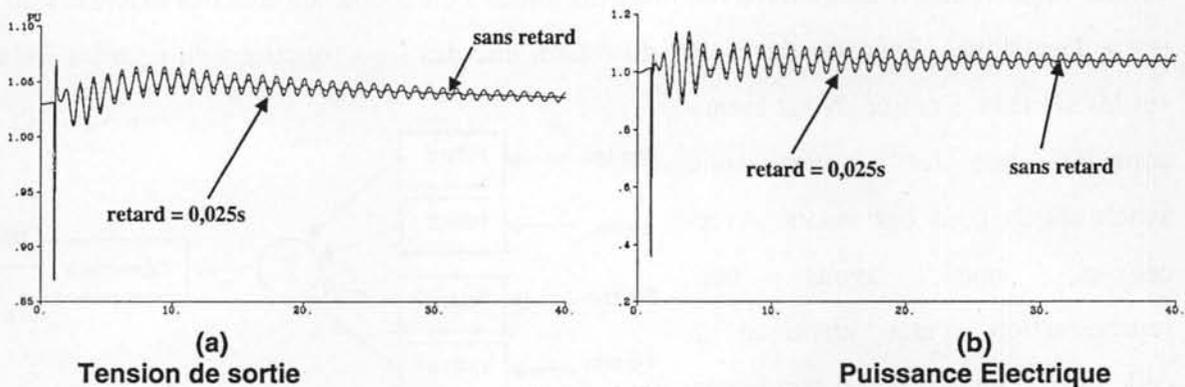


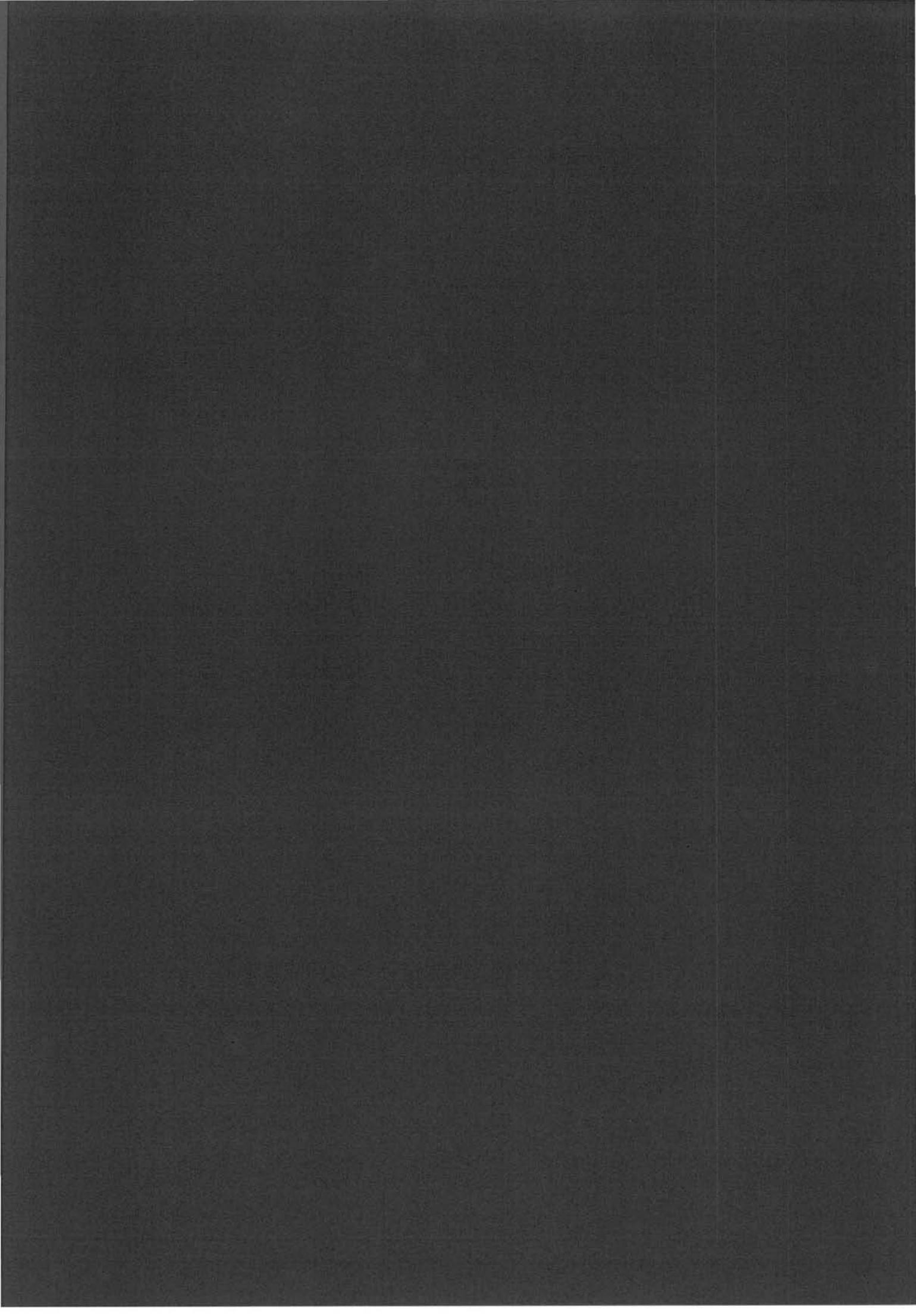
Figure 4.16.
Réponses de la machine 11 suivant un court-circuit fugitif

4.6. Conclusions sur les techniques « classiques » et les correcteurs RFC

Nous avons mis en œuvre des correcteurs RFC en tenant compte des techniques d'analyse en petits signaux. Les paramètres de réglage du RFC sont déterminés par un calcul des résidus. Les résultats de la méthode continue confirment l'avantage du RFC par rapport à un LFC : le RFC réalise un taux d'amortissement plus important que le LFC pour un jeu de points de fonctionnement du réseau assez grand, cela jusqu'à la limite de la stabilité du réseau (écroulement de tension). Les résultats en simulation temporelle confirment aussi l'avantage du RFC par rapport à un LFC pour des événements sévères comme un court-circuit sur une ligne ou l'augmentation brusque d'une charge.

Ces résultats sont très encourageants. L'idée d'ajouter les informations lointaines dans les structures de commande est ainsi affirmée. Pour continuer dans cette voie, nous allons orienter nos recherches sur l'efficacité et la performance du correcteur RFC avec les algorithmes de commande avancés utilisant les inégalités linéaires matricielles.

5



CHAPITRE V

Les Inégalités Matricielles Linéaires

Ce chapitre traitera de la théorie et de l'application des techniques de commande basées sur les inégalités matricielles linéaires. Ces techniques ont été choisies pour concevoir et régler un correcteur RFC basé sur les informations synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance tout en incorporant les retards. Après une brève introduction, nous présenterons la mise en forme nécessaire du problème de commande en tenant compte de la robustesse et de la performance.

5.1. Introduction et Forme Générale des LMIs

Afin de proposer un réglage efficace et robuste, nous avons utilisé une approche basée sur les « inégalités matricielles linéaires » (*linear matrix inequalities* ou *LMIs* en anglais) [Boy-94]. L'approche LMI nous permet à la fois de régler un correcteur grâce à un algorithme itératif, en imposant son niveau de performance et de robustesse par l'introduction de la programmation semi-définie (*semi-definite programming* ou *SDP* en anglais). Les LMIs sont introduites comme contraintes convexes des algorithmes SDP, pour lesquels un bon nombre de problèmes de commande de systèmes incertains peuvent être résolus lorsque l'on n'a pas de solution « analytique » [Gha-97].

5.1.1. Représentation d'état

Nous travaillons sous forme de représentation d'état avec un modèle linéaire, (2.34) et (2.35), qui vient de la linéarisation autour d'un point de fonctionnement d'un modèle non linéaire. Avant de présenter la théorie LMI, nous allons définir une représentation d'état, ou un système comme celui décrit par (2.34) et (2.35), par la relation suivante :

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \equiv \begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u} \end{cases} \quad (5.1)$$

De cette manière, nous définissons chaque système, c'est-à-dire la représentation du système par les matrices d'état $[\mathbf{A} \ \mathbf{B} \ \mathbf{C} \ \mathbf{D}]$ pour chaque point de fonctionnement différent, par sa propre variable Σ .

5.1.2. Définition d'une inégalité matricielle linéaire

Une inégalité matricielle linéaire est une contrainte telle que

$$A(x) = A_0 + x_1 A_1 + \dots + x_N A_N < 0 \quad (5.2)$$

où $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ est un vecteur de scalaires inconnus, (A_0, A_1, \dots, A_N) sont des matrices symétriques. L'inégalité signifie que les valeurs propres de $A(x)$ sont négatives (la matrice d'état A est Hurwitz stable). Nous pouvons passer des cas $A(x) > 0$ et $A(x) < B(x)$ au cas original (5.2) en écrivant :

$$-A(x) < 0 \text{ et } A(x) - B(x) < 0 \quad (5.3)$$

Avec les contraintes LMI sous la forme (5.4), nous pouvons utiliser des SDPs pour résoudre les problèmes de commande pour lesquels une solution explicite n'existe pas.

5.1.3. Les problèmes traités par les LMIs

Pour les systèmes Σ , nous décrivons trois types de problèmes sous contraintes LMI : le problème de faisabilité, le problème de la minimisation des objectifs linéaires et le problème de la minimisation des valeurs propres. Ces problèmes s'expriment respectivement comme suit :

1. Trouver une solution (x) satisfaisant $A(x) < 0$
2. Minimiser $C^T * x$ sous $A(x) < 0$

3. Minimiser (λ) tel quel
$$\left\{ \begin{array}{l} A(x) < \lambda B(x) \\ B(x) > 0 \\ C(x) < 0 \end{array} \right\}$$

5.2. Les Algorithmes LMI : Incertitudes

Rappelons que nous travaillons généralement avec les modèles linéaires issus de la linéarisation autour d'un point de fonctionnement d'un modèle non linéaire. Ces modèles (5.1) peuvent contenir également les dynamiques négligées du système, les non-linéarités et aussi la méconnaissance de certains paramètres du système. Pour concevoir une loi de commande robuste, nous prenons en compte ces incertitudes dans les modèles linéaires en utilisant les contraintes LMI. Le traitement des incertitudes est un des résultats du couplage des algorithmes LMI avec les techniques de commande robuste [Chi-92].

Deux types d'incertitudes existent :

1. *Dynamiques* : qui représentent les dynamiques négligées du système original ;
2. *Paramétriques* : qui viennent de la méconnaissance des valeurs des paramètres physiques.

Nous pouvons définir aussi un troisième type d'incertitude appelée « l'incertitude du modèle » qui représente une combinaison des incertitudes dynamiques et paramétriques. Ces incertitudes peuvent être représentées sous deux formes différentes : par l'incertitude des modèles d'état et par le modèle linéaire fractionnel.

Le premier type du modèle est décrit par des équations d'état (un système Σ_{nom} par exemple). Pour trouver l'incertitude, nous calculons des points de fonctionnement ($\Sigma_i, \Sigma_j, \dots$) qui diffèrent par rapport au point de fonctionnement nominal. Ensuite, nous calculons la distance entre le système « nominal » et les autres systèmes. Cette distance représente l'incertitude pour les conditions de fonctionnement du système.

Pour représenter ici le système avec incertitude, on parlera d'un modèle d'interconnexion de base qui est défini par le schéma de la figure 5.1. où la matrice $\Delta(s)$ représente l'incertitude. Notre travail consiste à trouver et à mettre sous forme linéaire les incertitudes pour le système nominal Σ_{nom} . L'interconnexion du système

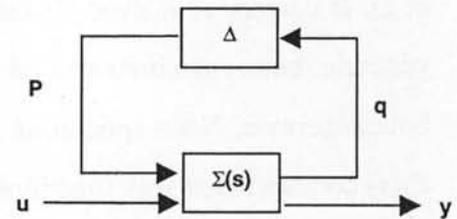


Figure 5.1.
Modèle de base du système

Σ_{nom} et des incertitudes Δ peut se faire d'une des manières suivantes : additive, multiplicative directe en entrée, multiplicative directe en sortie, multiplicative inverse en entrée, multiplicative inverse en sortie, par exemple. Deux façons de modéliser les incertitudes sont montrées sur les figures 5.2 et 5.3.

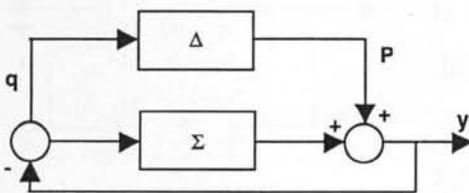


Figure 5.2
Modèle d'incertitude additive

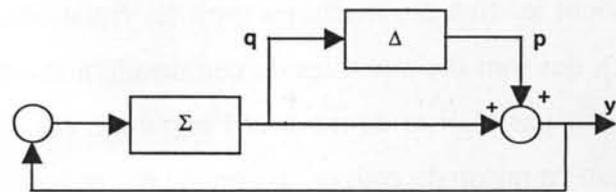


Figure 5.3
Modèle d'incertitude multiplicative directe en sortie

5.2.1. Modèle N°1 : Incertitude additive

Le modèle de la figure 5.2 contient des incertitudes additives sous la forme

$$L = L_0 + \Delta \tag{5.4}$$

$$\frac{q}{p} = -(I + L)^{-1} = -S(s) \tag{5.5}$$

où $S(s)$ représente la fonction de sensibilité en sortie.

5.2.2. Modèle N°2 : Incertitude multiplicative directe en sortie

Le modèle d'incertitude représenté sur la figure 5.3 est décrit :

$$L = (I + \Delta)L_0 \quad (5.6)$$

$$\frac{q}{p} = -L_0(I + L_0)^{-1} = -T(s) \quad (5.7)$$

où $T(s)$ représente la fonction de sensibilité complémentaire ($S + T = 1$).

5.3. Les Algorithmes LMI : commande par retour d'état

Si $\Sigma(s)$ représente un réseau électrique, nous décrivons le problème du retour d'état multi-objectifs par la structure illustrée par la figure 5.4. Nous voyons l'entrée exogène w du système $\Sigma(s)$ qui correspond à p dans les figures 5.2. et 5.3., les sorties de robustesse et de performance z_∞ et z_2 , le correcteur K avec les états x en entrée et les commandes u en sortie. Avec cette forme générale, nous cherchons une loi de commande $u = Kx$ pour lequel le système $\Sigma(s)$ soit stable en boucle fermée. Nous spécifions les objectifs de robustesse et de performance grâce à $T_\infty(s)$ et $T_2(s)$ correspondant aux fonctions de transfert entre l'entrée w et la sortie z_∞ et z_2 respectivement. Nous pouvons également définir une région D de la partie ouverte située à gauche du plan complexe où nous souhaiterions placer les pôles du système pour améliorer leur amortissement.

Nous voyons donc la puissance de la méthodologie LMI par rapport aux deux objectifs décrits ci-dessus. Nous rappelons la structure d'une machine connectée à un réseau électrique (voir la figure 2.1.). Le vecteur d'état d'une telle structure contient les flux des machines (voir les équations 2.1. et 2.2.), qui sont des variables de commande non standard. Il n'est pas réaliste de mesurer l'ensemble des états du réseau en raison du coût occasionné ; par conséquent les correcteurs proposés dans cette thèse sont tous de type retour de sortie statique ou dynamique.

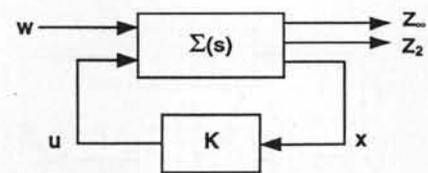


Figure 5.4.
Forme générale de commande multiobjectif par retour d'état

5.4. Les Algorithmes LMI : commande par retour de sortie

Deux types de commande sont possibles : le retour de sortie statique ou le retour de sortie dynamique. Le premier est présenté ici sur la figure 5.5. Nous y trouvons des variables comme l'entrée exogène w du système $\Sigma(s)$, les sorties de robustesse et de performance z_∞ et z_2 , mais aussi le correcteur de gain K avec les sorties y en entrée et les commandes u en sortie. Avec cette forme générale, nous cherchons maintenant une loi de commande de type retour statique de

sortie $u = Ky$ pour laquelle le système $\Sigma(s)$ est stable en boucle fermée. Nous pouvons imposer des objectifs de robustesse et de performance grâce aux critères multi-objectifs définis par $T_\infty(s)$ et $T_2(s)$ représentés toujours par les fonctions de transfert entre l'entrée w et la sortie z_∞ et z_2 respectivement. Nous pouvons aussi définir une région D de la partie ouverte du plan complexe située à gauche de l'axe imaginaire où nous souhaiterons placer les pôles du système pour améliorer leur amortissement.

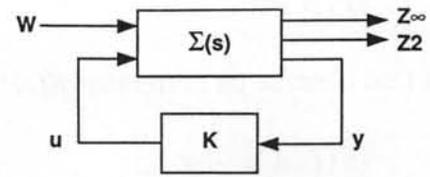


Figure 5.5.
Forme générale de commande multiobjectif par retour statique de sortie

Le deuxième type de commande est le retour de sortie dynamique pour lequel nous considérons des grandeurs telle que la vitesse d'une machine ou la tension et son déphasage en un nœud comme les sorties du système $\Sigma(s)$. Bien que ces valeurs puissent être traitées comme des valeurs d'état du réseau, avec cette méthodologie, la loi de commande $K(s)$ (5.13) ne nécessite pas de vecteurs complets d'état du système. Une grandeur comme la tension au nœud du réseau, souvent utile pour les boucles de commande, ne figure pas dans le vecteur d'état ; sous la formulation d'une boucle de retour des sorties, nous pouvons considérer cette grandeur pour notre correcteur. On exposera maintenant les approches possibles de cette formulation : un correcteur H_∞ -LMI, un correcteur H_2 -LMI, un correcteur avec placement des pôles par LMI, ou une combinaison de ces approches qu'on pourra appeler un correcteur multi-objectifs-LMI.

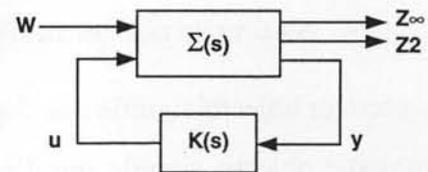


Figure 5.6.
Forme générale de commande multiobjectifs par retour dynamique de sortie

5.4.1. Un correcteur H_∞ -LMI

Nous traitons ici un correcteur dynamique $K(s)$ de type retour de sortie dynamique incorporant les sorties y d'un système $\Sigma(s)$ (voir la figure 5.6). Dans un premier temps, nous nous placerons dans le formalisme de Laplace. Nous écrivons le système $\Sigma(s)$ de la manière suivante :

$$\begin{pmatrix} Z(s) \\ Y(s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Sigma_{11}(s) & \Sigma_{12}(s) \\ \Sigma_{21}(s) & \Sigma_{22}(s) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} W(s) \\ U(s) \end{pmatrix} \quad (5.8)$$

où la fonction de transfert en boucle fermée entre les entrées exogènes W et les sorties Z est

$$\mathfrak{F}(\Sigma, K) = \Sigma_{11} + \Sigma_{21}K(I - \Sigma_{22}K)^{-1}\Sigma_{21} \quad (5.9)$$

Une loi de commande H_∞ optimale est obtenue en recherchant un correcteur $K(s)$ qui minimise la norme

$$\|F(P,K)\|_\infty \quad (5.10)$$

Si l'on cherche un correcteur $K(s)$ tel que

$$\|F(P,K)\|_\infty < \gamma \quad (5.11)$$

pour un γ fixé, nous avons le problème H_∞ sous-optimal. Avec la formulation LMI, on peut créer des correcteurs dits multi-objectifs en introduisant les contraintes sur la stabilité, le placement des pôles du système, l'amortissement, la réponse transitoire, etc.

Considérons toujours la structure de la figure 5.6, les fonctions de transfert entre w et z_∞ , z_2 sont respectivement $T_\infty(s)$, $T_2(s)$. Avec celles-ci, nous définissons les objectifs suivants :

1. Maintenir la norme H_∞ de $T_\infty(s)$, $\|T_\infty\|_\infty < \gamma$, (objectif de robustesse)
2. Maintenir la norme H_2 de $T_2(s)$ $\|T_2\|_2 < v$, (objectif de performance)
3. Minimiser un critère mixte H_2 / H_∞ de la forme : $\alpha\|T_\infty\|_\infty^2 + \beta\|T_2\|_2^2$; $\alpha \geq 0, \beta \geq 0$
4. Assurer un placement régional (région D) des pôles

Le premier objectif signifie que l'influence des incertitudes sur z_∞ est atténuée d'un facteur γ . Le deuxième objectif signifie que l'énergie de z_2 est bornée par v . Le troisième objectif signifie qu'un équilibre entre l'atténuation de l'effet des incertitudes et l'énergie est souhaité (avec des pondérations α et β).

Les équations d'état correspondant à la forme standard du système en boucle ouverte s'écrivent de la façon suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + B_1 w + B_2 u \\ z_\infty = C_\infty x + D_{\infty 1} w + D_{\infty 2} u \\ z_2 = C_2 x + D_{21} w + D_{22} u \\ y = C_y x + D_{y1} w \end{cases} \quad (5.12)$$

Pour garantir *a priori* l'existence d'un correcteur par retour de sortie, il faut que la paire (A, C) soit observable et que la paire (A, B) soit commandable. Nous introduisons maintenant la représentation d'état du correcteur dynamique $K(s)$:

$$\begin{cases} \dot{\zeta} = A_K \zeta + B_K y \\ u = C_K \zeta + D_K y \end{cases} \quad (5.13)$$

En boucle fermée nous avons donc :

$$\begin{cases} \dot{x}_{cl} = A_{cl} x_{cl} + B_{cl} w \\ z_{\infty} = C_{cl1} x_{cl} + D_{cl1} w \\ z_2 = C_{cl2} x_{cl} + D_{cl2} w \end{cases} \quad (5.14)$$

où

$$\begin{aligned} A_{cl} &= \begin{bmatrix} A + B_2 D_K C_y & 0 \\ 0 & A_K \end{bmatrix}, & B_{cl} &= \begin{bmatrix} B_1 + B_2 D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix}, \\ C_{cl1} &= \begin{bmatrix} C_{\infty} + D_{\infty 2} D_K C_y & 0 \\ 0 & D_{\infty 2} C_K \end{bmatrix}, & D_{cl1} &= \begin{bmatrix} D_{\infty 1} + D_{\infty 2} D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix}, \\ C_{cl2} &= \begin{bmatrix} C_2 + D_{22} D_K C_y & 0 \\ 0 & D_{22} C_K \end{bmatrix} \text{ et } & D_{cl2} &= \begin{bmatrix} D_{21} + D_{22} D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix}; \end{aligned}$$

$$x_{cl} = [x \ \zeta]^T.$$

Objectif : $H_{\infty}(\|T_{\infty}(s)\|_{\infty} < \gamma)$

Pour satisfaire l'objectif $H_{\infty}(\|T_{\infty}(s)\|_{\infty} < \gamma)$, nous cherchons une matrice symétrique positive définie X_{∞} satisfaisant les contraintes LMI suivantes :

$$\begin{pmatrix} A_{cl} X_{\infty} + X_{\infty} A_{cl}^T & B_{cl} & X_{\infty} C_{cl1}^T \\ B_{cl}^T & -I & D_{cl1}^T \\ C_{cl1} X_{\infty} & D_{cl1} & -\gamma^2 I \end{pmatrix} < 0 \quad (5.15)$$

$$X_{\infty} > 0 \quad (5.16)$$

Objectif : $H_2(\|T_2(s)\|_2 < v)$

Il s'agit de déterminer deux matrices positives définies X_2 et Q satisfaisant les contraintes LMI suivantes :

$$\begin{pmatrix} A_{cl} X_2 + X_2 A_{cl}^T & B_{cl} \\ B_{cl}^T & -I \end{pmatrix} > 0 \quad (5.17)$$

$$\begin{pmatrix} Q & C_{cl2} X_2 \\ X_2 C_{cl2}^T & X_2 \end{pmatrix} > 0 \quad (5.18)$$

$$\text{Trace}(Q) < v^2 \quad (5.19)$$

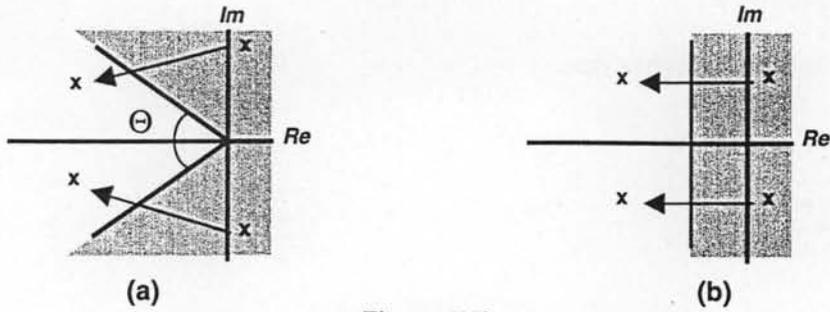


Figure 5.7.
Régions D de type angulaire (a) et planaire (b)

Objectif : placement des pôles

On peut résoudre le problème du placement régional des pôles en utilisant une approche de type Lyapunov du placement de pôles par groupes dans des sous-régions situées dans la partie réelle négative du plan complexe. Étant donné que D est une sous-région de la partie réelle négative du plan complexe, nous disons que le système dynamique est D -stable si tous ses pôles se situent dans D . Le problème revient à déterminer une matrice symétrique

$$\alpha = [\alpha_{kl}] \in R^{m \times m} \quad (5.20)$$

et une matrice

$$\beta = [\beta_{kl}] \in R^{m \times m} \quad (5.21)$$

telles que

$$D = \{Z \in C : f_D(z) < 0\} \quad (5.22)$$

où f_D est la fonction caractéristique

$$f_D = [\alpha_{kl} + \beta_{kl}z + \beta_{kl}\bar{z}]_{1 \leq k, l \leq m} \quad (5.23)$$

Un exemple des régions de déplacement de pôles de type angulaire et planaire est montré sur la figure 5.7.

Nous voyons bien que le problème LMI-régional est convexe et symétrique par rapport à l'axe réel, donc nous écrivons pour le problème LMI-régional que :

$$M_D(A, X) = [\alpha_{kl}X + \beta_{kl}AX + \beta_{kl}A^T X]_{1 \leq k, l \leq m} \quad (5.24)$$

On dit que A est D -stable s'il existe une matrice symétrique :

$$X : X > 0, M_D(A, X) < 0 \quad (5.25)$$

On peut définir dans le problème LMI-régional plusieurs types de régions, demi-plan, secteur angulaire, bande horizontale, bande verticale, ellipse, parabole, disque, etc. De plus, on peut faire l'intersection de plusieurs régions.

Pour la formulation multi-objectifs, les pôles du système en boucle fermée se trouvent dans la région

$$D = \{z \in \mathbb{C} : L + Mz + M^T \bar{z} < 0\} \quad (5.26)$$

avec les contraintes $L = L^T = [\lambda_{ij}]_{1 < i, j < m}$ et $M = [\mu_{ij}]_{1 < i, j < m}$ s'il existe une matrice X_{pol} satisfaisant

$$[\lambda_{ij} X_{pol} + \mu_{ij} A_{cl} X_{pol} + \mu_{ij} X_{pol} A_{cl}^T]_{1 \leq i, j \leq m} < 0 \quad (5.27)$$

$$X_{pol} > 0 \quad (5.28)$$

5.4.2. Synthèse multi-objectifs

Afin de trouver une solution pour les trois objectifs de la performance H_∞ , la performance H_2 et le placement des pôles, nous recherchons une matrice unique X telle que :

$$X := X_\infty := X_2 := X_{pol} \quad (5.29)$$

La matrice X peut être décomposée de la façon suivante :

$$X = X_1 X_2^{-1} \quad \text{avec} \quad X_1 = \begin{bmatrix} R & I \\ M^T & 0 \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad X_2 = \begin{bmatrix} 0 & S \\ I & N^T \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

Avec cette décomposition, nous calculons les variables transformées \underline{A}_K , \underline{B}_K , et \underline{C}_K du correcteur dynamique

$$\begin{cases} \underline{A}_K = N A_K M^T + N B_K C_y R + S B_2 C_K M^T + S(A + B_2 D_K C_y) R \\ \underline{B}_K = N B_K + S B_2 D_K \\ \underline{C}_K = C_K M^T + D_K C_y R \end{cases} \quad (5.31)$$

où les contraintes dépendant de la matrice X sont transformées en contraintes LMI dépendant des variables R , S , Q , \underline{A}_K , \underline{B}_K , \underline{C}_K et D_K [Sch-95, Chi-95, Gah-95]. Cette formulation est maintenant un problème de type sous-optimal multi-objectifs :

Minimiser $\alpha \gamma^2 + \beta \text{Trace}(Q)$ sur les variables R , S , Q , \underline{A}_K , \underline{B}_K , \underline{C}_K , D_K et γ^2 avec les contraintes suivantes :

$$1. \begin{bmatrix} AR + RA^T + B_2 \underline{C}_K + \underline{C}_K^T B_2^T & \underline{A}_K^T + A + B_2 D_K C_y & B_1 + B_2 D_K D_{y1} & * \\ * & A^T S + SA + \underline{B}_K C_y + C_y^T \underline{B}_K^T & SB_1 + \underline{B}_K D_{y1} & * \\ * & * & -I & * \\ C_{\infty} R + D_{\infty 2} \underline{C}_K & C_{\infty} + D_{\infty 2} D_K C_y & D_{\infty 1} + D_{\infty 2} D_K D_{y1} & -\gamma^2 I \end{bmatrix} < 0 \quad (5.32)$$

$$2. \begin{bmatrix} Q & C_2 R + D_{22} \underline{C}_K & C_2 + D_{22} D_K C_y \\ * & R & I \\ * & I & S \end{bmatrix} > 0 \quad (5.33)$$

où * signifie la transpose de l'élément symétrique vis-à-vis du diagonal de la matrice.

$$3. \left[\lambda_{ij} \begin{pmatrix} R & I \\ I & S \end{pmatrix} \right]^+ \mu_{ij} \begin{pmatrix} AR + B_2 \underline{C}_K & A + B_2 D_K C_y \\ \underline{A}_K & SA + \underline{B}_K C_y \end{pmatrix} \right]^+ \mu_{ij} \begin{pmatrix} RA^T + \underline{C}_K^T B_2^T & \underline{A}_K^T \\ (A + B_2 D_K C_y)^T & A^T S + C_y^T + \underline{B}_K^T \end{pmatrix} \Big|_{1 \leq i, j \leq m} < 0 \quad (5.34)$$

$$4. \text{Trace}(Q) < v_0^2 \quad (5.35)$$

$$5. \gamma^2 < \gamma_0^2 \quad (5.36)$$

$$6. D_{21} + D_{22} D_K D_{y1} = 0 \quad (5.37)$$

5.5. Les Algorithmes LMI : Application

Malgré la théorie basée sur les contraintes LMI développée en (5.2) à (5.37), ces formes standards ne sont pas souvent applicables pour nos cas d'études. La mise en forme des incertitudes représente en fait une difficulté non négligeable. Nous rappelons que si le problème n'a pas de solution avec les incertitudes spécifiées, il nous reste à utiliser des incertitudes moins importantes de façon à trouver une solution. Même avec une bonne connaissance du système traité (comme c'est le cas d'un réseau électrique), la mise en forme du modèle du réseau et de ces incertitudes sous forme LMI permettant de trouver une solution n'est pas garantie.

Le développement général de la théorie du réglage des correcteurs a été présenté dans les parties précédentes. Maintenant, on montrera les approches choisies pour calculer nos correcteurs. Pour les études présentées dans cette thèse, nous avons considéré le cas d'un correcteur avec quatre entrées et quatre sorties, c'est-à-dire un correcteur centralisé (cf. figure 5.8). Au niveau des signaux d'entrée et de sortie, ce correcteur RFC-LMI ressemble beaucoup au correcteur RFC

avec deux entrées et une sortie qui a déjà été étudiée dans cette thèse (voir le RFC réglé par résidus discuté en IV.4.2). Les correcteurs RFC-LMI utilisent comme entrées la vitesse ou la puissance d'accélération de chaque machine impliquée, et ils injectent leurs signaux de commande dans les AVR de chaque machine impliquée.

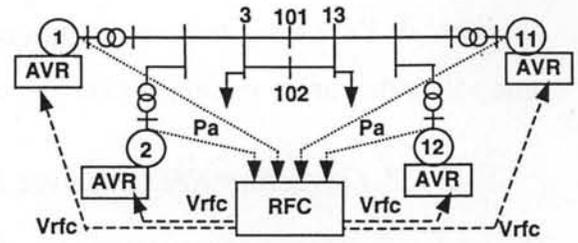


Figure 5.8.
RFC-LMI 4-entrées/4-sorties

5.5.1. Correcteur RFC-LMI sans retard

La figure 5.9. montre le modèle du système en boucle fermée utilisé pour le correcteur RFC-LMI sans retards [Ala-98] avec le réseau $\Sigma(s)$, le correcteur RFC-LMI dynamique $K(s)$, les sorties y , la sortie de performance z , les perturbations pt , l'erreur de commande e et le modèle d'incertitudes Wd . Nous supposons que les sorties y sont mesurées d'une façon synchronisée et arrivent au correcteur sans retard. Avec ces hypothèses, le problème à résoudre se pose comme suit :

Minimiser $\|KS_y Wd\|_\infty$ pour obtenir le facteur optimal d'atténuation des perturbations sous les contraintes de placement des pôles des systèmes

Grâce au théorème du petit gain, la robustesse de ce système est assurée si cette norme est inférieure à 1. Pour ce faire, un LMI du type (§5.1.3 no.3) est résolu :

Minimiser γ^2 sous :

$$\begin{pmatrix} A_{cl} X + X A_{cl}^T & B_{cl} & X C_{cl}^T \\ B_{cl}^T & -I & D_{cl}^T \\ C_{cl} X & D_{cl} & -\gamma^2 I \end{pmatrix} < 0, \quad X > 0 \quad (5.38)$$

avec la LMI en X venant des contraintes de placement des pôles et « cl » la notation pour les matrices en boucle fermée [Gah-95]. Nos perturbations viennent de l'utilisation de points de fonctionnement différents, c'est-à-dire que le signal de perturbation pt est injecté dans un modèle du réseau Wd qui n'est pas au point de fonctionnement nominal $\Sigma(s)$. Nous avons choisi un jeu de régions pour le placement des pôles du système en boucle fermée permettant de calculer un correcteur donnant un taux d'amortissement de l'oscillation

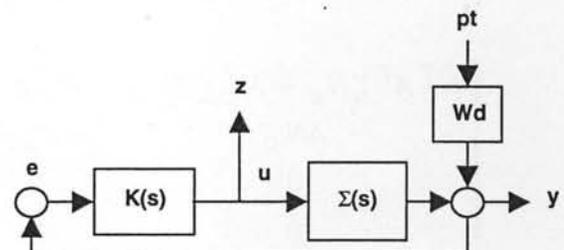


Fig. 5.9.
Modèle utilisé avec incertitudes Wd [Sny-99]

inter-régions le plus grand possible. Pour ce faire, nous avons utilisé des régions de type plan, où la valeur de l'axe imaginaire est la plus négative possible, et de type cône, où nous avons choisi une valeur de l'angle intérieure Θ la plus petite possible (cf. la figure 5.7).

5.5.2. Correcteur RFC-LMI avec retard

Ayant le modèle matriciel du réseau (2.34) à (2.35), nous considérons ici que les signaux d'entrée du correcteur RFC-LMI sont à la fois synchronisés par les satellites GPS et retardés. Sous ces conditions, nous recherchons une loi de commande de type retour statique de sortie telle que :

$$u(t) = Ky(t - \tau) = KCx(t - \tau) \quad (5.39)$$

où le retard $\tau \geq 0$ a été décrit dans la partie IV.5.1. En boucle fermée, nous obtenons un système linéaire à retard :

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + BKCx(t - \tau) = Ax(t) + A_d x(t - \tau), x_0(\theta) = \phi(\theta), \theta \in [-\tau, 0] \quad (5.40)$$

Le problème de commande est maintenant :

Trouver un correcteur de forme (5.39) pour le système (2.34) à (2.35) pour lequel le système en boucle fermée (5.40) est asymptotiquement stable pour un retard τ inférieur à une valeur donnée positive τ^ .*

Nous cherchons donc dans ce cas un correcteur de gain K stabilisant le modèle du réseau $\Sigma(s)$ avec un retard des entrées τ le plus grand possible. Pour résoudre ce problème, on se sert du théorème suivant [Ken-99] :

Théorème 5.1 *Le système (2.34) à (2.35) est asymptotiquement stable pour un retard positif $\tau \leq \tau^*$ si les conditions suivantes sont vérifiées :*

(i) *Il existe $0 \geq \beta$, $X > 0$, et $Y > 0$ tel que :*

$$\begin{bmatrix} N_B^T X A^T N_B + N_B^T A X N_B & N_B^T X A^T N_B & 0 & 0 \\ N_B^T A X N_B & -\sigma_m \beta N_B^T N_B & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) N_B^T N_B & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sigma_m N_B^T N_B \end{bmatrix} < 0 \quad (5.41)$$

$$\begin{bmatrix} N_C^T A^T Y N_C + N_C^T Y A N_C & N_C^T A^T & 0 & 0 \\ A N_C & -\sigma_m \beta I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sigma_m N_C^T N_C \end{bmatrix} < 0 \quad (5.42)$$

où $\sigma_m = 1/\tau^*$ et avec la contrainte

$$XY = I \quad (5.43)$$

(ii) Il existe $0 < X$, $0 < \beta < 1$, et K tel que :

$$\begin{bmatrix} M & XA^T & XC^T K^T B^T & BKCX \\ AX & -\sigma_m \beta I & 0 & 0 \\ BKCX & 0 & -\sigma_m(1-\beta) & 0 \\ XC^T K^T B^T & 0 & 0 & -\sigma_m I \end{bmatrix} < 0 \quad (5.44)$$

où $\sigma_m = 1/\tau^*$ et $M = X(A + BKC)^T + (A+BKC)X$.

La loi de commande est alors donnée par :

$$u(t) = Ky(t - \tau) \quad (5.45)$$

La démonstration de ce théorème est donnée en [Ken-99]. Ce théorème a été développé à partir du théorème de stabilité de Lyapunov-Krasovskii [Lya-67, Kra-63] et de la fonction candidate de Lyapunov-Krasovskii suivante :

$$V(x_t, t) = x^T Xx + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta}^t x^T(s) P_1^{-1} x(s) ds d\theta + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta-\tau}^t x^T(s) P_1^{-1} x(s) ds d\theta \quad (5.46)$$

où $\beta = P_1/(P_1 + P_2)$.

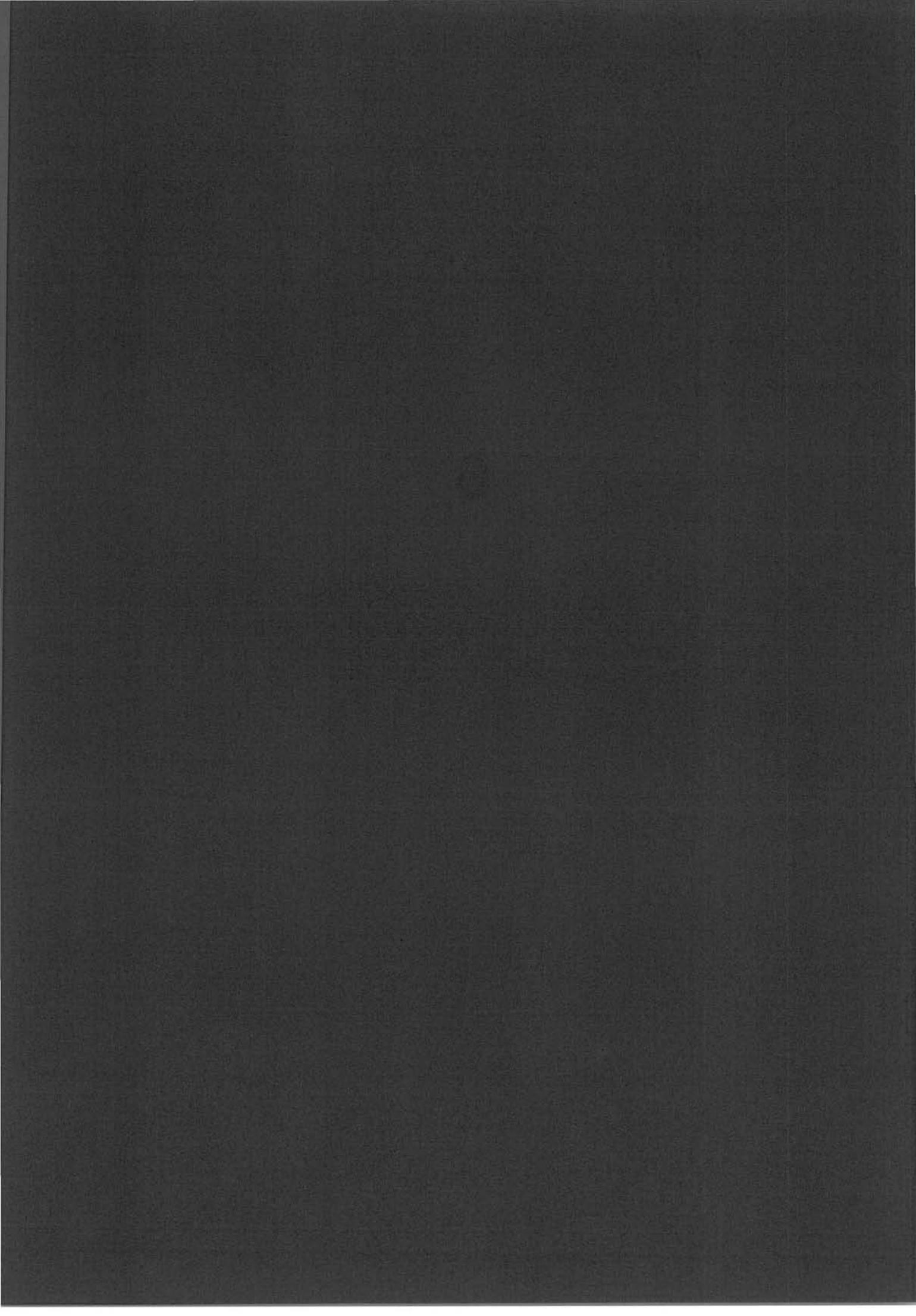
Nous passons maintenant aux applications des algorithmes des résidus et des LMI pour le réglage des correcteurs RFC insérés dans les grands réseaux électriques. Pour l'application des LMIs, le Théorème 5.1 nous donne des conditions suffisantes pour déterminer un correcteur statique de sortie pour la stabilisation du système (5.1) et (5.45) avec les conditions de couplage (5.41) et (5.42). Pour résoudre le problème, qui n'est plus convexe comme les précédents, un algorithme de [Iwa-95] a été modifié et employé pour le cas des signaux retardés. Une fois la matrice X solution de (5.41) à (5.43) obtenue, la matrice K du correcteur (5.45) est calculée à partir de la contrainte LMI (5.44).

5.6. Conclusions sur l'approche LMI

Nous avons choisi de déterminer un correcteur permettant d'amortir l'oscillation inter-régions avec une valeur de retard des entrées la plus grande possible. Cet objectif est loin du premier objectif : nous accepterons un taux d'amortissement de l'oscillation inter-régions assez faible afin que le réseau ne perde pas sa stabilité avec les entrées retardées. Une fois que nous avons trouvé un correcteur réglé pour une certaine valeur du retard, la théorie nous dit que le réseau est stable (l'oscillation est amortie) ; le taux d'amortissement n'est calculé qu'après ce réglage et ne constitue donc pas un enjeu.

Les systèmes traités par les approches LMI dans cette thèse ont été du type (5.1) où les matrices d'état proviennent des équations différentielles décrivant le réseau test étudié. Nous avons déterminé un correcteur dynamique de sortie $K(s)$ pour le correcteur sans retard sur les entrées et un correcteur statique de sortie de gain K pour le correcteur avec des entrées retardées.

6



CHAPITRE VI

Synthèse d'un Correcteur RFC : Applications aux Réseaux Électriques

Cette partie illustrera la démarche utilisée pour créer les correcteurs RFC-LMI sur les deux réseaux test étudiés pendant les travaux de thèse. Les résultats comparatifs réalisés en poursuivant cette démarche seront présentés.

6.1. La démarche de synthèse suivie

La procédure suivie pour la réalisation des correcteurs RFC-LMI est la suivante :

1. Création du modèle complet du réseau test sous Eurostag
2. Sélection des entrées et sorties pour le correcteur
 - vitesse d'une machine (des machines)
 - puissance électrique d'une machine (des machines)
 - puissance d'accélération d'une machine (des machines)
 - fréquence au point de connexion d'une machine (des machines)
 - puissance de transit sur les lignes d'interconnexion
 - tension de chaque coté d'une ligne d'interconnexion
3. Analyse petits signaux du modèle complet (Eurostag/Matlab)
 - valeurs propres (fréquence, taux d'amortissement)
 - facteurs de commandabilité
 - facteurs de observabilité
 - résidus
4. Réduction du modèle complet au modèle réduit (Matlab)
5. Analyse petits signaux du modèle réduit (comme pour le modèle complet)
6. Comparaison des modèles complet et réduit au niveau des modes critiques
 - valeurs propres
 - fréquence
 - taux d'amortissement
7. Calcul du correcteur avec les algorithmes LMI (Matlab)
 - détermination des incertitudes du système
 - mise en forme des contraintes sous LMI
8. Vérification du correcteur sous Matlab
 - analyse de petits signaux du modèle réduit + correcteur
 - analyse de petits signaux du modèle complet + correcteur
 - simulations dynamiques avec Simulink

9. Réalisation du correcteur sous Eurostag
 - créer une représentation en « macroblocs »
10. Analyse petits signaux en boucle fermée (Eurostag/Matlab)
11. Analyse dynamique du correcteur et du réseau sous Eurostag

6.2. Résultats sur le réseau test de 4-machines

Nous présenterons ici les résultats de l'application de la démarche de la partie 6.1 appliquée sur un réseau test à 4 machines. La comparaison des correcteurs trouvés par cette démarche s'effectue de deux manières : en calculant les valeurs propres du système en boucle fermée pour déterminer la performance du correcteur et par les simulations dynamiques pour déterminer la robustesse du correcteur. Le premier test se fait avec Matlab sur le modèle linéarisé donné par Eurostag. Le deuxième test se fait avec Eurostag.

6.2.1. 4 Machines : Correcteur sans retards et pertes

La classification des modes du réseau test à 4 machines a été effectuée dans le paragraphe IV.2.2.1. Nous considérons ici un RFC-LMI à 4-entrées/4-sorties (comme la figure 5.7.). Le RFC a pour structure des fonctions de transfert d'ordre 4 entre chacune des entrées/sorties. On peut comparer avec ceci un LFC (PSS) bien réglé et placé de façon optimale sur le générateur 12. Nous voyons sur la figure 6.1. la réponse des deux correcteurs additionnels en boucle fermée (RFC-LMI et LFC) ainsi que les performances en terme d'amortissement du réseau en boucle ouverte (AVR only) pour le cas du réseau nominal (Xinterlignes = 100 % : valeurs nominales) et pour un transit de puissance entre 0 et 558 MW sur les lignes d'interconnexion (voir figure 4.1.). On peut voir que la réponse du RFC-LMI au niveau du taux d'amortissement pour ces points de fonctionnement est plus performante que le LFC.

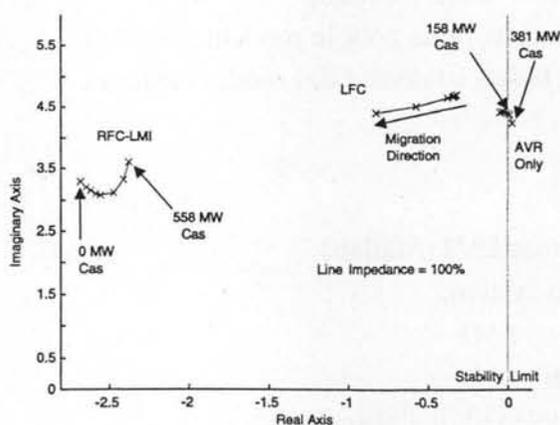


Figure 6.1.
Réponse des valeurs propres des correcteurs RFC-LMI et LFC

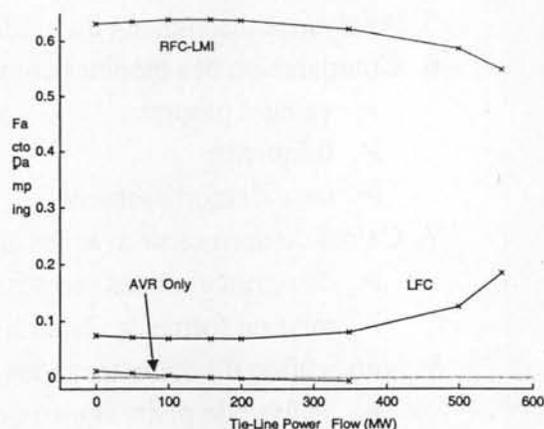


Figure 6.2.
Taux d'amortissement des trois correcteurs, cas nominal

Pour voir l'impact pour les valeurs de réactance plus élevées, nous avons fait varier l'impédance des lignes d'interconnexion entre les nœuds 3 et 13 de 50 à 150% de leur valeur nominale. Les réponses des correcteurs RFC-LMI et LFC ont été semblables pour toutes ces valeurs prises par les lignes d'interconnexion. Nous ne montrerons donc que le cas nominal sur la figure 6.2. Nous voyons que le RFC-LMI obtient un taux d'amortissement d'environ deux à six fois plus important que celui atteint par le correcteur LFC ; la dégradation du taux d'amortissement des AVR seuls est aussi prévisible (courbe AVR only).

Ces correcteurs ont été validés par des simulations dynamiques effectuées avec Eurostag. Pour exciter le mode inter-région, nous avons simulé un court-circuit fugitif de 100ms sur la ligne 3-102. La figure 6.3 montre bien la perte de stabilité du réseau sans correcteur LFC/RFC additionnel, plus précisément par la courbe de la puissance électrique du générateur 12. Les figures 6.4 et 6.5 montrent la réponse de la vitesse (speed) du générateur 12 et aussi sa puissance électrique. La figure 6.6 montre le transit de puissance par les lignes d'interconnexion. Nous voyons l'avantage du correcteur RFC-LMI par rapport au correcteur LFC.

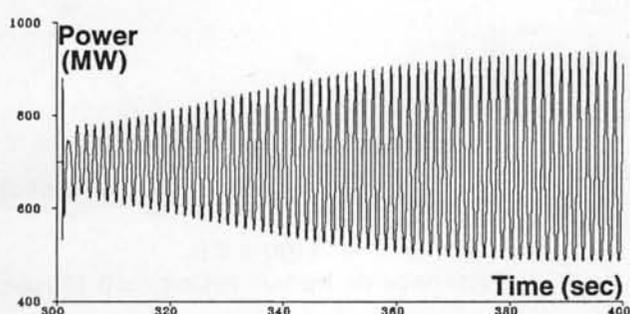


Figure 6.3.
Réseau 4-machine en boucle ouverte,
puissance de générateur 12

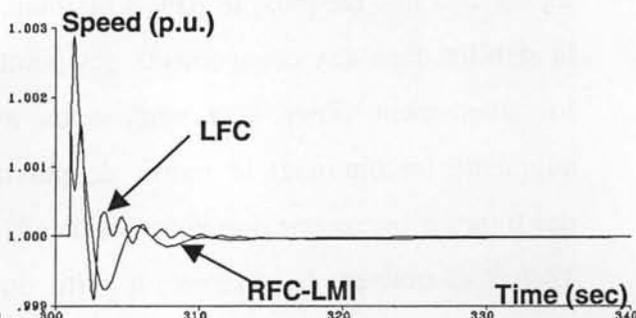


Figure 6.4.
Réseau 4-machines en boucle fermée,
vitesse de générateur 12

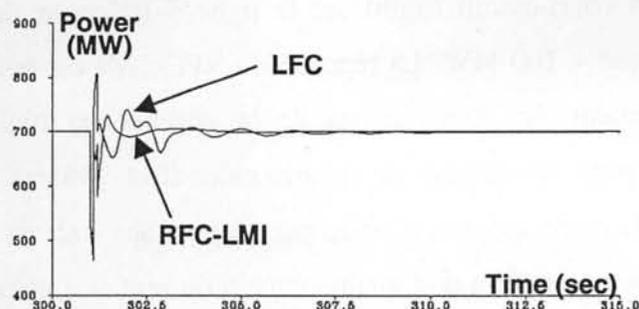


Figure 6.5.
Réseau 4-machines en boucle fermée,
puissance de générateur 12

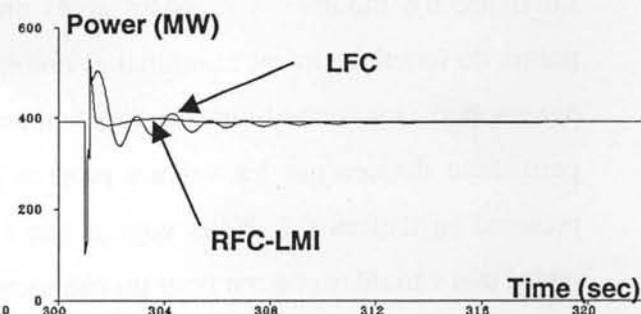


Figure 6.6.
Réseau 4-machines en boucle fermée,
puissance de transit

6.2.2. 4-Machines : Correcteur avec retards

Nous avons appliqué les algorithmes discutés dans la partie 5.5.2 pour déterminer un correcteur RFC-LMI statique capable de maintenir la stabilité du réseau face aux retards des signaux

d'entrée. La structure du correcteur RFC-LMI ne diffère pas trop de la structure montrée sur la figure 5.7. La différence est qu'ici nous remplaçons les fonctions de transfert d'ordre quatre entre les entrées/sorties par des gains purs entre les entrées/sorties. Avec ceux-ci, nous réalisons un retard maximum de 120ms avec les simulations Matlab/Simulink en boucle fermée. La figure 6.7 illustre l'amortissement de l'oscillation de la puissance d'accélération Pa des quatre machines avec un retard à 110 ms (avec Matlab). La valeur de 120 ms représente la valeur maximale théorique qui satisfait les contraintes suffisantes de l'algorithme de réglage sur le modèle linéaire du réseau. La valeur de 110 ms représente la valeur maximum pratique avec une simulation de Matlab. Une simulation avec le modèle du réseau non linéaire sous Eurostag nous permet d'atteindre une valeur maximum du retard d'au moins 240 ms. De plus, le RFC-LMI maintient la stabilité face aux changements des points de fonctionnement. Pour voir ceci, nous avons augmenté (et diminué) le transit de puissance des lignes d'interconnexion entre les nœuds 3 et 13 (où se trouvent les charges) à partir du cas nominal.

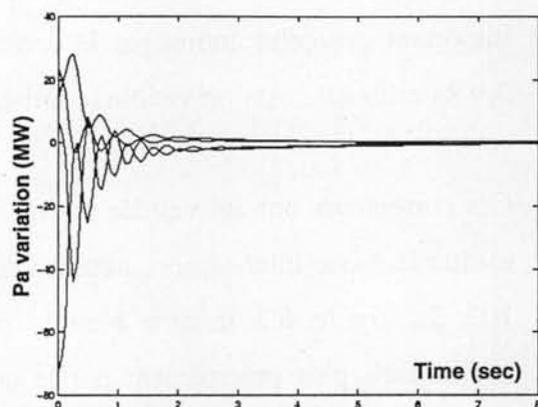


Figure 6.7.
Réponse en boucle fermée,
Pa, retard $\tau = 0.110\text{sec}$.

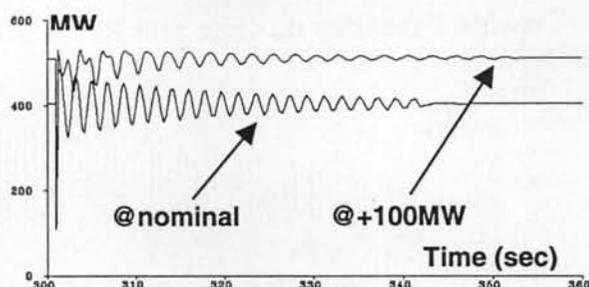


Figure 6.8.
Puissance de transit, retard $\tau = 0.120\text{sec}$.

La figure 6.8 montre les réponses après un court-circuit fugitif sur la ligne 3-102 pour deux points de fonctionnement : nominal et nominal + 100 MW. La réponse du RFC-LMI est bonne par rapport aux conditions de fonctionnement. La confirmation de la réponse en régime permanent donnée par les valeurs propres pour les valeurs de retards entre 0 et 240 ms est présenté au tableau 6.1. Nous voyons que le correcteur est robuste par rapport aux valeurs de retard très variables et aussi pour un changement de point de fonctionnement du réseau. Les taux

Tableau 6.1.
Sommaire des résultats en régime permanent

Retard (sec.)	Valeurs propres	Fréquence (Hz)	Taux d'amort.	Puissance (MW)
0.000	$-0.0107 \pm j 3.6982$	0.59	0.003	400
0.050	$-0.0297 \pm j 3.7162$	0.59	0.008	400
0.100	$-0.0527 \pm j 3.7209$	0.59	0.014	400
0.120	$-0.0630 \pm j 3.7200$	0.59	0.017	400
0.240	$-0.1340 \pm j 3.6970$	0.59	0.036	400
0.120	$-0.0890 \pm j 2.9162$	0.46	0.031	500

d'amortissement réalisés par le RFC-LMI du gain statique avec entrées retardées sont du même niveau que les réponses des correcteurs dynamiques non réglés pour les retards couramment employés dans les réseaux électriques [Mar-99].

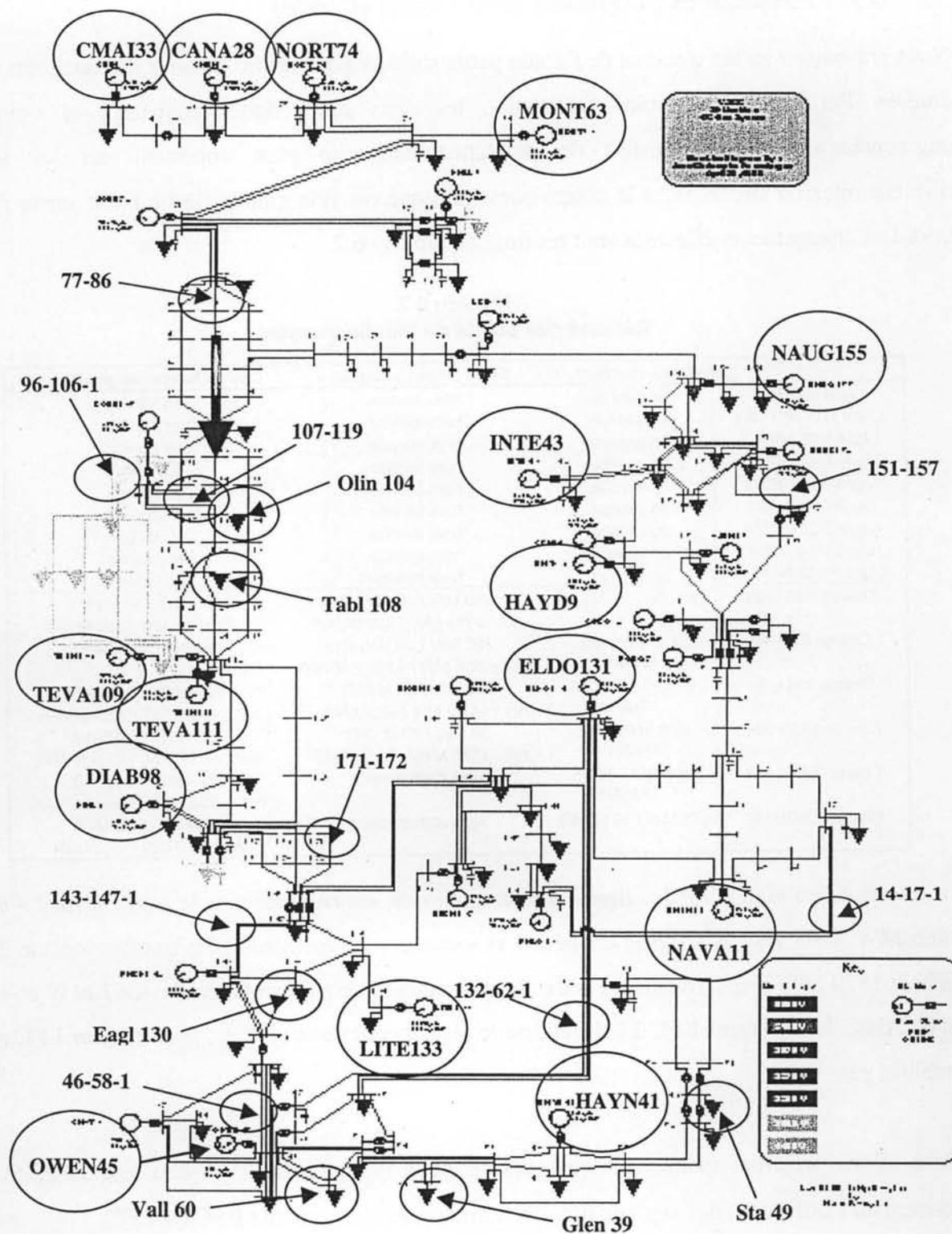


Figure 6.9.
Réseau test de 29 machines

6.3. Résultats sur le réseau test à 29-machines

Nous présenterons ici les résultats de l'application de la démarche décrite dans la partie VI.1 appliquée sur le réseau test de 29-machines.

6.3.1. 29-Machines : Correcteur sans retards et pertes

Nous présentons ici les résultats de l'étude petits signaux pour les trois points de fonctionnement étudiés. Par rapport au point « normal », les deux cas « lignes coupées » et « charges augmentées » ont un transfert de puissance beaucoup plus important sur les lignes d'interconnexion situées dans le centre-ouest (indiqué par une grande flèche noire sur la figure 6.9). Les changements effectués sont résumés au tableau 6.2.

Tableau 6.2.
Résumé des points de fonctionnement

	Cas « Nominal »	Cas « Lignes coupées »	Cas « Charges augmentées »
Ligne N77-N86	en service	hors service	en service
Ligne N107-N119-1	en service	hors service	en service
Ligne N96-N106-1	en service	hors service	en service
Ligne N132-N62-1	en service	hors service	en service
Ligne N171-N172	en service	hors service	en service
Ligne N46-N58-1	en service	hors service	en service
Ligne N151-N157	en service	hors service	en service
Ligne N14-N17-1	en service	hors service	en service
Ligne N143-N147-1	en service	hors service	en service
Charge GLEN 39	135 MW / 27 MVAR	250 MW / 50 MVAR net : +115 MW / +23 MVAR	250 MW / 50 MVAR net : +115 MW / +23 MVAR
Charge STA 49	237,2 MW / -63,2 MVAR	260 MW / 50 MVAR net : +22,8 MW / +113,2 MVAR	sans changement
Charge VALL 60	205,2 MW / 17,6 MVAR	250 MW / 25 MVAR net : +44,8 MW / +7,4 MVAR	250 MW / 25 MVAR net : +44,8 MW / +7,4 MVAR
Charge OLIN 104	-109 MW / 61,5 MVAR	50 MW / 50 MVAR net : +159 MW / -11,5 MVAR	250 MW / 50 MVAR net : +359 MW / -11,5 MVAR
Charge TABL 108	-0,7 MW / 118,5 MVAR	sans changement	250 MW / 50 MVAR net : +250,7 MW / -68,5 MVAR
Charge EAGL 130	175 MW / 18 MVAR	sans changement	250 MW / 25 MVAR net : +75 MW / +7 MVAR

Le transit de puissance sur les lignes d'interconnexion concernées pour le cas « normal » est à 1465 MW. Pour les cas « lignes coupées » et « charges augmentées », les transits sont de 2339 MW et 1829 MW respectivement ; ceux-ci représentent une augmentation de +847 MW et +364 MW. Ainsi, le correcteur RFC-LMI stabilise le réseau pour ces trois cas ; le correcteur LFC ne le stabilise pas.

Nous allons présenter maintenant quelques résultats typiques sur le réseau test 29-machines concernant l'utilisation des signaux d'entrée lointains et une structure RFC ou LFC.

6.3.1.1. Point de fonctionnement « Normal »

Les tableaux 6.3 à 6.5 contiennent les résultats pour le point de fonctionnement « Normal » et un correcteur RFC-LMI 4-entrées/4-sorties (vitesse, puissance d'accélération et puissance électrique). En premier, le mode en boucle ouverte (BO) est donné puis les quatre combinaisons des correcteurs/réseaux complets et réduits en boucle fermée (BF). Un correcteur « complet » contenant 30 états et un correcteur « réduit » contenant 4 états. Un réseau « complet » contient environ 400 états et un correcteur « réduit » contient 30 états. Nous voyons ici que l'algorithme LMI a basculé symétriquement les modes critiques instables vers le plan gauche du plan complexe ; les modes apparaissent à la même distance de l'axe imaginaire sur la partie gauche que ce qu'ils étaient sur la partie droite. Cela fait que les taux d'amortissement sont de l'ordre de 0,032 à 0,053.

Tableau 6.3.
Résultats avec quatre entrées vitesse

Cas	Mode	Fréquence	Taux d'amort.
BO	$0,179 \pm j 3,35$	0,533	-0,053
BF corr full, rés réd	$-0,179 \pm j 3,36$	0,535	0,0534
BF corr full, rés full	$-0,179 \pm j 3,35$	0,533	0,0533
BF corr réd, rés réd	$0,056 \pm j 2,63$	0,419	-0,0211
BF corr réd, rés full	$0,056 \pm j 2,63$	0,419	-0,0211

Tableau 6.4.
Résultats avec quatre entrées puissance électrique

Cas	Mode	« Augmentées »	
		Fréquence	Taux d'amort.
BO	$0,179 \pm j 3,35$	0,533	-0,053
BF corr full, rés réd	$-0,179 \pm j 3,35$	0,533	0,0533
BF corr full, rés full	$-0,177 \pm j 3,36$	0,535	0,0527
BF corr réd, rés réd	$-0,011 \pm j 3,38$	0,538	0,0325
BF corr réd, rés full	$-0,011 \pm j 3,38$	0,538	0,0321

6.3.1.2. Point de fonctionnement « Lignes Coupées »

Le tableau 6.6 contient les résultats pour le point de fonctionnement « Lignes Coupées » et un correcteur 4-entrées/4-sorties (vitesse, puissance d'accélération et puissance électrique). En premier, le mode en boucle ouverte (BO) est donné puis la combinaison de correcteur/réseau complet en boucle fermée (BF). Nous voyons aussi ici que l'algorithme LMI a basculé de façon symétrique les modes critiques instables vers le plan gauche du plan complexe. Cela fait que les taux d'amortissement sont encore de l'ordre 0,025 à 0,057.

6.3.1.3. Point de fonctionnement « Charges Augmentées »

Le tableau 6.7 contient les résultats pour le point de fonctionnement « Charges Augmentées » et un correcteur 4-entrées/4-sorties (vitesse, puissance d'accélération et puissance électrique). En premier, le mode en boucle ouverte (BO) est donné puis la combinaison de correcteur/réseau en

boucle fermée (BF). Nous voyons également ici que l'algorithme LMI a basculé de façon symétrique les modes critiques instables vers le plan gauche du plan complexe. Une fois encore, cela fait que les taux d'amortissement sont de l'ordre de 0,024 à 0,057.

Tableau 6.5.
Résultats avec quatre entrées puissance d'accélération

Cas	Mode	« Coupées »	
		Fréquence	Taux d'amort.
BO	0,179 ± j 3,35	0,533	-0,0533
BF corr full, rés réd	-0,179 ± j 3,36	0,535	0,0533
BF corr full, rés full	-0,178 ± j 3,36	0,535	0,0530
BF corr réd, rés réd	-0,144 ± j 3,36	0,535	0,0429
BF corr réd, rés full	-0,144 ± j 3,36	0,535	0,0426

Tableau 6.6.
Résultats avec quatre entrées en scénario « Coupées »

Correcteur Entrées	Cas	Mode	Fréquence	Taux d'amort.
	BO	0,130 ± j 5,19	0,83	-0,025
		0,178 ± j 3,17	0,50	-0,056
Vitesse	BF corr full, rés full	-0,135 ± j 5,34	0,85	0,025
Puissance d'accél	BF corr full, rés full	-0,179 ± j 3,35	0,54	0,053
		-0,291 ± j 5,14	0,82	0,057
Puissance élec.	BF corr full, rés full	-0,178 ± j 3,36	0,54	0,053
		-0,126 ± j 5,35	0,85	0,026
		-0,177 ± j 3,36	0,53	0,053

Tableau 6.7.
Résultats avec quatre entrées en scénario « Augmentées »

Correcteur Entrées	Cas	Mode	Fréquence	Taux d'amort.
	BO	0,063 ± j 5,25	0,84	-0,012
		0,193 ± j 3,22	0,51	-0,060
Vitesse	BF corr full, rés full	-0,135 j 5,34	0,85	0,025
Puissance d'accél.	BF corr full, rés full	-0,179 j 3,35	0,53	0,053
		-0,291 j 5,14	0,82	0,057
Puissance élec.	BF corr full, rés full	-0,178 j 3,36	0,54	0,053
		-0,126 j 5,35	0,85	0,024
		-0,177 j 3,36	0,54	0,053

Une fois que le correcteur est conçu et analysé sous Matlab, l'étape suivante consiste à l'introduire sous Eurostag pour le vérifier. Pour ce faire, un des correcteurs présentés précédemment a été choisi : un correcteur pour le réseau réglé pour le point de fonctionnement « Lignes coupées ». Avec les signaux de la puissance d'accélération des quatre machines 28, 33, 63, et 74, sa structure et sa taille sont exactement les mêmes que celle du correcteur conçu pour le réseau 4 machines.

Le correcteur choisi a 30 états, c'est-à-dire le même nombre d'états que le réseau traité. Une réduction du modèle du correcteur à quatre états a été effectuée afin d'avoir une structure plus utile en réalité. Un tracé dans le plan de Bode typique pour le correcteur réduit, ici sur la figure 6.10, nous confirme que la réduction de modèle donne un correcteur très satisfaisant.

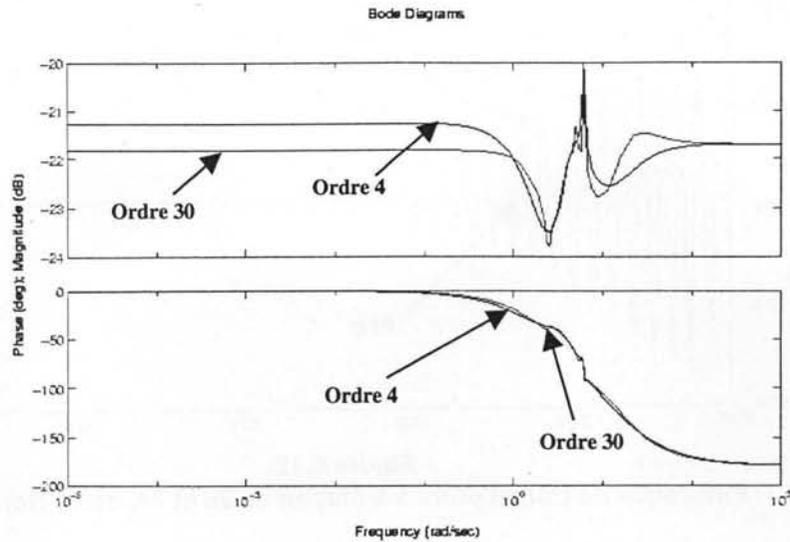


Figure 6.10.
Plan de Bode de l'entrée 1 et de la sortie 4

Pour les trois points de fonctionnement, le correcteur RFC-LMI stabilise le réseau aussi bien sous Matlab que sous Eurostag. Nous avons testé le correcteur par un scénario de court-circuit fugitif afin d'obtenir sa réponse sous des conditions sévères. Le court-circuit a été introduit près de la machine 63 équipée d'un correcteur LFC réglé par résidus. Nous avons aussi mis le correcteur RFC 4-entrées/4-sorties sur la machine 63, 28, 33 et 74 en utilisant l'analyse précédente. La figure 6.11 montre la réponse de la puissance active d'une machine impliquée dans l'oscillation. Nous voyons que le correcteur RFC-LMI permet un amortissement beaucoup plus rapide de la puissance de cette machine. Aussi, le correcteur RFC-LMI amorti beaucoup plus vite l'oscillation de puissance sur la ligne d'interconnexion entre les machines 28 et 74 (figure 6.12). Ce fait est dû à la vision « globale » par le correcteur RFC-LMI des mesures lointaines du réseau en question.

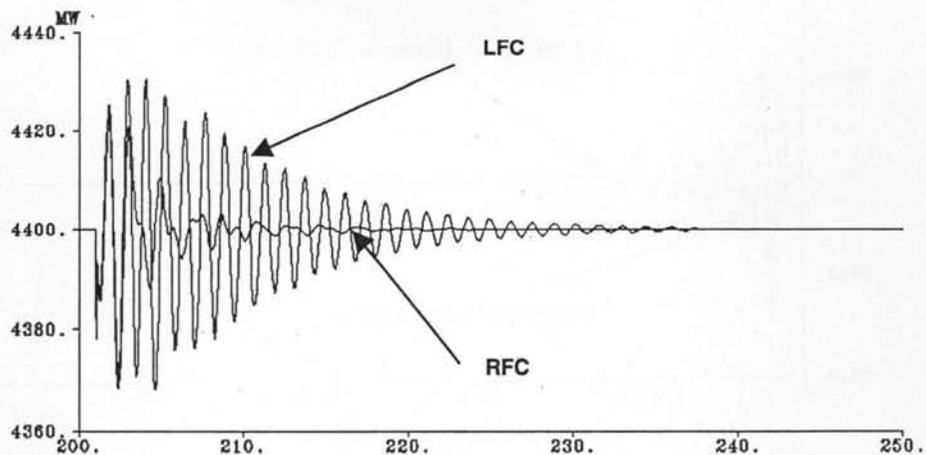


Figure 6.11.
Puissance active de la machine 28, cas « Normal »

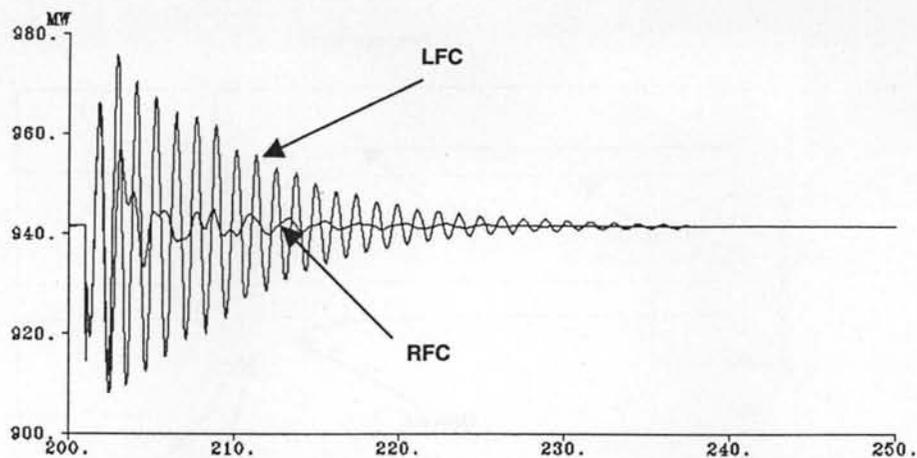


Figure 6.12.
Puissance de transit entre les machines 28 et 74, cas « Normal »

Les réponses pour le point de fonctionnement « Charges Augmentées » (figures 6.13. à 6.15.) montrent la supériorité du RFC-LMI par rapport au PSS. Avec des transits de puissance plus élevés dans le réseau, le correcteur RFC-LMI peut maintenir la stabilité après un court-circuit, même en présence de deux modes instables. Nous rappelons que le PSS *ne stabilise pas* le réseau en petits signaux ; donc, nous ne pouvons pas comparer les deux correcteurs sous les mêmes conditions. Nous illustrons les réponses des deux machines et le transit de puissance en comparaison avec le point de fonctionnement « Normal ».

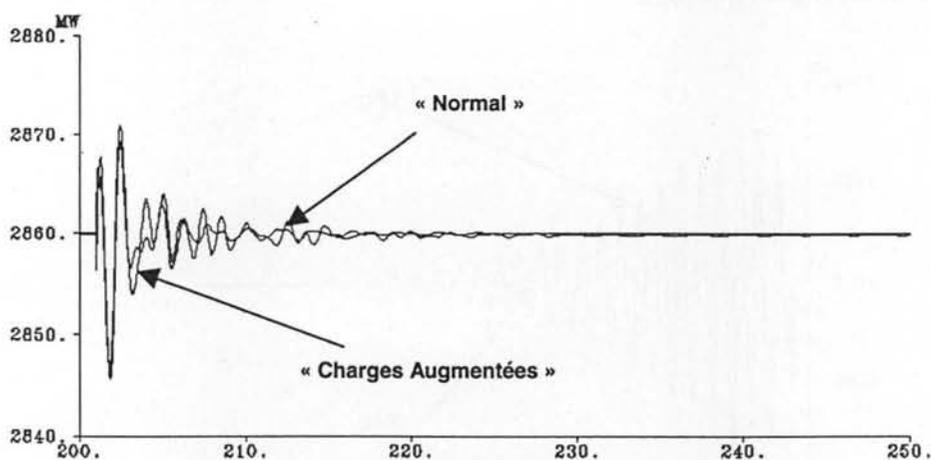


Figure 6.13.
Puissance de la machine 63, comparaison des cas

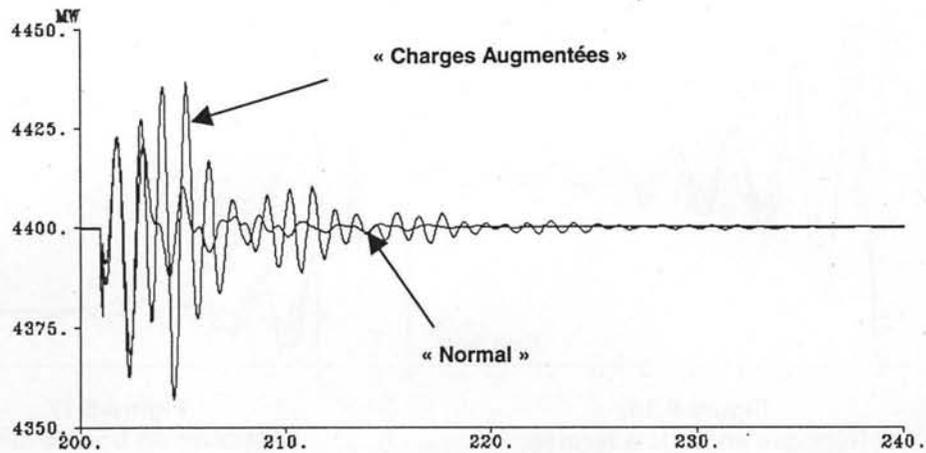


Figure 6.14.
Puissance de la machine 28, comparaison des cas

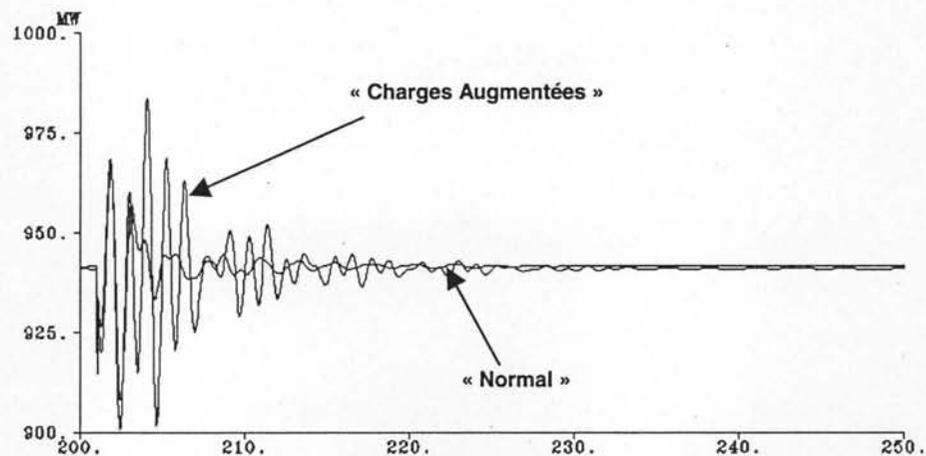


Figure 6.15.
Puissance de transit entre les machines 28 et 74

6.3.2. 29-Machines : Correcteur avec retards

Nous avons suivi la même démarche que pour le réseau test 4 machines. Un correcteur RFC 4-entrées/4-sorties a été mis sur les machines 63, 28, 33 et 74. Une valeur maximale du retard à 120 ms a été calculée pour ce correcteur. L'amortissement des oscillations inter-régions sous Matlab est démontré sur les Figures 6.16 et 6.17. pour le point de fonctionnement « nominal ». La recherche d'un correcteur RFC-LMI avec retards pour ce réseau n'est pas terminée. Les résultats présentés sont préliminaires. La validation de ce correcteur sous Eurostag reste à faire.

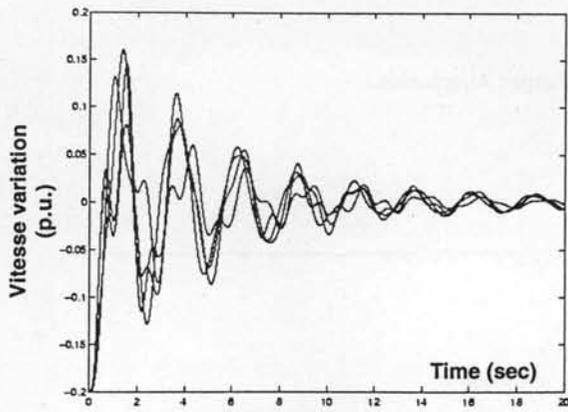


Figure 6.16.
 Réponse en boucle fermée,
 Vitesse, retard $\tau = 0.120\text{sec}$.

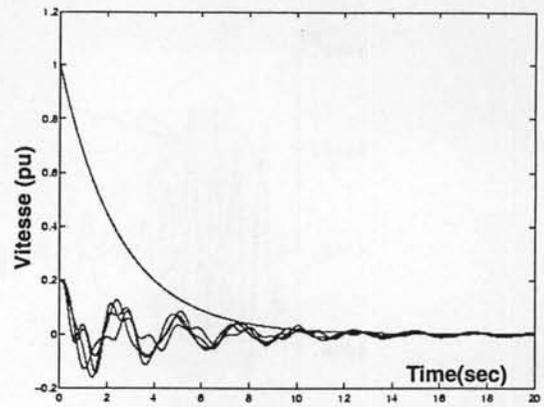
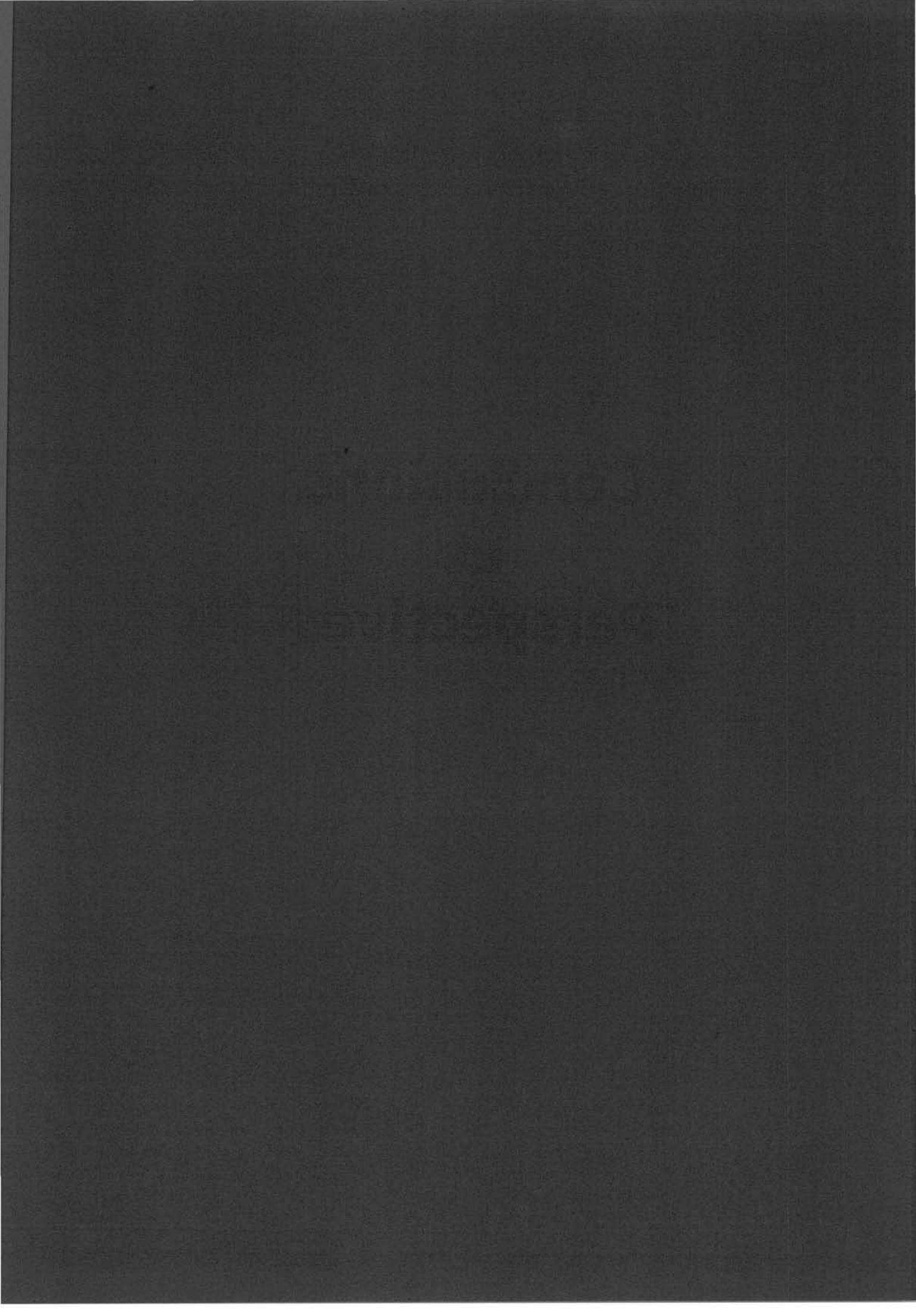


Figure 6.17.
 Réponse en boucle fermée,
 Vitesse, retard $\tau = 0.120\text{sec}$.

**Conclusions
et
Perspectives**



CONCLUSIONS

Nous avons présenté dans cette thèse une approche originale pour l'amortissement des oscillations inter-régions dans les grands réseaux électriques : un correcteur RFC (*remote feedback controller* en anglais) utilisant les mesures synchronisées par les satellites GPS (*global positioning system*). Ce correcteur est très efficace face à des problèmes tels que des signaux d'entrée retardés et des grands changements de point de fonctionnement du réseau ; il peut également subir des pertes de signaux d'entrée. Les techniques de programmation convexe liées aux contraintes LMI (*linear matrix inequalities* en anglais) nous ont permis de régler notre correcteur en fonction de ces problèmes.

Les résultats des études, illustrés dans cette thèse au travers de techniques d'analyse en petits signaux, ont servi de base pour les études de confirmation par des simulations dynamiques. Les modèles linéarisés de grande taille (environ 400 variable d'état) ont été réduits à une taille plus raisonnable pour être traités par les algorithmes standards (environ 10 variable d'état). Ces modèles réduits nous ont permis de travailler avec les modes les plus critiques des réseaux tests en rejetant les modes les moins importants.

Ainsi, les correcteurs RFC-LMI ont été conçus pour les deux réseaux de petite taille (4 machines) et de grande taille (29 machines). Ces correcteurs ont été placés d'une façon optimale sur ces réseaux à partir d'analyses en petits signaux. Une fois que le modèle linéarisé de chaque réseau test a été construit, des algorithmes utilisant des contraintes LMI ont été utilisés pour régler les correcteurs. Les simulations dynamiques ont prouvé que ces correcteurs RFC-LMI maintiennent la stabilité des réseaux tests face à des perturbations sévères en régime permanent (augmentation de la puissance de transit sur les lignes d'interconnexion) et en régime dynamique (court-circuits fugitifs et changements des charges). Ces correcteurs RFC-LMI sont basés sur une approche multi-entrées/multi-sorties (*multiple-input/multiple-output* ou *MIMO* en anglais) en utilisant les grandeurs comme la vitesse de rotation de l'arbre ou la puissance d'accélération des générateurs dans les réseaux.

PERSPECTIVES

A travers ce travail, nous voyons quelques pistes intéressantes à aborder dans un futur proche :

1. La généralisation de cette approche aux autres structures de commande tels que les dispositifs FACTS ;
2. Le développement de techniques de réduction d'ordre des grands systèmes dynamiques afin de pouvoir synthétiser des correcteurs d'ordre réaliste ;
3. L'amélioration des techniques de la programmation convexe avec contraintes LMI pour traiter des problèmes de taille plus importante ;
4. L'étude du problème de l'interaction entre les différents composants de réseau ;
5. Le développement de méthodologies LMI pour de nouvelles structures de commande robuste vis-à-vis de défauts, comme des pertes de signaux par exemple ;
6. Le développement de méthodologies nouvelles pour assurer la localisation optimale des correcteurs et des capteurs sur un réseau complexe.

Nous espérons tester les concepts présentés ici sur un micro-réseau en cours de réalisation à l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Ces tests permettront, nous l'espérons, de valider les approches proposées.

Références

BIBLIOGRAPHIE

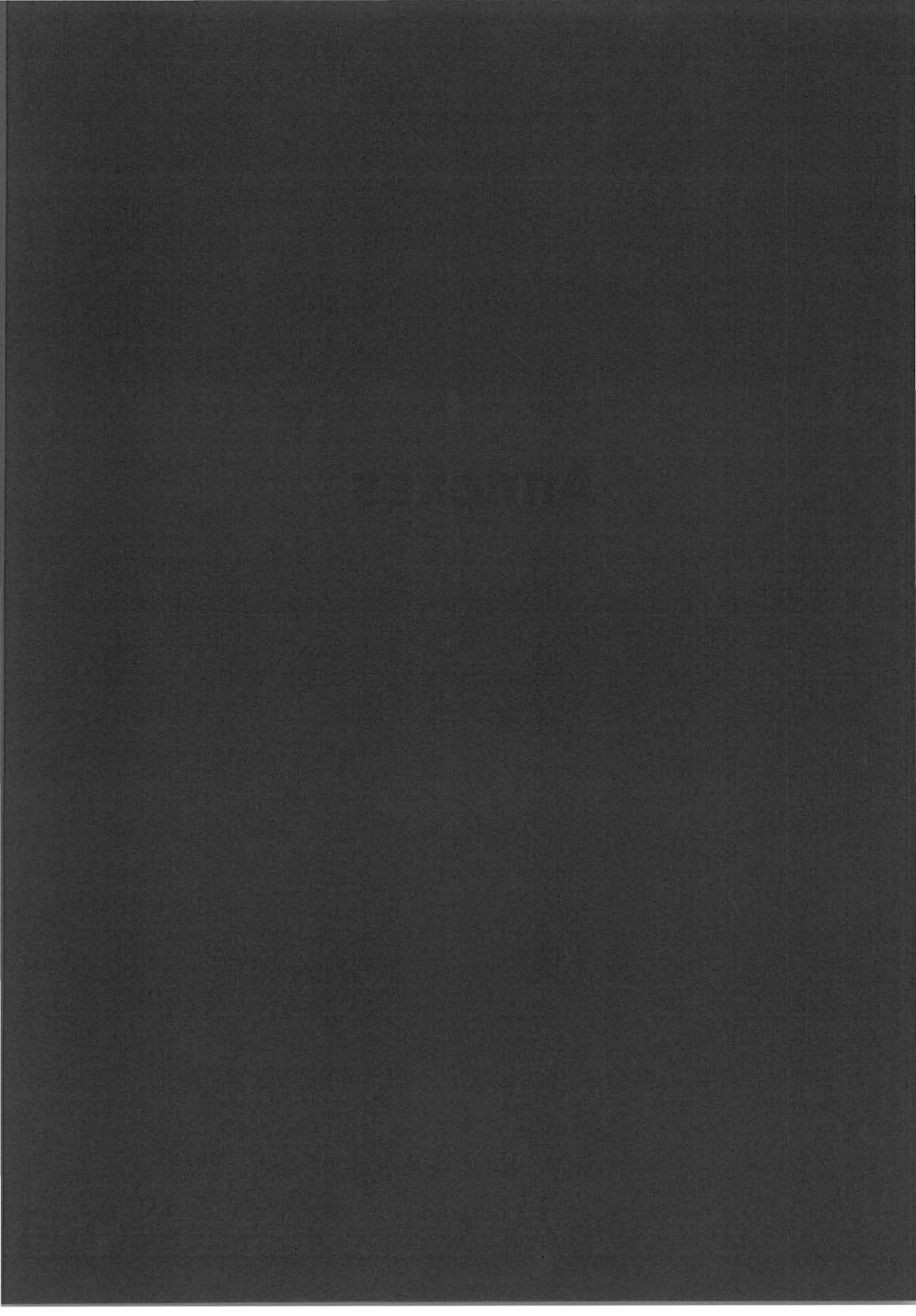
- [Abo-96] ABOUL-ELA M.E., SALLAM A.A., MCCALLEY J.D., FOUAD A.A., « Damping Controller Design for Power System Oscillations Using Global Signals », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, mai 1996, pp. 767-773.
- [Ada-97.1] ADAMIAC M., « Real-Time Substation Communications », *Proceedings of the University of Wisconsin/INPG Substation Communications and Automation Short Course*, 3-5 novembre 1997, Grenoble, France.
- [Ada-97.2] ADAMIAC M., « Digital Communications Concepts and Theory », *Proceedings of the University of Wisconsin/INPG Substation Communications and Automation Short Course*, 3-5 novembre 1997, Grenoble, France.
- [Ala-98] ALALI M.A.E., « Synthèse de Correcteurs Robustes pour les Réseaux Electriques par un Approche LMI », Mémoire D.E.A., *Laboratoire d'Automatique de Grenoble*, June 1998.
- [And-77] ANDERSON P.M., FOUAD A.A., *Power System Control and Stability*, Ames: The Iowa State University Press, 1977.
- [And-95] ANDREWS C.J., *Regulating Regional Power Systems*, IEEE Press, New York, 1995.
- [Arc-80] ARCIDIACONO V. et al. « Evaluation and improvement of electromechanical oscillation damping by means of eigenvalue-eigenvector analysis : Practical results in the Central Peru power system », *IEEE Transactions*, PAS-99, pp. 769-778.
- [Bal-95] BALAS G.J., DOYLE J.C., GLOVER K., PACKARD A., SMITH R. « μ -Analysis and Synthesis Toolbox », The MathWorks, Inc. Natick, Massachusetts, 1995.
- [Bal-97] BALAKRISHNAN V., « Laser Bonder Design », *Proceedings de « l'Ecole d'Ete d'Automatique »*, Grenoble, France, septembre 1-5, 1997.
- [Boy-94] BOYD S., EL GHAOU L., FERON E., BALAKRISHNAN V., *Linear Matrix Inequalities in Systems and Control Theory*, SIAM Books, Philadelphie, 1994.
- [Bur-94] BURNETT R.O. et al., « Power System Applications for Phasor Measurements », *IEEE Computer Applications in Power*, 1994.
- [Chi-92] CHIANG R.Y., SAFONOV M.G., *Robust Control Toolbox*, The MathWorks, Inc., Natick, Massachusetts, 1992.
- [Chi-95] CHILALI M., GAHINET P., « H_∞ Design with Pole Placement Constraints : an LMI Approach », 1995.
- [Duo-92] DOUARD G., GIARD A., JEROSOLIMSKI M., MEYER B., « Eurostag: Presentation of the Program and of an Application », *IERE Workshop on "New Issues in Power System Simulation"*, Caen, France, mars 1992, pp. 30-36.
- [Eur-95] Eurostag pour UNIX, « Notes de release Version 2.3 », Tractebel - Electricité de France, mars 1995.
- [Eur-96] Eurostag pour UNIX, « Notes de release Version 2.4Beta », Tractebel - Electricité de France, juin 1996.
- [Eur-97] Eurostag pour UNIX, « Notes de release Version 3.1 », Tractebel - Electricité de France, septembre 1997.

- [Fac-97] FACTS Terms and Definition Task Force, FACTS Working Group of the DC and FACTS Subcommittee, « Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS) », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 4, octobre 1997, pp. 1848-1853.
- [Fau-97] FAUCON O., DOUSSET L., « Coordinated Defense Plan Protects Against Transient Instabilities », *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 10, no. 3, juillet 1997, pp. 22-26.
- [Gah-95] GAHINET P., NEMIROVSKI A., LAUB A.J., CHILALI M., *LMI Control Toolbox*, The MathWorks, Inc., Natick, Massachusetts, 1995.
- [Gha-97] EL GHAOUI L., « Approche LMI pour la Commande : Une Introduction », *Proceedings of the 16th Ecole d'Eté d'Automatique de Grenoble sur l'Identificaiton et Commande Robustes : Approche LMI*, Grenoble, France, 1-5 septembre 1997.
- [Hsu-87] HSU Y.Y., CHEN C.L., « Identification of optimum location for stabiliser applications using participation factors », *IEE Proceedings*, vol. 134, pt. C, no. 3, mai 1987, pp. 238-244.
- [Iee-94] IEEE Power Engineering Society System Oscillations Working Group, « Inter-Area Oscillations in Power Systems », IEEE #95-TP-101, octobre 1994.
- [Iee-96] Slow Transient Task Force of the IEEE Working Group on Modelling and Analysis of System Transients Using Digital Programs, « Modelling and Analysis Guidelines for Slow Transients - Part II : Controller Interactions ; Harmonic Interactions », *Proceedings de IEEE-PES Winter Meeting*, Baltimore, Maryland, 21-25 janvier 1996.
- [Int-99.1] INTERNET, Site sur : « Global Positioning System Primer », Mars 1999.
<http://www.aero.org/publications/GPSPRIMER/index.html>
- [Int-99.2] INTERNET, Site sur : « Global Positioning System Overview », Mars 1999.
<http://www.utexas.edu/depts/grg/gcraft/notes/gps/gps.html>
- [Iva-97] IVANESCU D., « Stabilité Robuste des Systèmes Linéaires à Etats Retardés », Mémoire de DEA, Laboratoire d'Automatique de Grenoble, Grenoble, France, juin 1997.
- [Iwa-95] IWASAKI T., SKELTON R.E., « The XY-Centering Algorithm for the Dual LMI Problem: A New Approach to Fixed-Order Controller Design », *International Journal of Control*, vol. 62, octobre 1995, pp.1257-1272.
- [Ken-99] KENOUCHE A. « Les mesures synchronisées par GPS pour l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques : Stabilisation d'un système à retard », Mémoire D.E.A., Laboratoire d'Automatique de Grenoble, Institut National Polytechnique de Grenoble, Grenoble, France, juin 1999.
- [Kim-95] KIMBARK, E.W. *Power System Stability, Vol. I-III*, New York : IEEE Press, 1995.
- [Kra-63] KRASOVSKII, N.N. *Stability of Motion*, Stanford : Stanford University Press, 1963.
- [Kun-94] KUNDUR P. *Power System Control and Stability*, New York : McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [Kuo-95] KUO B.C., *Automatic Control Systems*, 7th Ed., New Jersey: Prentice-Hall, Inc., 1995.
- [Lar-81.1] LARSEN E.V., SWANN D.A., « Applying Power System Stabilizers Part I: General Concepts », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 6, juin 1981, pp. 3017-3024.
- [Lar-81.2] LARSEN E.V., SWANN D.A., « Applying Power System Stabilizers Part II: Performance Objectives and Tuning Concepts », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 6, juin 1981, pp. 3025-3033.
- [Lar-81.3] LARSEN E.V., SWANN D.A., « Applying Power System Stabilizers Part III: Practical Considerations », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 6, juin 1981, pp. 3034-3041.
- [Lya-67] LYAPUNOV, A.M. *Stability of Motion*, English Translation, Academic Press, Inc., 1967.

- [Mac-93] Macrodyne, Inc. « Phasor Measurement Unit-Model 1690 », *Application and Performance Data Sheet*, 1993.
- [Mar-90] MARTINS N., LIMA L.T.G., « Determination of suitable locations for power system stabilizers and static var compensators for damping electromechanical oscillations in large scale power systems », *IEEE Transactions in Power Systems*, vol. 5, no. 4, novembre 1990, pp. 1455-1469.
- [Mar-99] MARGOTIN T. « Robust coordinated AVR-PSS for damping large scale power systems », *Eurostag Newsletter*, Tractebel et Electricité de France, no. 9, janvier 1999.
- [Mat-95] MATASUZAWA K. *et al.*, « Stabilizing Control System Preventing Loss of Synchronism From Extention and Its Actual Operating Experience, » *IEEE-PES Winter Meeting*, 95WM 188-3 PWRS, 1995.
- [Mat-96] MathWorks, *Control System Toolbox User's Guide*, The MathWorks, Inc., Natick, MA, 1996.
- [Mek-99] MEKKI K. « Les mesures synchronisées par GPS pour l'amélioration de le stabilité des réseaux électriques », Mémoire du stage – D.E.A., Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Institut National Polytechnique de Grenoble, Grenoble, France, juin 1999.
- [Mil-96] MILI L., Communication personnelle, septembre et octobre 1996.
- [Mil-97] MILI L., « Opportunity Study on the use of Phasor Measurements in an Interconnected Power System », Rapport de recherche interne, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Grenoble, France, février 1997.
- [Nay-95] NAYFEH A.H., BALACHANDRAN B., *Applied Nonlinear Dynamics: Analytical, Computational, and Experimental Methods*, New York: John Wiley, 1995.
- [Nay-96] A.H. Nayfeh, A. Harb, C-M. Chin, A.M.A. Hamdan, L. Mili. « A Bifurcation Analysis of Subsynchronous Oscillations in Power Systems, » Accepted for Publication, *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, 1996.
- [Nil-96] NILSSON J., « Analysis and Design of Real-Time Systems with Random Delays », Thèse de license, Institute Technologique de Lund, Lund, Swede, mai 1996.
- [Ohu-90] OHURA Y. *et al.*, « A Predictive Out-of-Step Protection System Based on Observation of the Phase Difference Between Substations », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 4, 1990.
- [Ost-88] OSTOJIC D.R., « Identification of optimum site for power system stabiliser applications », *IEE Proceedings*, vol. 135, pt. C, no. 5, septembre 1988, pp. 416-419.
- [Pas-97] PASSELERGUE J-C., « Interactions de régulation generées par les systèmes FACTS », Rapport interne N°R1, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Grenoble, France, décembre 1997.
- [Pas-98] PASSELERGUE J-C., « Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », Memoire de thèse du doctorat, l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Grenoble, France, novembre 1998.
- [Pha-91] PHADKE A.G., THORP J.S., « Improved Control and Protection of Power Systems through Synchronized Measurements », *Control and Dynamic Systems*, vol. 43, Academic Press, 1991.
- [Pha-93] PHADKE A.G., « Recent Advances in Monitoring, Protection and Control of Power Systems », APT IS-354, IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, 1993.
- [Pha-97] PHADKE A.G., Communication personnelle, septembre à décembre 1997, Grenoble, France.
- [Ros-88] ROSTAMKOLAI N. *et al.*, « An Adaptive Control Strategy for Dynamic Stability Enhancement of AC/DC Power Systems », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 3, 1988.
- [Ruo-97] RUOCO L., PAGOLA F.L., « An eigenvalue sensitivity approach to location and controller design of controllable series capacitors for damping power system oscillations », IEEE-PES Winter Meeting paper #PE-547-PWRS-0-01-1997, janvier 1997.

- [Sam-97] SAMUELSSON O., « Power System Damping: Structural Aspects of Controlling Active Power », Memoire de thèse du doctorat, l'Institute Technologique du Lund, Lund, Suède, 1997.
- [Sch-95] SCHERER C., « Mixed H_2/H_∞ Control », 1995.
- [Ser-96] SERIZAWA Y., MYOUJIN M., MIYAZAKI S., KITAMURA K., « Transmission Delay Variations in OPGW and Overhead Fiber-Optic Cable Links », 1996 IEEE/PES Summer Meeting Paper #PE-369-PWRD-0-12-1996.
- [Ser-96] SERIZAWA Y., MYOUJIN M., MIYAZAKI S., KITAMURA K., « Transmission Delay Variations in OPGW and Overhead Fiber-Optic Cable Links », 1996 IEEE/PES Summer Meeting Paper #PE-369-PWRD-0-12-1996.
- [Shu-98] SHU H., CHEN T. « Robust Digital Design of Power System Stabilizers », *International Journal of Control*, vol. 70, no. 2, pp. 227-248, 1998.
- [Slu-95] SLUTSKER I.W., MOKHTARI S., JAQUES L.A., GONZALES PROVOST J.M., BAENA PEREZ M., BENAVENTA SIERRA J., GONZALEZ GONZALEZ F., MONTES FIGUEROA J.M. « Implementation of Phasor Measurements in State Estimator at Sevillana de Electricidad », *Proceedings of the IEEE-PICA Conference*, 7-12 mai 1995, Salt Lake City, Utah, pp. 392-398.
- [Smi-94] SMITH M.A., « Improved Dynamic Stability Using FACTS Devices With Phasor Measurement Feedback », Thèse de diplôme « Master of Science », l'Institut Polytechnique et Université de l'Etat de Virginie, Blacksburg, Virginie, Etats-Unis d'Amérique, 1994.
- [Sny-96] SNYDER A.F., HADJSAID N., MILI L., « Inter-Area Oscillation Damping by Power System Stabilizers with Synchronized Phasor Measurements », Rapport interne de recherche, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Grenoble, France, septembre 30, 1996.
- [Sny-97] SNYDER A.F., « Inter-Oscillation Damping with Power System Stabilizers and Synchronized Phasor Measurements », Thèse de diplôme « Master of Science », l'Institut Polytechnique et Université de l'Etat de Virginie, Blacksburg, Virginie, Etats-Unis d'Amérique, 1997.
- [Sny-99] SNYDER A.F., AL ALI M., HADJSAID N., GEORGES D., MARGOTIN T., MILI L. « A Robust Damping Controller for Power Systems using Linear Matrix Inequalities », Congrès d'IEEE-PES Winter Meeting, 31 Jan.-4 Fev. 1999, New York, New York, Etats-Unis d'Amérique, pp. 519-524.
- [Wor-94] WORKING GROUP H-7 OF THE RELAYING CHANNELS SUBCOMMITTEE OF THE IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, « Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, 1994.
- [Zho-91] ZHOU E.Z., MALIK O.P., HOPE G.S., « Theory and method for selection of power system stabilizer location », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, no. 1, mars 1991, pp. 170-176.
- [Zho-96] ZHOU K., DOYLE J.C., GLOVER K., *Robust and Optimal Control*, Prentice Hall, New Jersey, 1996.

Annexes



ANNEXE A

Détail des équations d'état

Cette annexe présente le détail des équations d'état :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\lambda}_f \\ \Delta \dot{\lambda}_D \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q1} \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q2} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ 0 & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ 0 & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_f \\ \Delta \lambda_D \\ \Delta \lambda_{Q1} \\ \Delta \lambda_{Q2} \\ \Delta \omega \\ \Delta \theta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & b_{12} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ b_{51} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta EFD \end{bmatrix} \quad (A.1)$$

A.1. Matrice d'état A

Ligne 1: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_f)$ par rapport à chaque variable d'état

$$\begin{aligned} a_{11} &= 0.0 \\ a_{12} &= \text{prelf} * dIDtheta \\ a_{13} &= -((wo * rf) / lf) + ((wo * rf * LppMD) / (lf * lf)) - \text{prelf} * dIDf \\ a_{14} &= ((wo * rf * LppMD) / (lf * ID)) - \text{prelf} * dIDd \\ a_{15} &= \text{prelf} * dIDQ1 \\ a_{16} &= \text{prelf} * dIDQ2 \end{aligned}$$

Ligne 2: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_d)$ par rapport à chaque variable d'état

$$\begin{aligned} a_{21} &= 0.0; \\ a_{22} &= \text{prelD} * dIDtheta; \\ a_{23} &= ((wo * rD * LppMD) / (lf * ID)) - \text{prelD} * dIDf; \\ a_{24} &= ((wo * rD * LppMD) / (ID * ID)) - ((wo * rD) / ID) - \text{prelD} * dIDd; \\ a_{25} &= \text{prelD} * dIDQ1; \\ a_{26} &= \text{prelD} * dIDQ2; \end{aligned}$$

Ligne 3: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_{Q1})$ par rapport à chaque variable d'état

$$\begin{aligned} a_{31} &= 0.0; \\ a_{32} &= \text{prelQ1} * dIQtheta; \\ a_{33} &= \text{prelQ1} * dIQf; \\ a_{34} &= \text{prelQ1} * dIQd; \\ a_{35} &= ((wo * rQ1 * LpMQ) / (IQ1 * IQ1)) - ((wo * rQ1) / IQ1) - \text{prelQ1} * (-dIQQ1); \\ a_{36} &= ((wo * rQ1 * LpMQ) / (IQ1 * IQ2)) - \text{prelQ1} * (-dIQQ2); \end{aligned}$$

Ligne 4: la dérivée partielle de $d/dt(\lambda_{Q2})$ par rapport à chaque variable d'état

$$\begin{aligned} a_{41} &= 0.0; \\ a_{42} &= \text{prelQ2} * dIQtheta \\ a_{43} &= \text{prelQ2} * dIQf \\ a_{44} &= \text{prelQ2} * dIQd \\ a_{45} &= ((wo * rQ2 * LpMQ) / (IQ1 * IQ2)) - \text{prelQ2} * (-dIQQ1) \\ a_{46} &= ((wo * rQ2 * LpMQ) / (IQ2 * IQ2)) - ((wo * rQ2) / IQ2) - \text{prelQ2} * (-dIQQ2) \end{aligned}$$

Ligne 5: la dérivée partielle de $d/dt(\omega)$ par rapport à chaque variable d'état

$$\begin{aligned}
a_{51} &= 0 \\
a_{52} &= ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQtheta + \\
&\quad ((LppMD)/(2*H*ID))*lambdafo*dIQtheta - \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ1))*lambdaQ1o*dIDtheta - \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ2))*lambdaQ2o*dIDtheta - \\
&\quad ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQtheta - ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDtheta \\
a_{53} &= ((LppMD)/(2*H*lf))*iqo + ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQf + \\
&\quad ((LppMD)/(2*H*ID))*lambdafo*dIQf + \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ1))*lambdaQ1o*dIDf + \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ2))*lambdaQ2o*dIDf - ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQf - \\
&\quad ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDf \\
a_{54} &= ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQd + ((LppMD)/(2*H*ID))*iqo + \\
&\quad ((LppMD)/(2*H*ID))*lambdafo*dIQd + \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ1))*lambdaQ1o*dIDd + \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ2))*lambdaQ2o*dIDd - ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQd - \\
&\quad ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDd \\
a_{55} &= ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQQ1 + \\
&\quad ((LppMD)/(2*H*ID))*lambdafo*dIQQ1 - ((LpMQ)/(2*H*IQ1))*ido - \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ1))*lambdaQ1o*dIDQ1 - \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ2))*lambdaQ2o*dIDQ1 - ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQQ1 - \\
&\quad ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDQ1 \\
a_{56} &= ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQQ2 + \\
&\quad ((LppMD)/(2*H*ID))*lambdafo*dIQQ2 - \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ1))*lambdaQ1o*dIDQ2 - ((LpMQ)/(2*H*IQ2))*ido - \\
&\quad ((LpMQ)/(2*H*IQ2))*lambdaQ2o*dIDQ2 - ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQQ2 - \\
&\quad ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDQ2
\end{aligned}$$

Ligne 6: la dérivée partielle de d/dt(Θ) par rapport à chaque variable d'état

$$\begin{aligned}
a_{61} &= \text{omegao} \\
a_{62} &= 0.0 \\
a_{63} &= 0.0 \\
a_{64} &= 0.0 \\
a_{65} &= 0.0 \\
a_{66} &= 0.0
\end{aligned}$$

A.2. Matrice d'état B

$$\begin{aligned}
b_{11} &= (PN/200*H)*tmo \\
b_{12} &= b_{13} = b_{14} = b_{15} = b_{16} = 0.0 \\
b_{32} &= -(wo*rf)/Md \\
b_{12} &= b_{22} = b_{42} = b_{52} = b_{62} = 0.0
\end{aligned}$$

A.3. Variables des Equations d'Etat

$$\begin{aligned}
LppMD &= (1/Md) + (1/lf) + (1/ID) \\
LppMD &= 1/LppMD \\
LpMQ &= (1/Mq) + (1/IQ1) + (1/IQ2) \\
LpMQ &= 1/LpMQ \\
r2denom &= (ra*ra) + (lq + LpMQ)*(ld + LppMD) \\
Lnumer &= LpMQ - LppMD + lq - ld \\
wo &= 2*freqo*pi \\
prelf &= (wo*rf*LppMD)/lf \\
prelD &= (wo*rD*LppMD)/ID \\
prelQ1 &= (wo*rQ1*LpMQ)/(IQ1) \\
prelQ2 &= (wo*rQ2*LpMQ)/(IQ2) \\
dIQtheta &= ((ra*UoR*sin(thetao)) - (ra*UoI*cos(thetao)) + \\
&\quad ((ld+LppMD)*UoR*cos(thetao)) + ((ld+LppMD)*UoI*sin(thetao)))/(r2denom) \\
dIDtheta &= ((-ra*UoI*sin(thetao)) - (ra*UoR*cos(thetao)) + \\
&\quad ((lq+LpMQ)*UoR*sin(thetao)) - ((lq+LpMQ)*UoI*cos(thetao)))/(r2denom) \\
dIQf &= (-ra*(LppMD/lf))/(r2denom) \\
dIDf &= ((lq+LpMQ)*(LppMD/lf))/(r2denom)
\end{aligned}$$

$$dIQd = (-ra*(LppMD/ID))/(r2denom)$$

$$dIDd = ((Iq+LpMQ)*(LppMD/ID))/(r2denom)$$

$$dIQQ1 = (- (Id+LppMD)*(LpMQ/IQ1))/(r2denom)$$

$$dIDQ1 = (ra*(LpMQ/IQ1))/(r2denom)$$

$$dIQQ2 = (- (Id+LppMD)*(LpMQ/IQ2))/(r2denom)$$

$$dIDQ2 = (ra*(LpMQ/IQ2))/(r2denom)$$

Tableau A.1. Définitions des variables des équations A.1 à A.3.

Variable	Definition, 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
IQ1	First q-axis damper winding reactance, pu
rQ2	Second q-axis damper winding resistance, pu
IQ2	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

1900
 1901
 1902
 1903
 1904
 1905
 1906
 1907
 1908
 1909
 1910
 1911
 1912
 1913
 1914
 1915
 1916
 1917
 1918
 1919
 1920
 1921
 1922
 1923
 1924
 1925
 1926
 1927
 1928
 1929
 1930
 1931
 1932
 1933
 1934
 1935
 1936
 1937
 1938
 1939
 1940
 1941
 1942
 1943
 1944
 1945
 1946
 1947
 1948
 1949
 1950
 1951
 1952
 1953
 1954
 1955
 1956
 1957
 1958
 1959
 1960
 1961
 1962
 1963
 1964
 1965
 1966
 1967
 1968
 1969
 1970
 1971
 1972
 1973
 1974
 1975
 1976
 1977
 1978
 1979
 1980
 1981
 1982
 1983
 1984
 1985
 1986
 1987
 1988
 1989
 1990
 1991
 1992
 1993
 1994
 1995
 1996
 1997
 1998
 1999
 2000

Year
1900
1901
1902
1903
1904
1905
1906
1907
1908
1909
1910
1911
1912
1913
1914
1915
1916
1917
1918
1919
1920
1921
1922
1923
1924
1925
1926
1927
1928
1929
1930
1931
1932
1933
1934
1935
1936
1937
1938
1939
1940
1941
1942
1943
1944
1945
1946
1947
1948
1949
1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000

ANNEXE B

Méthodologie de la réduction de modèle des systèmes

Cette annexe présentera le concept de la réduction de modèle. Les références pour cette annexe sont aussi incluses.

B.1. Motivation pour la réduction de modèle

Afin de réaliser le calcul des correcteurs appliqués aux composants des réseaux électriques tels que les PSSs et RFCs, il est nécessaire d'avoir une représentation du réseau électrique de sorte qu'il soit possible d'appliquer les théories de commande moderne optimale et robuste utilisant notamment les inégalités matricielles linéaires. Normalement, cette représentation repose sur les représentations d'état ou les fonctions de transfert.

Ces représentations peuvent être obtenues de différentes façons. La méthode la plus connue consiste à formuler le modèle des variables d'état à partir de la linéarisation des équations différentielles qui décrivent le comportement du système autour du point de fonctionnement nominal (modèle de connaissance du système). Pour un réseau électrique, ce modèle emploie un nombre élevé des variables d'état.

Le trop grand nombre de variables d'état pose des problèmes non seulement pour le calcul du correcteur mais aussi pour sa mise en œuvre. Par exemple, pour les contrôleurs LQG ou, d'une manière générale pour tous les contrôleurs de type retour d'état avec observateur, il faut calculer un estimateur d'état qui a le même ordre que le système original ; parfois l'ordre pour les correcteurs obtenus par certaines techniques de commande robuste (H_∞) est plus élevé que l'ordre du système.

Il est donc nécessaire d'obtenir des modèles réduits comportant les dynamique des réseaux électriques. Pour ce faire, il y a deux alternatives : la réduction du modèle d'état obtenue par connaissance du système ou l'identification d'un modèle qui représente la dynamique du système.

La partie B.2. présente une étude des techniques de réduction de modèle des systèmes linéaires appliquées aux réseaux électriques en conservant la dynamique la plus intéressante pour la conception de la commande.

Néanmoins, ces techniques partent de la connaissance du modèle d'ordre complet. Ainsi, si on ne dispose pas d'un outil qui donne le modèle d'état original, on ne peut pas l'appliquer. En plus, pour obtenir le modèle original, il est nécessaire d'avoir une bonne connaissance de tous les paramètres du système (caractéristiques des générateurs, régulateurs de tension, sous-systèmes de commande, ...).

B.2. Réduction de modèle

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 [Moo-81] et la réduction par réalisations non-équilibrées [Saf-89, San-96]. D'autres méthodes sont des approches spécifiques de la modélisation dynamique des réseaux électriques, ce sont : la méthode de sélection des modes (SMA) [Per-82] et les modèles réduits en conservant la structure du réseau [Fel-88]. 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 [Ger-78], l'analyse modale [Oli-88] ou encore l'approche par l'identification paramétrique [Yu-79, Rio-91].

Les techniques SMA et de conservation de la structure du réseau électrique sont basées sur la conservation de la dynamique de l'angle du rotor et la vitesse angulaire des générateurs, donc elles négligent les effets induits par les systèmes de régulation [Rio-97]. Les équivalents dynamiques conduisent à des systèmes réduits pour la simulation, mais ils ne sont pas pratiques pour le calcul des correcteurs [Rio-97]. Par contre, la technique de réduction de réalisation non-équilibrées conduit à des modèles d'ordre très petit avec de très bonnes réponses temporelles et fréquentielles par rapport aux réponses du modèle linéaire d'ordre complet.

B.3. Concepts fondamentaux pour la réduction des systèmes

Cette partie définit quelques termes et présente quelques théorèmes utiles pour le développement et la compréhension des techniques de réduction d'ordre d'un modèle linéaire.

Théorème 1 (Stabilité au sens de Lyapunov)

Soit le système décrit par :

$$\dot{x} = f(x, t) \quad \text{où} \quad f(0, t) = 0 \quad (\text{B.1})$$

S'il existe une fonction scalaire $V(x, t)$ de classe $C1$ (dont les premières dérivées partielles sont continues) satisfaisant les conditions suivantes :

1. $\alpha(\|x\|) \leq V(x, t) \leq \beta(\|x\|)$
2. $\dot{V}(x, t) \leq -\gamma(\|x\|)$ où α, β, γ sont des fonctions de classe K (f est une fonction de classe K , si $f(0)=0$, $f(x) > 0$, pour tout $x > 0$ et f est non décroissante)

On dit que l'état d'équilibre à l'origine est uniformément asymptotiquement stable [Oga-80].

Théorème 2

Soit un système dynamique décrit par

$$\dot{x} = A x \quad (\text{B.2})$$

où x est le vecteur d'état de dimension n et A est une matrice constante et non singulière. L'état d'équilibre $x=0$ est globalement asymptotiquement stable si et seulement s'il existe une matrice P réelle symétrique définie positive solution de l'équation de Lyapunov [Oga-80] :

$$A P + P A^T = -Q \quad (\text{B.3})$$

où Q est une matrice réelle symétrique définie positive quelconque. Donc, on peut définir une fonction scalaire :

$$V(x, t) = x^T P x \quad (\text{B.4})$$

avec une matrice P définie positive et avec sa dérivée temporelle donnée par :

$$\begin{aligned} \dot{V}(x) &= \dot{x}^T P x + x^T P \dot{x} = (A x)^T P x + x^T P (A x) \\ \dot{V}(x) &= x^T (A^T P + P A) x \end{aligned} \quad (\text{B.5})$$

En remplaçant (B.3), on obtient :

$$\dot{V}(x, t) = -x^T Q x \quad (\text{B.6})$$

Pour déterminer la stabilité à l'origine, on fixe une matrice Q symétrique définie positive et on résout l'équation (B.3). Si la matrice P est définie positive, on satisfait le Théorème 1, donc le système est asymptotiquement stable autour de l'origine.

Définition 1 : Matrice Grammienne [B.1]

Soit $F : \mathfrak{R} \rightarrow \mathfrak{R}^{n \times m}$ une représentation matricielle de $F(t)$. On définit la matrice Grammienne de F comme

$$W = \int_{t_1}^{t_2} F(t) F^T(t) dt \quad (\text{B.7})$$

où W est une matrice définie positive avec un ensemble de valeurs propres toutes réelles et non-négatives $\sigma_1^2 \geq \sigma_2^2 \geq \dots \geq \sigma_n^2 \geq 0$ et des vecteurs propres orthogonaux V_1, V_2, \dots, V_n .

Définition 2 : Composante principale [B.1]

La fonction F de la définition 1 peut être représentée comme une combinaison linéaire en utilisant la base des vecteurs propres orthogonaux V_1, V_2, \dots, V_n , de la façon suivante

$$F(t) = v_1 f_1^T(t) + v_2 f_2^T(t) + \dots + v_n f_n^T(t) \quad (\text{B.8})$$

où $f_i^T(t) \equiv v_i^T F(t) \quad \forall i = 1, \dots, n$.

On définit les termes suivants :

$$\begin{aligned} \text{composante principale} &\equiv v_i f_i^T(t) \\ \text{vecteur composant} &\equiv v_i \\ \text{amplitude composante} &\equiv \sigma_i \\ \text{fonction composante} &\equiv f_i(t) \end{aligned} \quad (\text{B.9})$$

Définition 3 : Sous-espace commandable [B.1]

Soit un système linéaire donné par

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A x(t) + B u(t) \\ y(t) &= C x(t) \\ x(0) &= 0 \end{aligned} \quad (\text{B.10})$$

Le sous-espace commandable (X_c) est le sous-espace de dimension minimale lequel contient $Im(x(t)) \forall t \in [0, T], T > 0$. Quand on emploie des signaux $u_i = e_i \delta(t)$ où e_i est le vecteur colonne des zéros aux indices $j \neq i$ et 1 à l'indice i , on obtient :

$$x_i(t) = e^{At} b_i \quad (\text{B.11})$$

De cette façon le sous-espace commandable X_c est donné par :

$$X(t) \equiv (x_1(t) \quad x_2(t) \quad \dots \quad x_n(t)) \equiv e^{At} B \quad (\text{B.12})$$

Définition 4 : Sous-espace observable [B.1]

Pour le système défini par l'équation B.10, on introduit l'espace non-observable \mathbf{X}_o comme le sous-espace d'ordre le plus grand inclut dans le noyau $\ker(y(t)) \forall t \in [0, T], T > 0$. En plus, on a

$$\ker(y(t)) = \text{Im}(y^T(t))^\perp \quad (\text{B.13})$$

Le sous-espace observable \mathbf{X}_o (X_o^\perp) est le sous-espace de dimension la plus petite lequel contient $\text{Im}(y^\perp(t)) \forall t \in [0, T], T > 0$. Une base de l'espace observable est définie comme

$$Y(t) \equiv (y_1(t) \quad y_2(t) \quad \dots \quad y_3(t)) \equiv C e^{At} \quad (\text{B.14})$$

Définition 5 : Matrice du Grammien de commandabilité [B.1]

Etant donné l'espace commandable \mathbf{X}_c de la définition 3, on définit la fonction $F(t) = e^{At}B$ associée à la matrice Grammienne (Définition 1)

$$W_c = \int_0^\infty e^{At} B B^T e^{A^T t} dt \quad (\text{B.15})$$

W_c est l'unique matrice définie positive qui satisfait l'équation de Lyapunov :

$$A W_c + W_c A^T + B B^T = 0 \quad (\text{B.16})$$

Il est à noter que ces matrices de Grammiens ne sont définies que lorsque le système est stable.

Définition 6 : Matrice du Grammien d'observabilité [B.1]

Etant donné l'espace observable \mathbf{X}_o de la définition 4, on définit la fonction $F(t) = e^{A^T t} B C^T$ associée à la matrice Grammienne (Définition 1)

$$W_o = \int_0^\infty e^{A^T t} C^T C e^{At} dt \quad (\text{B.17})$$

W_o est l'unique matrice définie positive qui satisfait l'équation de Lyapunov

$$A^T W_o + W_o A + C^T C = 0 \quad (\text{B.18})$$

Réalisation Equilibrée

Le système décrit par (B.10) est équilibré si ses matrices de Grammien de commandabilité et d'observabilité sont identiques :

$$W_c = W_o = \Sigma \quad (\text{B.19})$$

En appliquant le changement de base suivant :

$$x(t) = T z(t) \quad (\text{B.20})$$

le nouveau modèle d'état sera donné par

$$\begin{aligned} \dot{z} &= \hat{A} z + \hat{B} u \\ y &= \hat{C} z \end{aligned} \quad (\text{B.21})$$

où

$$\begin{aligned} \hat{A} &= T^{-1} A T \\ \hat{B} &= T^{-1} B \\ \hat{C} &= C T \end{aligned} \quad (\text{B.22})$$

et

$$\begin{aligned} e^{\hat{A}t} \hat{B} &= T^{-1} e^{At} B \\ \hat{C} e^{\hat{A}t} &= C e^{At} T \end{aligned} \quad (\text{B.23})$$

En utilisant cette transformation on trouve les nouvelles matrices des Grammiens

$$\begin{aligned} \hat{W}_c(t) &= \int_0^\infty e^{\hat{A}t} \hat{B} \hat{B}^T e^{\hat{A}t} dt = T^{-1} W_c (T^{-1})^T \\ \hat{W}_o(t) &= \int_0^\infty e^{\hat{A}^T t} \hat{C}^T \hat{C} e^{\hat{A}^T t} dt = T^T W_o T \end{aligned} \quad (\text{B.24})$$

Si un système n'est pas équilibré, c'est-à-dire, qu'il ne satisfait pas l'équation A.19, on peut le transformer en une réalisation équilibrée de la façon suivante [Moo-81] :

1. Trouver la matrice du Grammien de commandabilité en résolvant (B.16).
2. Décomposer en valeurs singulières (svd) la matrice du Grammien de commandabilité :

$$W_c = V_c \Sigma_c^2 V_c^T \quad (\text{B.25})$$

3. Définir $T_1 = V_c \Sigma_c^{-1/2}$ et l'utiliser comme matrice de transformation pour trouver le modèle transformé 1 en utilisant (B.21) et (B.22).
4. Trouver la matrice du Grammien d'observabilité du système 1 en résolvant (B.18).
5. Décomposer en valeurs singulières (svd) la Matrice du Grammien d'observabilité trouvée à l'étape 4.

$$W_o(T_1) = \tilde{V}_o \tilde{\Sigma}_o^2 \tilde{V}_o^T \quad (\text{B.26})$$

6. Définir $T_2 = V_o \Sigma_o^{-1/2}$
7. Trouver le modèle équilibré par les transformations :

$$\begin{aligned} \hat{A} &= T_2^{-1} T_1^{-1} A T_1 T_2 \\ \hat{B} &= T_2^{-1} T_1^{-1} B \\ \hat{C} &= C T_1 T_2 \end{aligned} \quad (\text{B.27})$$

B.4. Réduction d'une réalisation équilibrée

Une méthode pour la réduction de modèle utilisant une réalisation équilibrée [Moo-81] a été développée en incorporant le processus décrit au paragraphe précédent. Le processus de réduction compare les réponses impulsionnelles du système réel et du système réduit par le moyen d'une fonction d'erreur donnée par

$$H_e(t) = C e^{A^t} B - C_R e^{A_R t} B_R \quad (\text{B.28})$$

Si la plus grande composante principale de $H_e(t)$ sur $t \in [0, \infty]$ est petite par rapport à la plus petite composante principale de $Ce^{At}B$, le modèle réduit sera bon, c'est-à-dire

$$\left\| \int_0^{\infty} H_e(t) H_e^T(t) dt \right\|^2 \ll \min_{|V|=1} \left[V^T \left(\int_0^{\infty} C e^{At} B B^T e^{A^T t} C^T D T \right) V \right]^{1/2} \quad (\text{B.29})$$

Le vecteur d'état de la réalisation équilibrée est divisé en deux parties, tel que

$$\begin{aligned} \dot{z} &= \begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{A}_R & \hat{A}_{12} \\ \hat{A}_{21} & \hat{A}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{B}_R \\ \hat{B}_2 \end{bmatrix} u \\ y &= \begin{bmatrix} \hat{C}_R & \hat{C}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{B.30})$$

Le modèle réduit est donné par la dynamique du vecteur z_1 . Le calcul des modèles réduits en utilisant la transformation équilibrée de Moore produit des systèmes mal conditionnés, spécialement si le modèle n'est pas minimal [Saf-89] et s'il y a des modes faiblement ou non commandables ou faiblement ou non observables; de plus, elle ne s'applique que dans le cas de systèmes stables. Par conséquent, cette méthode n'est pas applicable aux réseaux électriques [San-96].

B.5. Réduction de modèle pour les réalisations non-équilibrées

Pour les systèmes qui ne sont pas équilibrés, 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 a été proposée [Saf-89, San-96]; 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 [San-96].

Le 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, en résolvant (B.16) et (B.18).

2. Calculer les matrices des vecteurs propres colonnes de gauche (V_L) et des vecteurs colonnes propres de droite (V_R) de la matrice $W_c W_o$.
3. Obtenir les sous-matrices V_{Rk} et V_{Lk} de $n \times k$ associées aux valeurs propres $\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_k^2$ les plus grandes de la matrice $W_c W_o$.
4. Trouver la Matrice E donnée par

$$E = V_{Lk}^T V_{Rk} \quad (B.31)$$

5. Faire la décomposition en valeurs singulières (svd) de la matrice E

$$E = U \Sigma W \quad (B.32)$$

6. Trouver les matrices de transformation

$$\begin{aligned} T_L &= V_{Lk} U \Sigma^{-1/2} \\ T_R &= V_{Rk} W \Sigma^{-1/2} \end{aligned} \quad (B.33)$$

7. Trouver le modèle réduit d'ordre k donné par

$$\begin{aligned} A_R &= T_L^T A T_R \\ B_R &= T_L^T B \\ C_R &= C T_R \\ \dot{x}_{red} &= A_R x_{red} + B_R u \\ y &= C_R x_{red} \end{aligned} \quad (B.34)$$

Pour déterminer si l'ordre k du modèle réduit est approprié, on doit satisfaire le critère d'erreur de la réponse fréquentielle suivant :

$$\|F(j\omega) - F_{red}(j\omega)\|_{\infty} \leq 2 \sum_{i=k+1}^n \sigma_i \quad (B.35)$$

où $F(j\omega)$ est la fonction de transfert du système original, $F_{red}(j\omega)$ est la fonction de transfert du système réduit et $\| \cdot \|_{\infty}$ est la plus grande valeur singulière calculée pour toute ω . Le système réduit présente une caractéristique globale entrée-sortie similaire à la caractéristique du système sans réduction (similarité des fonctions de transfert $G(s)$).

B.6. Application de la réduction de modèle sur les réseaux test

Les résultats de la réduction des modèles sont donnés dans cette partie. Nous commençons avec le réseau test 4-machines qui a été réduit de l'ordre 52 à l'ordre 10 où même 7 en utilisant la méthode de Hankel sous Matlab [Chi-92]. Le tableau B.1 montre les modes oscillatoires pour le réseau complet. Le tableau B.2 contient les modes après la réduction.

Pour le réseau test à 29-machines, nous avons réalisé une réduction d'ordre 403 à l'ordre 30, 10 ou plus petite, suivant nos besoins. Le tableau B.3. montre les 217 modes oscillatoires (sur 403

modes totales) du réseau et les tableaux B.4. et B.5. mettent en évidence les 15 et 30 modes respectivement après les réductions.

Tableau B.1.
Modes oscillatoires du
réseau test à 4-machines
(complet)

Mode	σ	$j\omega$
1	-18.219	+ 18.1213i
2	-18.219	- 18.1213i
3	-19.0011	+ 13.9839i
4	-19.0011	- 13.9839i
5	-0.9076	+ 6.9854i
6	-0.9076	- 6.9854i
7	-0.5803	+ 7.4152i
8	-0.5803	- 7.4152i
9	0.0073	+ 4.0772i
10	0.0073	- 4.0772i

Tableau B.2.
Modes du réseau test 4-
machines (réduit)

Mode	σ	$j\omega$
1	-8.9746	0.0000
2	-0.0006	0.0000
3	-0.5874	+ 7.4080i
4	-0.5874	- 7.4080i
5	-0.9308	+ 6.9483i
6	-0.9308	- 6.9483i
7	-8.0959	0.0000
8	0.0073	+ 4.0772i
9	0.0073	- 4.0772i
10	0.0561	0.0000

Tableau B.3.
Modes oscillatoires (complet) du réseau test 29-machines

Mode	σ	$j\omega$	Mode	σ	$j\omega$
1	-36.59734	202.05147	54	-23.29729	-0.29144
2	-36.59734	-202.05147	55	-23.34345	0.01392
3	-34.84725	183.77749	56	-23.34345	-0.01392
4	-34.84725	-183.77749	57	-22.53428	0.25688
5	-49.72416	69.40753	58	-22.53428	-0.25688
6	-49.72416	-69.40753	59	-21.75813	0.74604
7	-52.03555	49.14293	60	-21.75813	-0.74604
8	-52.03555	-49.14293	61	-10.10607	12.01804
9	-18.63183	53.96984	62	-10.10607	-12.01804
10	-18.63183	-53.96984	63	-1.05625	12.10318
11	-18.56783	53.65994	64	-1.05625	-12.10318
12	-18.56783	-53.65994	65	-1.08565	11.77533
13	-19.37685	49.96261	66	-1.08565	-11.77533
14	-19.37685	-49.96261	67	-19.16311	1.08894
15	-18.88590	49.34051	68	-19.16311	-1.08894
16	-18.88590	-49.34051	69	-0.74607	11.43990
17	-56.36076	11.32866	70	-0.74607	-11.43990
18	-56.36076	-11.32866	71	-12.76731	8.50123
19	-53.71710	7.09668	72	-12.76731	-8.50123
20	-53.71710	-7.09668	73	-0.22473	10.96706
21	-53.41392	3.40760	74	-0.22473	-10.96706
22	-53.41392	-3.40760	75	-0.90343	11.06674
23	-14.84968	32.77571	76	-0.90343	-11.06674
24	-14.84968	-32.77571	77	-0.56614	10.46835
25	-50.41823	0.68618	78	-0.56614	-10.46835
26	-50.41823	-0.68618	79	-8.15782	9.54334
27	-50.42704	0.61718	80	-8.15782	-9.54334
28	-50.42704	-0.61718	81	-9.82802	8.72968
29	-11.40114	30.96829	82	-9.82802	-8.72968
30	-11.40114	-30.96829	83	-15.14258	3.36964
31	-32.15052	16.98725	84	-15.14258	-3.36964
32	-32.15052	-16.98725	85	-0.63659	9.76459
33	-12.32744	28.69963	86	-0.63659	-9.76459
34	-12.32744	-28.69963	87	-0.17904	9.51974
35	-12.13188	25.33840	88	-0.17904	-9.51974
36	-12.13188	-25.33840	89	-0.49178	9.39194
37	-15.14449	24.43192	90	-0.49178	-9.39194
38	-15.14449	-24.43192	91	-0.63063	9.20461
39	-25.14225	18.19919	92	-0.63063	-9.20461
40	-25.14225	-18.19919	93	-0.63366	8.99364
41	-24.05614	18.38937	94	-0.63366	-8.99364
42	-24.05614	-18.38937	95	-1.91959	8.52347
43	-15.40718	22.76113	96	-1.91959	-8.52347
44	-15.40718	-22.76113	97	-0.71299	8.24109
45	-14.54496	22.56619	98	-0.71299	-8.24109
46	-14.54496	-22.56619	99	-14.51050	0.19185
47	-16.27957	20.23997	100	-14.51050	-0.19185
48	-16.27957	-20.23997	101	-0.25940	7.43133
49	-5.78473	15.34434	102	-0.25940	-7.43133
50	-5.78473	-15.34434	103	-0.19020	7.28568
51	-20.31594	5.59413	104	-0.19020	-7.28568
52	-20.31594	-5.59413	105	-1.16643	7.60193
53	-23.29729	0.29144	106	-1.16643	-7.60193

Mode	σ	$j\omega$
107	-10.83467	5.04897
108	-10.83467	-5.04897
109	-0.75000	7.12651
110	-0.75000	-7.12651
111	-11.98954	3.37386
112	-11.98954	-3.37386
113	-0.28099	6.67693
114	-0.28099	-6.67693
115	-0.28116	6.56993
116	-0.28116	-6.56993
117	-0.18460	6.16067
118	-0.18460	-6.16067
119	-12.10372	0.85547
120	-12.10372	-0.85547
121	-0.13597	5.35032
122	-0.13597	-5.35032
123	-0.34582	5.31368
124	-0.34582	-5.31368
125	-0.31986	5.02198
126	-0.31986	-5.02198
127	-0.25277	4.84485
128	-0.25277	-4.84485
129	-3.05884	5.58707
130	-3.05884	-5.58707
131	0.17917	3.35491
132	0.17917	-3.35491
133	-0.82703	3.06804
134	-0.82703	-3.06804
135	-0.11484	2.61818
136	-0.11484	-2.61818
137	-9.11288	1.22851
138	-9.11288	-1.22851
139	-8.69699	1.28588
140	-8.69699	-1.28588
141	-10.31613	0.00843
142	-10.31613	-0.00843
143	-9.92365	0.25374
144	-9.92365	-0.25374
145	-9.97736	0.01266
146	-9.97736	-0.01266
147	-9.49359	0.15763
148	-9.49359	-0.15763
149	-0.11015	2.16406
150	-0.11015	-2.16406
151	-5.92856	2.52505
152	-5.92856	-2.52505
153	-7.21446	1.02201
154	-7.21446	-1.02201
155	-0.29606	1.77259
156	-0.29606	-1.77259
157	-5.79299	1.75057
158	-5.79299	-1.75057
159	-0.54444	1.55430
160	-0.54444	-1.55430
161	-2.53550	1.91104

Mode	σ	$j\omega$
162	-2.53550	-1.91104
163	-3.18094	1.84136
164	-3.18094	-1.84136
165	-6.12731	0.44185
166	-6.12731	-0.44185
167	-5.64669	0.94941
168	-5.64669	-0.94941
169	-5.83592	0.68113
170	-5.83592	-0.68113
171	-2.44550	1.41689
172	-2.44550	-1.41689
173	-5.47290	0.55723
174	-5.47290	-0.55723
175	-4.53699	0.41413
176	-4.53699	-0.41413
177	-4.27091	0.33202
178	-4.27091	-0.33202
179	-4.13555	0.27118
180	-4.13555	-0.27118
181	-3.31416	0.20521
182	-3.31416	-0.20521
183	-2.55681	0.68186
184	-2.55681	-0.68186
185	-2.22199	0.00543
186	-2.22199	-0.00543
187	-0.08338	0.34003
188	-0.08338	-0.34003
189	-0.02831	0.25540
190	-0.02831	-0.25540
191	-1.66197	0.57870
192	-1.66197	-0.57870
193	-1.62719	0.57359
194	-1.62719	-0.57359
195	-1.65101	0.51960
196	-1.65101	-0.51960
197	-1.52123	0.56908
198	-1.52123	-0.56908
199	0.00000	0.00000
200	-0.69632	0.52989
201	-0.69632	-0.52989
202	-1.41972	0.43535
203	-1.41972	-0.43535
204	-1.53441	0.24206
205	-1.53441	-0.24206
206	-1.13594	0.47725
207	-1.13594	-0.47725
208	-0.97281	0.39996
209	-0.97281	-0.39996
210	-0.95254	0.38970
211	-0.95254	-0.38970
212	-1.00756	0.11674
213	-1.00756	-0.11674
214	-1.08038	0.04037
215	-1.08038	-0.04037
216	-0.96998	0.01496
217	-0.96998	-0.01496

Tableau B.4.
Modes (réduit, ordre 15) du
réseau test 29-machines

Mode	σ	$j\omega$
1	-11.8625	+25.8893
2	-11.8625	-25.8893
3	-5.0453	+5.8714
4	-5.0453	-5.8714
5	0.0000	0.0000
6	-0.1700	+5.3033
7	-0.1700	-5.3033
8	-0.6851	+5.0990
9	-0.6851	-5.0990
10	-0.1171	+2.6175
11	-0.1171	-2.6175
12	-0.6913	+1.7800
13	-0.6913	-1.7800
14	0.1792	+3.3549
15	0.1792	-3.3549

Tableau B.5.
Modes (réduit, ordre 30) du
réseau test 29-machines

Mode	σ	$j\omega$
1	-12.3159	+28.1617
2	-12.3159	-28.1617
3	-8.9803	+7.0737
4	-8.9803	-7.0737
5	-0.6217	+11.1540
6	-0.6217	-11.1540
7	-0.5494	+6.4266
8	-0.5494	-6.4266
9	-0.1459	+5.3461
10	-0.1459	-5.3461
11	-0.2571	+5.0659
12	-0.2571	-5.0659
13	-1.0132	+4.8707
14	-1.0132	-4.8707
15	-0.1150	+2.6183
16	-0.1150	-2.6183
17	-0.0924	+2.1566
18	-0.0924	-2.1566
19	-2.1478	0.0000
20	-0.4651	+1.6457
21	-0.4651	-1.6457
22	-0.1623	+0.4643
23	-0.1623	-0.4643
24	0.0000	0.0000
25	-0.0137	+0.2542
26	-0.0137	-0.2542
27	-0.1362	+0.1032
28	-0.1362	-0.1032
29	0.1792	+3.3549
30	0.1792	-3.3549

Références de l'Annexe B

- [Chi-92] CHIANG R.Y., SAFONOV M.G., *Robust Control Toolbox*, Natwick : The MathWorks, Inc., 1992.
- [Fel-88] FELIACHI A., ZHANG X., SIMS C.S., « Power System Stabilizers Design using Optimal Reduced Order Models, Part 1: Model Reduction, Part 2: Design », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, novembre 1988, pp. 1670-1684.
- [Ger-78] GERMOND A.J., PODMORE R., « Dynamic Aggregation of Generating Unit Models », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 4, juillet/août 1978, pp. 1060-1069.
- [Moo-81] MOORE B.C., « Principal Component Analysis in Linear Systems: Controllability, Observability and Model Reduction », *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. AC-26, no. 1, février 1981, pp. 17-32.
- [Oga-80] OGATA K., *Modern Control Engineering*, New York : Prentice-Hall, 1980.
- [Oli-88] DE OLIVEIRA S.E.M., DE QUEIROZ J.F., « Modal Dynamic Equivalent for Electric Power Systems », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, novembre 1988, pp. 1723-1737.
- [Per-82] PEREZ-ARRILLAGA I.J., VERGHESE G.C., SCHWEPPE F.C., « Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems. Part 1: Heuristic Introduction, Part 2: The Dynamic Stability Problem », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, septembre 1982, pp. 3117-3134.
- [Rio-91] RIOS M., « Estimación de Equivalentes Dinámicos con Disturbio Intencional », Proyecto de Grado, Universidad de Los Andes, février 1991.
- [Rio-97] RIOS M., « Commande Optimale Appliquée aux Réseaux Electriques – Commande Supplémentaire du SVC », Rapport Interne, LEG-INPG-UNIANDES, mai 1997.
- [Saf-89] SAFONOV M.G., CHIANG R.Y., « A Schur Method for Balanced-Truçation Model Reduction », *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. AC-34, no. 7, juillet 1989, pp. 729-733.
- [San-96] SANCHEZ-GASCA J.J., CHOW J.H., « Power System Reduction to Simplify the Design of Damping Controllers for Interarea Oscillations », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, août 1996, pp. 1342-1349.
- [Yu-79] YU Y.N., EL-SHARKAWI H.A., WRONG M.D., « Estimation of Unknown Large Power Systems Dynamics », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, janvier/février 1979, pp. 279-289.

The first part of the book is devoted to a general introduction to the study of the history of the English language. The author discusses the various factors which have influenced the development of the language, such as contact with other languages, internal changes, and the influence of social and cultural conditions. He also touches upon the question of the standardization of the language and the role of the written word.

The second part of the book is a detailed study of the history of the English language from the Old English period to the present. The author traces the changes in the phonology, morphology, and syntax of the language, and discusses the influence of these changes on the development of the English vocabulary. He also examines the role of the written word in the history of the language, and discusses the influence of the printing press and the development of the English dictionary.

The third part of the book is a study of the history of the English language in the United States. The author discusses the influence of the American environment on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language. He also discusses the influence of the American people on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language.

The fourth part of the book is a study of the history of the English language in the British Empire. The author discusses the influence of the British Empire on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language. He also discusses the influence of the British people on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language.

The fifth part of the book is a study of the history of the English language in the Commonwealth. The author discusses the influence of the Commonwealth on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language. He also discusses the influence of the Commonwealth people on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language.

The sixth part of the book is a study of the history of the English language in the world. The author discusses the influence of the world on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language. He also discusses the influence of the world people on the development of the English language, and examines the role of the written word in the history of the language.

ANNEXE C

Les réseaux tests

C.1. Le réseau test 4-machines

Le réseau test à 4-machines employé dans cette thèse est montré sur la figure C.1. Un réseau à 6-nœuds à l'origine [Iee-94], 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 [Iee-94, Kun-94]. Actuellement, ce réseau est devenu une référence pour étudier les oscillations inter-regions, tout comme le réseau test à 3-machines [And-77] et le réseau test à 10-machines [Pai-89] ont servi de références pour autres études nécessitant un réseau commun et accessible.

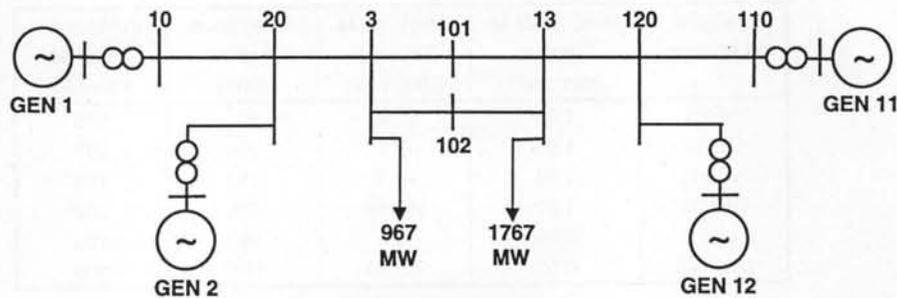


Figure C.1.
Réseau test 4-machines

Les quatre générateurs GEN1, GEN2, GEN11 et GEN12 sont visibles sur la figure C.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 C.1., les données des générateurs, charges et tensions sont énumérées dans le tableau C.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 LFC ou RFC ont été modélisés en détail.

Tableau C.1.
Les impédances du réseau test à 4-machines

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 C.2.
Données des machines et charges pour le réseau test à 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

Les modèles des machines [Kun-94], la turbine et sa régulation [Eur-97], les régulateurs de tension [Kun-94, Eur-97] et les correcteurs supplémentaires PSS sont décrits dans les parties 2.1.1., 2.1.2., 2.2.1. et 2.2.2. respectivement. 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 2.3.7.

Les paramètres externes des générateurs sont donnés dans le tableau C.3., alors que le tableau C.4. contient les paramètres d'un régulateur de tension de type ST1. Les conditions initiales y sont calculées par Eurostag. Cependant, il est également possible de calculer ces valeurs à partir des paramètres externes de générateur et les résultats de la répartition des charges en utilisant Matlab [Mat-94] avec le programme « initcond.m » (Annexe D.1), contenant les équations pour la méthode employée 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 C.5. contient les paramètres internes les générateurs et le tableau C.6. contient les paramètres initiaux correspondants.

Tableau C.3.
Paramètres externes des machines
du réseau test à 4-machines

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
Xl	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 C.4.
Données d'un régulateur de
tension de type ST1

Paramètre	Valeur
KA	345.1265
TA	0.0116
KF	0.0551
TF	2.1511
$V_{l_{max}}$	12.137
$V_{l_{min}}$	-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

Table C.5.
Paramètres internes des machines

Paramètre	Gen 1,2, 11,12,
Ra	0.0025
Ld	0.2
Lq	0.2
r_i	0.0006
r_D	0.0172
r_{O1}	0.0231
r_{O2}	0.0241
L_f	0.1123
L_D	0.0955
L_{O1}	0.0547
L_{O2}	0.9637
M_d	1.6
M_q	1.5.

Table C.6.
Paramètres initiaux des machines

Paramètre	Gen 1	Gen 2	Gen 12	Gen 11
U_{R_o}	-0.2941	0.5908	0.1065	-0.8224
U_{I_o}	0.9871	-0.8192	0.9972	-0.6201
I_{R_o}	-0.0267	0.2648	0.3749	-0.8052
I_{I_o}	0.8569	-0.8511	0.7957	-0.3461
u_{d_o}	-0.9953	0.9572	-0.97	1.0
u_{q_o}	0.6927	-0.2182	1.0464	-0.5672
i_{d_o}	-0.1045	0.1087	0.1073	0.1069
i_{q_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
i_{f_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

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 topologique 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-96, Eur-97]. 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-95, Eur-96, Eur-97].

Les autres réglages sont énumérés ici.

1. AVR/RT régulation (gain simple) :

$$K = 200 ; \text{EFD}_{\text{max}} = 20,0 ; \text{EFD}_{\text{min}} = -10,0.$$

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. LFC controller (IV.3), input ΔP_a :

$$T_1 = 0,1432 ; T_2 = 2,1511 ; T_3 = 10,0 ; T_4 = 10,0 ; T_5 = 30,0 ;$$

$$K_s = 11,2947 ; V_{S_{\text{max}}} = 0,055 ; V_{S_{\text{min}}} = -0,055.$$

4. RFC par résidus sans retard (IV.3), input $\Delta P_{a_{\text{local}}} - \Delta P_{a_{\text{remote}}}$:

$$T_1 = 0,15 ; T_2 = 1,5 ; T_3 = 0,22 ; T_4 = 1,5 ; T_5 = 15,0 ;$$

$$K_s = 11,2947 ; V_{S_{\text{max}}} = 0,055 ; V_{S_{\text{min}}} = -0,055.$$

5. LFC/CAPSS (VI.2.1), input ΔP_a :

$$T_1 = 0,1432 ; T_2 = 2,1511 ; T_3 = 10,0 ; T_4 = 10,0 ; T_5 = 30,0 ;$$

$$K_s = 15,0 ; V_{S_{\text{max}}} = 0,2 ; V_{S_{\text{min}}} = -0,1.$$

RFC-LMI sans retard (VI.2.1), input $\Delta\omega_{\text{local}} - \Delta\omega_{\text{remote}}$:

(format Eurostag .grm)

	1	2	3	4
A01B1	2.504000	6.132000	4.480000	1.854000
A11B1	0.01394	0.02551	-0.06992	0.3287000
A21B1	0.0000129	0.0000129	0.0001788	0.0002217
B11B1	0.007823	0.007823	0.007823	0.007823
B21B1	0.0000129	0.0000129	0.0000129	0.0000129
A01B2	-15.0900	-1.068	5.951000	5.928000
A11B2	-1.751	0.5498000	0.02384	0.07387
A21B2	-0.02135	0.009647	0.0003093	0.0003093
B11B2	0.03781	0.03781	0.03781	0.03781
B21B2	0.0003093	0.0003093	0.0003093	0.0003093
A02B1	-3.756	-4.882	3.418000	2.297000
A12B1	0.1219	-0.5331	0.1574	0.01047
A22B1	-0.00013	-0.000608	0.0003331	0.0000129
B12B1	0.007823	0.007823	0.007823	0.007823
B22B1	0.0000129	0.0000129	0.0000129	0.0000129
A02B2	6.887000	6.057000	4.501000	11.19000
A12B2	0.1372	.1379000	-0.08123	0.4623
A22B2	0.0003093	0.0003093	0.0003093	0.01007
B12B2	0.03781	0.03781	0.03781	0.03781
B22B2	0.0003093	0.0003093	0.0003093	0.0003093
A03B1	7.601000	5.294000	-5.02500	-2.15600
A13B1	-0.1992	0.3201000	-0.959	0.6877000
A23B1	0.0002025	0.0002044	-0.000961	0.0006461
B13B1	0.007823	0.007823	0.007823	0.007823
B23B1	0.0000129	0.0000129	0.0000129	0.0000129
A03B2	3.932000	5.507000	4.289000	4.059000
A13B2	0.05678	0.02447	0.09394	0.08796
A23B2	0.0003093	0.0003093	0.0003093	0.0003093
B13B2	0.03781	0.03781	0.03781	0.03781
B23B2	0.0003093	0.0003093	0.0003093	0.0003093
A04B1	4.860000	5.336000	16.61000	2.574000
A14B1	0.3118	0.0106	0.0607	0.01369
A24B1	0.0003062	0.0000129	0.0000129	0.0000129
B14B1	0.007823	0.007823	0.007823	0.007823
B24B1	0.0000129	0.0000129	0.0000129	0.0000129
A04B2	3.668000	2.157000	-0.8938	-7.83200
A14B2	0.04753	0.1940000	0.1051	-1.056
A24B2	0.0003093	0.005647	0.002593	-0.01752
B14B2	0.03781	0.03781	0.03781	0.03781
B24B2	0.0003093	0.0003093	0.0003093	0.0003093

Le correcteur a la forme : $u(i) = \Sigma[K(i,j) * y(j)]$

$$\text{où } K(i,j) \rightarrow K(s) = \left(\frac{A2iB1s^2 + A1iB1s + A0iB1}{B2iB1s^2 + B1iB1s + 1} \right) \left(\frac{A2iB2s^2 + A1iB2s + A0iB2}{B2iB2s^2 + B1iB2s + 1} \right)$$

RFC-LMI avec retard (VI.2.2), input $\Delta Pa_{\text{local}} - \Delta Pa_{\text{remote}}$:

$$u(i) = \Sigma[K(i,j) * y(j)]$$

$$K(i,j) = \begin{bmatrix} 0,8493 & 1,2396 & -2,4858 & 0,2064 \\ 0,6639 & 1,6582 & -2,3884 & 0,2570 \\ -0,4129 & 0,3090 & -2,3437 & -0,1330 \\ -0,3518 & 0,3246 & -2,5527 & 0,2199 \end{bmatrix}$$

C.2. Le réseau test 29-machines

Ce réseau comporte 29 générateurs connectés par 173 nœuds. Un schéma complet de ce réseau est présenté sur la figure C.2 suivi d'un schéma où les générateurs sont groupés par niveau de tension et par région géographique sur la figure C.3. Les données des générateurs, lignes, transformateurs et charges sont au format Eurostag.

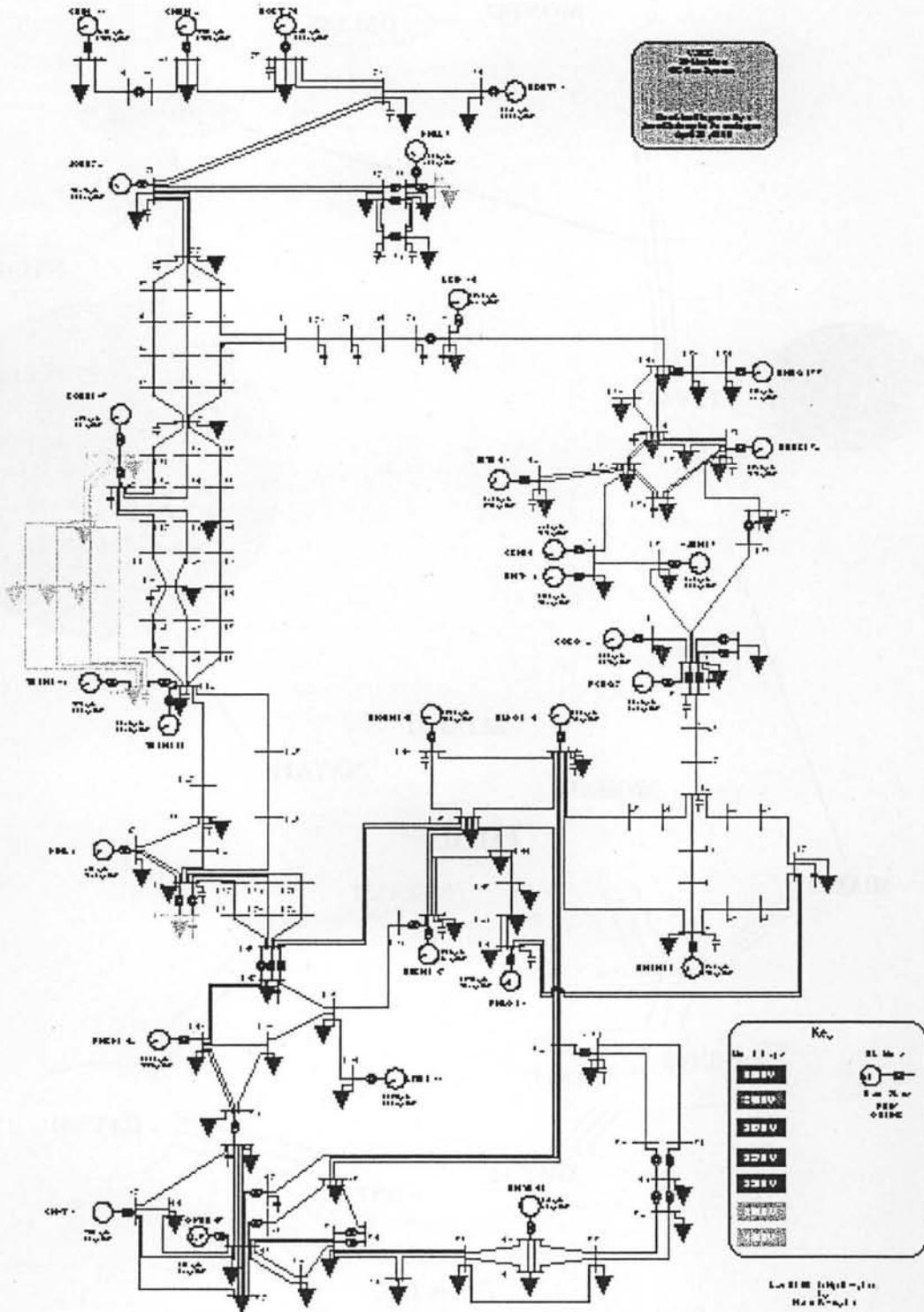


Figure C.2.
Schéma complet du réseau 29-machines

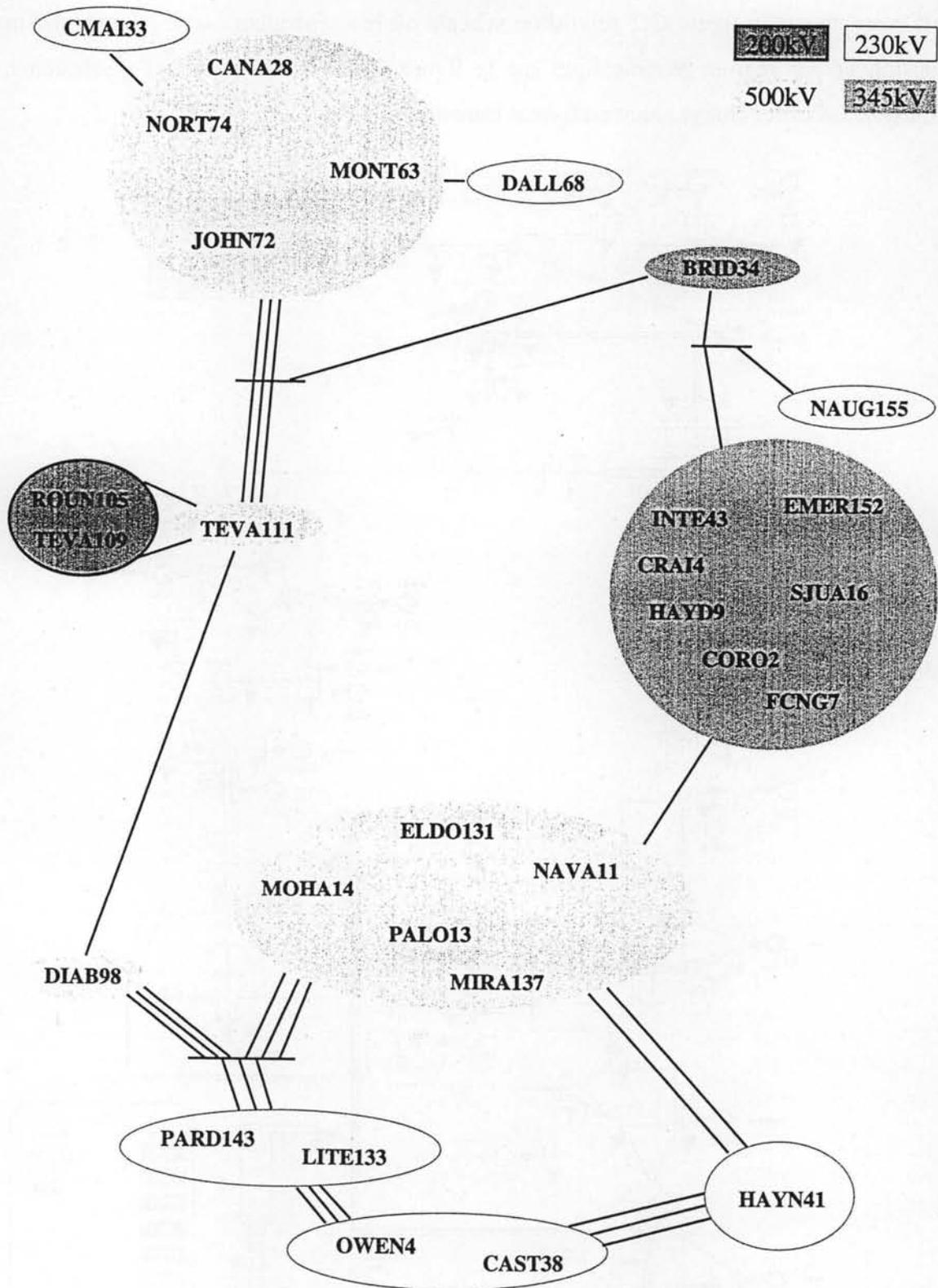


Figure C.3.
Schéma réduit du réseau 29-machines détaillant
les régions principales de tension

C.2.1. 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

100CORO	1	0.	0.	1750.	-56.	0.	0.	345.
100CORO	2	700.	204.2603	0.	0.	0.	0.	20.
100CRAI	3	0.	0.	2350.	-127.	0.	0.	345.
100CRAI	4	998.	-33.6055	0.	0.	0.	0.	22.
100FOUR	5	0.	0.	0.	0.	0.	-113.	500.
100FOUR	6	0.	0.	239.	-56.	0.	-155.	345.
100FCNG	7	2060.	-263.415	0.	0.	0.	0.	22.
100FOUR	8	0.	0.	139.7	23.8	0.	0.	230.
100HAYD	9	2000.	436.0013	0.	0.	0.	0.	20.
100NAVA	10	0.	0.	90.	70.	0.	-190.	500.
100NAVA	11	1590.	239.5697	0.	0.	0.	0.	26.
100MOEN	12	0.	0.	0.	0.	0.	-391.	500.
100PALO	13	2540.	436.5975	0.	0.	0.	0.	24.
100PALO	14	0.	0.	793.4	207.	0.	-146.	500.
100SAN	15	0.	0.	840.	5.	0.	0.	345.
100SJUA	16	862.	738.4376	0.	0.	0.	0.	22.
100WEST	17	0.	0.	617.	-69.	0.	-427.	500.
100NAVA	18	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100NAVA	19	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100NAVA	20	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100NAVA	21	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MOEN	22	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MOEN	23	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MOEN	24	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MOEN	25	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100FOUR	26	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100FOUR	27	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100CANA	28	4400.	1449.867	0.	0.	0.	0.	20.
100CANA	29	0.	0.	4400.	1000.	0.	0.	500.
100CANA	30	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100CA23	31	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100CA23	32	0.	0.	3600.	700.	0.	0.	230.
100CMAI	33	4600.	1453.375	0.	0.	0.	0.	20.
100BRID	34	1590.	395.7678	0.	0.	0.	0.	22.
100ADEL	35	0.	0.	-1862.	971.	0.	912.	500.
100ADEL	36	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100CAST	37	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100CAST	38	-400.	17.27758	0.	0.	0.	0.	18.
100GLEN	39	0.	0.	135.	27.	0.	0.	230.
100HAYN	40	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.
100HAYN	41	160.	91.32532	0.	0.	0.	0.	18.
100INTE	42	0.	0.	2053.	907.1	0.	430.	345.
100INTE	43	1680.	542.006	0.	0.	0.	0.	26.
100OLIV	44	0.	0.	-72.8	-17.	0.	0.	230.
100OWEN	45	110.	39.2762	0.	0.	0.	0.	11.5
100RINA	46	0.	0.	121.	25.	0.	0.	230.
100RINA	47	0.	0.	0.	0.	0.	-80.	500.
100RIVE	48	0.	0.	320.	65.	0.	0.	230.
100STA	49	0.	0.	237.2	-63.2	0.	0.	138.
100STA	50	0.	0.	0.	0.	0.	0.	287.
100STA	51	0.	0.	0.	0.	0.	0.	287.
100STA	52	0.	0.	138.	28.	0.	0.	230.
100STA	53	0.	0.	907.8	132.1	0.	0.	230.
100STA	54	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100STA	55	0.	0.	117.	24.	0.	0.	230.
100STA	56	0.	0.	121.	25.	0.	0.	230.
100STA	57	0.	0.	987.7	-6.2	0.	0.	230.
100SYLM	58	0.	0.	-2771.	1654.	0.	2146.	230.
100SYLM	59	0.	0.	401.	80.6	0.	0.	230.
100VALL	60	0.	0.	205.2	17.6	0.	0.	230.
100VICT	61	0.	0.	-129.	32.2	0.	-108.	287.
100VICT	62	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MONT	63	2860.	1199.789	0.	0.	0.	0.	20.
100MONT	64	0.	0.	1700.	300.	0.	0.	500.

Suite des données des nœuds...

100BIG	65	0.	0.	160.	31.25	0.	0.	115.
100BIG	66	0.	0.	-67.5	160.	0.	76.85	230.
100BIG	67	0.	0.	-44.2	22.	0.	0.	500.
100DALL	68	1201.	910.783	0.	0.	0.	0.	13.8
100CELI	69	0.	0.	3137.	1681.	0.	792.	230.
100CELI	70	0.	0.	0.	0.	0.	462.	500.
100JOHN	71	0.	0.	3200.	1100.	0.	1019.35	500.
100JOHN	72	4093.763	1728.849	0.	0.	0.	0.	13.8
100HANF	73	0.	0.	3500.	500.	0.	550.	500.
100NORT	74	9900.	3015.897	0.	0.	0.	0.	20.
100NORT	75	0.	0.	5000.	400.	0.	1200.	500.
100BURN	76	0.	0.	0.	0.	0.	-220.	500.
100GRIZ	77	0.	0.	-66.6	-97.	0.	-674.	500.
100MALI	78	0.	0.	-339.	-119.	0.	-110.	500.
100MIDP	79	0.	0.	0.	0.	0.	-220.	500.
100MIDP	80	0.	0.	610.	-414.	0.	-870.	345.
100SUMM	81	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	82	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	83	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI	84	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI	85	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	86	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	87	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	88	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	89	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	90	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	91	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	92	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GRIZ	93	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100BURN	94	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100CORT	95	0.	0.	-43.3	20.	0.	0.	200.
100COTW	96	0.	0.	210.4	-77.	0.	0.	200.
100DIAB	97	0.	0.	50.	25.	0.	0.	500.
100DIAB	98	600.	-166.669	0.	0.	0.	0.	25.
100GATE	99	0.	0.	305.	-7.6	0.	-91.	500.
100GLEN	100	0.	0.	27.5	-0.1	0.	0.	200.
100LOGA	101	0.	0.	8.01	0.	0.	0.	200.
100MIDW	102	0.	0.	55.6	-329.	0.	-327.	500.
100MIDW	103	0.	0.	777.6	32.6	0.	-130.	200.
100OLIN	104	0.	0.	-189.	61.5	0.	0.	500.
100ROUN	105	957.	88.13774	0.	0.	0.	0.	20.
100ROUN	106	0.	0.	148.	0.	0.	-128.	200.
100ROUN	107	0.	0.	0.	0.	0.	-91.	500.
100TABL	108	0.	0.	-0.7	118.5	0.	-91.	500.
100TEVA	109	454.	279.8468	0.	0.	0.	0.	20.
100TEVA	110	0.	0.	884.	54.8	0.	-32.	200.
100TEVA	111	3367.	2162.063	0.	0.	0.	0.	20.
100TEVA	112	0.	0.	5661.	3491.	0.	1500.	500.
100OLIN	113	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100OLIN	114	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100OLIN	115	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100OLIN	116	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100ROUN	117	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100ROUN	118	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100ROUN	119	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100ROUN	120	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TABL	121	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TABL	122	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TABL	123	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TABL	124	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TEVA	125	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TEVA	126	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100TEVA	127	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100GATE	128	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100DEVE	129	0.	0.	856.	19.6	0.	0.	500.
100EAGL	130	0.	0.	175.	18.	0.	0.	230.
100ELDO	131	882.7	-90.5635	0.	0.	0.	0.	20.
100ELDO	132	0.	0.	902.3	-11.4	0.	-319.	500.
100LITE	133	3055.	1039.218	0.	0.	0.	0.	20.
100LITE	134	0.	0.	3191.	630.	0.	0.	230.
100LUGO	135	0.	0.	204.2	-28.2	0.	0.	500.
100MESA	136	0.	0.	377.4	64.5	0.	0.	230.
100MIRA	137	1570.	686.2144	0.	0.	0.	0.	20.
100MIRA	138	0.	0.	3098.	1189.	0.	400.	500.
100MIRA	139	0.	0.	0.	0.	0.	0.	230.

Suite des données des nœuds...

100MOHA 140	0.	0.	0.	0.	0.	-196.	500.
100MOHA 141	1580.	480.4125	0.	0.	0.	0.	22.
100PARD 142	2100.	443.6848	0.	0.	0.	0.	20.
100PARD 143	0.	0.	3118.	78.	0.	0.	230.
100SERR 144	0.	0.	1230.	72.8	0.	0.	500.
100VALL 145	0.	0.	406.	41.	0.	0.	500.
100VINC 146	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100VINC 147	0.	0.	1066.	-10.8	0.	-190.	230.
100CAMP 148	0.	0.	457.7	81.7	0.	-60.	345.
100BENL 149	0.	0.	33.9	11.9	0.	0.	345.
100BENL 150	0.	0.	148.	-7.9	0.	0.	230.
100EMER 151	0.	0.	116.1	38.4	0.	-220.	345.
100EMER 152	1590.	-23.6615	0.	0.	0.	0.	20.
100MONA 153	0.	0.	-62.	12.8	0.	0.	345.
100NAUG 154	0.	0.	255.	100.	0.	0.	230.
100NAUG 155	370.	95.64055	0.	0.	0.	0.	20.
100PINT 156	0.	0.	0.	0.	0.	0.	345.
100PINT 157	0.	0.	31.6	11.5	0.	-18.	345.
100SPAN 158	0.	0.	141.2	71.4	0.	0.	345.
100SIGU 159	0.	0.	379.	-43.	0.	-50.	345.
100TERM 160	0.	0.	185.	78.5	0.	0.	345.
100MALI 161	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI 162	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI 163	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI 164	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI 165	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MALI 166	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MIDW 167	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MIDW 168	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MIDW 169	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MIDW 170	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MIDW 171	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100MIDW 172	0.	0.	0.	0.	0.	0.	500.
100BURN 173	0.	0.	0.	0.	0.	-220.	500.

C.2.2. 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	CORO	2	-200.	2000.		20.8	1
5	CRAI	4	-200.	2000.		20.9	1
5	FCNG	7	-2000.	2000.		22.	1
5	HAYD	9	-200.	2000.		19.6	1
5	NAVA	11	-200.	2000.		26.	1
5	PALO	13	-200.	2000.		23.04	1
5	SJUA	16	-200.	2000.		23.1	1
5	CANA	28	-200.	2000.		20.	1
5	CMAI	33	-200.	2000.		20.4	1
5	BRID	34	-200.	2000.		22.198	1
5	CAST	38	-200.	2000.		18.36	1
5	HAYN	41	-200.	2000.		18.	1
5	INTE	43	-200.	2000.		27.3	1
5	OWEN	45	-200.	2000.		11.73	1
5	MONT	63	-200.	2000.		20.	1
5	DALL	68	-200.	2000.		14.559	1
5	JOHN	72	-1000.	1000.	0.	13.8	3
5	NORT	74	-200.	10000.		20.	1
5	DIAB	98	-200.	2000.		24.5	1
5	ROUN	105	-200.	2000.		20.4	1
5	TEVA	109	-200.	2000.		21.	1
5	TEVA	111	-200.	10000.		20.	1
5	ELDO	131	-200.	2000.		20.4	1
5	LITE	133	-200.	2000.		20.4	1
5	MIRA	137	-200.	2000.		21.	1
5	MOHA	141	-200.	2000.		23.1	1
5	PARD	142	-200.	2000.		20.2	1
5	EMER	152	-200.	2000.		21.	1
5	NAUG	155	-200.	2000.		20.	1

C.2.3. 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	CRAI	3	MONA	1531	0.00811	0.1369	0.	1.2174	100.
3	FOUR	6	CORO	11	0.00179	0.01988	0.	1.288	100.
3	FOUR	6	SAN	151	0.0005	0.0053	0.	0.0441	100.
3	PALO	14	WEST	171	0.0004	0.0096	0.	0.4519	100.
3	PALO	14	WEST	172	0.0004	0.0096	0.	0.4519	100.
3	SAN	15	CRAI	31	0.00977	0.11	0.	1.	100.
3	NAVA	10	NAVA	181	0.	-0.00634	0.	0.	100.
3	NAVA	18	NAVA	191	0.00077	0.01804	0.	0.69921	100.
3	NAVA	19	MOEN	121	0.	-0.00634	0.	0.	100.
3	NAVA	10	NAVA	201	0.	-0.01188	0.	0.	100.
3	NAVA	20	NAVA	211	0.00241	0.05865	0.	2.4328	100.
3	NAVA	21	WEST	171	0.	-0.01188	0.	0.	100.
3	MOEN	12	MOEN	221	0.	-0.00826	0.	0.	100.
3	MOEN	22	MOEN	231	0.00179	0.04244	0.	1.6961	100.
3	MOEN	23	WEST	171	0.	-0.00826	0.	0.	100.
3	MOEN	12	MOEN	241	0.	-0.01795	0.	0.	100.
3	MOEN	24	MOEN	251	0.00207	0.04959	0.	1.9758	100.
3	MOEN	25	ELDO	1321	0.	-0.01795	0.	0.	100.
3	FOUR	5	FOUR	261	0.	-0.00408	0.	0.	100.
3	FOUR	26	FOUR	271	0.00177	0.04189	0.	1.6723	100.
3	FOUR	27	MOEN	121	0.	-0.00612	0.	0.	100.
3	CANA	29	CANA	301	0.0035	0.07	0.	2.303	100.
3	CA23	31	CA23	321	0.002	0.02	0.	0.4	100.
3	STA	50	VICT	611	0.0107	0.07905	0.	0.18335	100.
3	STA	51	VICT	611	0.0107	0.07905	0.	0.18335	100.
3	STA	53	GLEN	391	0.00047	0.00723	0.	0.00812	100.
3	STA	53	STA	561	0.00119	0.01244	0.	0.01399	100.
3	STA	53	STA	562	0.00119	0.01244	0.	0.01399	100.
3	STA	55	HAYN	401	0.00201	0.03074	0.	0.03443	100.
3	STA	55	STA	521	0.00073	0.01025	0.	0.01279	100.
3	STA	55	STA	522	0.00073	0.01025	0.	0.01279	100.
3	STA	55	STA	561	0.0011	0.01189	0.	0.01257	100.
3	VALL	60	STA	531	0.00128	0.00979	0.	0.0106	100.
3	VICT	62	RINA	471	0.00083	0.01884	0.	0.83334	100.
3	GLEN	39	STA	561	0.00035	0.00536	0.	0.00602	100.
3	ADEL	35	ADEL	361	0.00074	0.01861	0.	0.7013199	100.
3	ADEL	35	STA	541	0.00082	0.01668	0.	0.59401	100.
3	ADEL	35	VICT	621	0.	0.00159	0.	0.06001	100.
3	ADEL	35	VICT	622	0.	0.00159	0.	0.06001	100.
3	HAYN	40	STA	561	0.00281	0.04296	0.	0.04824	100.
3	RINA	46	VALL	601	0.00138	0.01116	0.	0.01235	100.
3	RINA	46	VALL	602	0.00138	0.01116	0.	0.01235	100.
3	RIVE	48	HAYN	401	0.0022	0.03422	0.	0.03858	100.
3	RIVE	48	HAYN	402	0.00238	0.03669	0.	0.04142	100.
3	RIVE	48	STA	551	0.00037	0.00366	0.	0.00415	100.
3	RIVE	48	STA	561	0.00055	0.00586	0.	0.00623	100.
3	RINA	46	STA	531	0.00229	0.01583	0.	0.0153	100.
3	RINA	46	STA	532	0.00229	0.01583	0.	0.0153	100.
3	CAST	37	OLIV	441	0.00221	0.03346	0.	0.03669	100.
3	CAST	37	RINA	461	0.0029	0.038	0.	0.0412	100.
3	CAST	37	STA	571	0.00309	0.04677	0.	0.0504	100.
3	CAST	37	SYLM	581	0.00226	0.03422	0.	0.03753	100.
3	RINA	46	OLIV	441	0.00029	0.00434	0.	0.00475	100.
3	RINA	46	STA	571	0.00141	0.00967	0.	0.0097	100.
3	RINA	46	STA	572	0.00141	0.00967	0.	0.0097	100.
3	RINA	46	STA	573	0.00161	0.00971	0.	0.00964	100.
3	RINA	46	STA	574	0.00161	0.00971	0.	0.00964	100.
3	RINA	46	SYLM	581	0.00027	0.00393	0.	0.00459	100.
3	RINA	46	SYLM	582	0.00027	0.00393	0.	0.00459	100.
3	RINA	46	SYLM	583	0.00027	0.00393	0.	0.00459	100.
3	HANF	73	JOHN	711	0.0012	0.02316	0.	0.8576	100.
3	HANF	73	JOHN	712	0.0003	0.02	0.	1.8	100.
3	NORT	75	HANF	731	0.0002	0.0082	0.	0.65	100.
3	NORT	75	HANF	732	0.0002	0.0082	0.	0.65	100.

Suite des données des lignes...

3	BIG	66	CELI	691	0.00006	0.00131	0.	0.00189	100.
3	BIG	66	CELI	692	0.00006	0.00116	0.	0.00166	100.
3	BIG	67	CELI	701	0.00001	0.0003	0.	0.00717	100.
3	BIG	67	CELI	702	0.00001	0.0003	0.	0.00922	100.
3	BIG	67	JOHN	711	0.00023	0.00451	0.	0.1666	100.
3	BIG	67	JOHN	712	0.0002	0.00446	0.	0.1525	100.
3	GRIZ	77	JOHN	711	0.00063	0.01412	0.	0.54878	100.
3	GRIZ	77	JOHN	712	0.00109	0.02408	0.	0.77771	100.
3	GRIZ	77	JOHN	713	0.00108	0.02409	0.	0.77674	100.
3	GRIZ	77	GRIZ	821	0.00041	0.00737	0.	0.36347	100.
3	GRIZ	82	GRIZ	831	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	GRIZ	83	SUMM	811	0.0006	0.01036	0.	0.50728	100.
3	MALI	78	MALI	841	0.00072	0.01382	0.	0.63786	100.
3	MALI	84	MALI	851	0.	-0.00858	0.	0.	100.
3	MALI	85	SUMM	811	0.00012	0.00238	0.	0.10963	100.
3	GRIZ	77	GRIZ	861	0.00066	0.01266	0.	0.47988	100.
3	GRIZ	86	GRIZ	871	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	GRIZ	87	GRIZ	881	0.00074	0.01428	0.	0.5411	100.
3	GRIZ	88	GRIZ	891	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	GRIZ	89	MALI	781	0.00078	0.01502	0.	0.56905	100.
3	GRIZ	77	GRIZ	901	0.00066	0.01266	0.	0.47988	100.
3	GRIZ	90	GRIZ	911	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	GRIZ	91	GRIZ	921	0.00074	0.01428	0.	0.5411	100.
3	GRIZ	92	GRIZ	931	0.	-0.01263	0.	0.	100.
3	GRIZ	93	MALI	781	0.00074	0.01413	0.	0.53317	100.
3	BURN	76	BURN	941	0.00264	0.05356	0.	2.64533	100.
3	BURN	94	MIDP	791	0.	-0.02667	0.	0.	100.
3	OLIN	104	OLIN	1131	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	OLIN	113	OLIN	1141	0.00076	0.01952	0.	0.91225	100.
3	OLIN	114	OLIN	1151	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	OLIN	115	OLIN	1161	0.00082	0.02119	0.	0.9921	100.
3	OLIN	116	TEVA	1121	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	ROUN	107	ROUN	1171	0.00002	-0.00998	0.	0.	100.
3	ROUN	117	ROUN	1181	0.0014	0.02338	0.	0.7375	100.
3	ROUN	118	TABL	1081	0.00001	-0.00666	0.	0.	100.
3	ROUN	107	ROUN	1191	0.00002	-0.00998	0.	0.	100.
3	ROUN	119	ROUN	1201	0.0014	0.02338	0.	0.7375	100.
3	ROUN	120	TABL	1081	0.00001	-0.00666	0.	0.	100.
3	TABL	108	TABL	1211	0.00001	-0.0112	0.	0.	100.
3	TABL	121	TABL	1221	0.00154	0.03409	0.	1.1557	100.
3	TABL	122	TEVA	1121	0.00001	-0.0112	0.	0.	100.
3	TABL	108	TABL	1231	0.00001	-0.0072	0.	0.	100.
3	TABL	123	TABL	1241	0.00095	0.02102	0.	0.7126	100.
3	TABL	124	TEVA	1121	0.00001	-0.0036	0.	0.	100.
3	COTW	96	ROUN	1061	0.01113	0.06678	0.	0.03643	100.
3	COTW	96	ROUN	1062	0.0105	0.0654	0.	0.0343	100.
3	COTW	96	ROUN	1063	0.01105	0.06642	0.	0.0358	100.
3	COTW	96	TEVA	1101	0.03903	0.27403	0.	0.15536	100.
3	COTW	96	CORT	951	0.02482	0.16938	0.	0.10116	100.
3	CORT	95	TEVA	1101	0.0148	0.10101	0.	0.06033	100.
3	COTW	96	GLEN	1001	0.01382	0.09268	0.	0.0553	100.
3	GLEN	100	TEVA	1101	0.03058	0.2046	0.	0.12236	100.
3	COTW	96	LOGA	1011	0.01668	0.11381	0.	0.06804	100.
3	LOGA	101	TEVA	1101	0.02235	0.16106	0.	0.09171	100.
3	TEVA	112	TEVA	1251	0.00001	-0.00755	0.	0.	100.
3	TEVA	125	TEVA	1261	0.00165	0.05719	0.	1.2387	100.
3	TEVA	126	MIDW	1021	0.00002	-0.01331	0.	0.	100.
3	TEVA	112	TEVA	1271	0.00001	-0.01098	0.	0.	100.
3	TEVA	127	GATE	991	0.00093	0.03644	0.	0.69475	100.
3	GATE	99	GATE	1281	0.00072	0.016	0.	0.54395	100.
3	GATE	128	MIDW	1021	0.00002	-0.00998	0.	0.	100.
3	GATE	99	DIAB	971	0.00079	0.01937	0.	0.66425	100.
3	DIAB	97	MIDW	1021	0.00087	0.02087	0.	0.72855	100.
3	DIAB	97	MIDW	1022	0.00087	0.02087	0.	0.72855	100.
3	LUGO	135	VINC	1461	0.00044	0.01125	0.	0.4146	100.
3	LUGO	135	VINC	1462	0.00044	0.01125	0.	0.4146	100.
3	LUGO	135	MOHA	1401	0.0019	0.031	0.	2.0701	100.
3	ELDO	132	LUGO	1351	0.00193	0.02779	0.	2.3356	100.
3	MOHA	140	ELDO	1321	0.00056	0.01415	0.	0.52145	100.
3	DEVE	129	VALL	1451	0.00042	0.00905	0.	0.33397	100.
3	LUGO	135	SERR	1441	0.0006	0.0128	0.	0.4731	100.
3	MIRA	138	SERR	1441	0.00021	0.00457	0.	0.16168	100.
3	SERR	144	VALL	1451	0.0004	0.0093	0.	0.3428	100.
3	LUGO	135	MIRA	1381	0.00028	0.00753	0.	0.25868	100.
3	LUGO	135	MIRA	1382	0.00035	0.0075	0.	0.2768	100.
3	PARD	143	VINC	1471	0.00285	0.03649	0.	0.06328	100.
3	PARD	143	VINC	1472	0.00138	0.03399	0.	0.05626	100.

Suite des données des lignes...

3	EAGL	130	MESA	1361	0.0019	0.0258	0.	0.0492	100.
3	EAGL	130	PARD	1431	0.00845	0.07034	0.	0.07977	100.
3	LITE	134	MESA	1361	0.0011	0.0127	0.	0.024	100.
3	VINC	147	MESA	1361	0.0032	0.0395	0.	0.072	100.
3	MIRA	139	MESA	1361	0.00138	0.05399	0.	0.07626	100.
3	BENL	149	TERM	1601	0.0016	0.0226	0.	0.1905	100.
3	CAMP	148	TERM	1601	0.0008	0.0106	0.	0.10195	100.
3	BENL	149	CAMP	1481	0.0024	0.0332	0.	0.29245	100.
3	CAMP	148	MONA	1531	0.0017	0.0225	0.	0.1996	100.
3	CAMP	148	MONA	1532	0.0021	0.0238	0.	0.19225	100.
3	EMER	151	PINT	1571	0.0096	0.0878	0.	0.71325	100.
3	CAMP	148	EMER	1511	0.0052	0.0602	0.	0.505	100.
3	CAMP	148	EMER	1512	0.0049	0.0537	0.	0.44215	100.
3	CAMP	148	SPAN	1581	0.0012	0.0172	0.	0.14935	100.
3	EMER	151	SIGU	1591	0.0034	0.0374	0.	0.3104	100.
3	EMER	151	SIGU	1592	0.0034	0.0372	0.	0.3091	100.
3	MONA	153	SIGU	1591	0.0038	0.034	0.	0.2912	100.
3	MONA	153	SIGU	1592	0.0032	0.0349	0.	0.2861	100.
3	BENL	150	NAUG	1541	0.0108	0.0965	0.	0.1648	100.
3	EMER	151	SPAN	1581	0.0034	0.0392	0.	0.3262	100.
3	CANA	29	NORT	751	0.00083	0.0239	0.	1.65	100.
3	HANF	73	MONT	641	0.0007	0.074	0.	2.435	100.
3	MALI	78	MALI	1611	0.	-0.0072	0.	0.	100.
3	MALI	161	MALI	1621	0.00103	0.02338	0.	0.7902	100.
3	MALI	162	ROUN	1071	0.	-0.0072	0.	0.	100.
3	MALI	78	MALI	1631	0.	-0.00864	0.	0.	100.
3	MALI	163	MALI	1641	0.00107	0.0247	0.	0.7635	100.
3	MALI	164	ROUN	1071	0.	-0.0072	0.	0.	100.
3	MALI	78	MALI	1651	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	MALI	165	MALI	1661	0.00103	0.0323	0.	1.398	100.
3	MALI	166	OLIN	1041	0.	-0.01	0.	0.	100.
3	MIDW	102	MIDW	1671	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	MIDW	167	MIDW	1681	0.00123	0.02659	0.	0.99351	100.
3	MIDW	168	VINC	1461	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	MIDW	102	MIDW	1691	0.	-0.00944	0.	0.	100.
3	MIDW	169	MIDW	1701	0.00123	0.02662	0.	0.9944	100.
3	MIDW	170	VINC	1461	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	MIDW	102	MIDW	1711	0.	-0.00935	0.	0.	100.
3	MIDW	171	MIDW	1721	0.00112	0.02517	0.	0.91793	100.
3	MIDW	172	VINC	1461	0.	-0.0084	0.	0.	100.
3	LUGO	135	VICT	621	0.0002	0.0041	0.	0.1481	100.
3	ELDO	132	VICT	621	0.00179	0.02524	0.	0.26773	100.
3	ELDO	132	VICT	622	0.00179	0.02524	0.	0.26773	100.
3	PARD	143	SYLM	591	0.00065	0.01187	0.	0.02336	100.
3	PARD	143	SYLM	592	0.00065	0.01187	0.	0.02336	100.
3	EAGL	130	SYLM	591	0.0014	0.0264	0.	0.051	100.
3	NAVA	10	ELDO	1321	0.0028	0.0211	0.	0.5097	100.
3	PALO	14	DEVE	1291	0.00259	0.02967	0.	1.0765	100.
3	PALO	14	DEVE	1292	0.00259	0.02967	0.	1.0765	100.
3	BURN	76	BURN	1731	0.	-0.02667	0.	0.	100.
3	BURN	173	SUMM	811	0.00122	0.02373	0.	1.10355	100.
3	BENL	149	MIDP	801	0.0062	0.0673	0.	0.5578	100.
3	INTE	42	MONA	1531	0.0018	0.0245	0.	0.2196	100.
3	INTE	42	MONA	1532	0.0018	0.0245	0.	0.2196	100.
3	PINT	156	FOUR	61	0.0048	0.0436	0.	0.3539	100.

C.2.4. 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

41CRAI	3	HAYD	91	0.	0.015	0.	0.	100.	1.
41CORO	1	CORO	21	0.	0.012	0.	0.	100.	.9718173
41FOUR	5	FOUR	61	0.	0.011	0.	0.	100.	.9407338
41FOUR	5	FOUR	62	0.	0.011	0.	0.	100.	.9407338

Suite des données des transformateurs...

41FOUR	6	FCNG	71	0.	0.0059	0.	0.	100.	1.
41FOUR	6	FOUR	81	0.00028	0.0138	0.	0.	100.	1.
41FOUR	6	FOUR	82	0.00029	0.0139	0.	0.	100.	1.
41NAVA	10	NAVA	111	0.	0.00666	0.	0.	100.	.9259259
41PALO	14	PALO	131	0.00006	0.00539	0.	0.	100.	.9040774
41SAN	15	SJUA	161	0.	0.006	0.	0.	100.	.9583134
41CANA	30	CA23	311	0.	0.01	0.	0.	100.	.9090909
41CANA	29	CANA	281	0.	0.0015	0.	0.	100.	0.952381
41CA23	32	CMAI	331	0.	0.002	0.	0.	100.	1.
41VICT	62	VICT	611	0.0002	0.0233	0.	0.	100.	1.021555
41INTE	42	INTE	431	0.	0.0052	0.	0.	100.	.9756098
41MONT	64	MONT	631	0.	0.005	0.	0.	100.	.9174312
41MIDP	79	MIDP	801	0.	0.0072	0.	0.	100.	0.952381
41NORT	75	NORT	741	0.	0.0025	0.	0.	100.	.9380863
41CELI	70	CELI	691	0.	0.002	0.	0.	100.	.9771351
41BIG	66	BIG	651	0.00085	0.02845	0.	0.	100.	1.012863
41BIG	67	BIG	661	0.00018	0.01071	0.	0.	100.	.9767532
41BIG	67	BIG	662	0.00008	0.00667	0.	0.	100.	.9767532
41JOHN	71	JOHN	721	0.	0.0041	0.	0.	100.	.9109957
41BIG	66	DALL	681	0.	0.0113	0.	0.	100.	.9564801
41ROUN	105	ROUN	1061	0.	0.0192	0.	0.	100.	1.090037
41ROUN	106	ROUN	1071	0.00009	0.01578	0.	0.	100.	.8936551
41TEVA	111	TEVA	1121	0.	0.004	0.	0.	100.	1.057977
41TEVA	109	TEVA	1101	0.	0.015	0.	0.	100.	1.099989
41TEVA	110	TEVA	1121	0.00018	0.01134	0.	0.	100.	.8936551
41MIDW	103	MIDW	1021	0.00027	0.01578	0.	0.	100.	.8936551
41MIDW	103	MIDW	1022	0.00018	0.01079	0.	0.	100.	.8936551
41DIAB	97	DIAB	981	0.	0.0098	0.	0.	100.	0.952381
41VINC	146	VINC	1471	0.	0.01149	0.	0.	100.	.9406453
41VINC	146	VINC	1472	0.	0.01149	0.	0.	100.	.9406453
41VINC	146	VINC	1473	0.	0.01149	0.	0.	100.	.9406453
41ELDO	131	ELDO	1321	0.	0.015	0.	0.	100.	1.004016
41MOHA	140	MOHA	1411	0.	0.0098	0.	0.	100.	0.952381
41LITE	133	LITE	1341	0.	0.0035	0.	0.	100.	1.021764
41MIRA	137	MIRA	1381	0.	0.005	0.	0.	100.	1.01595
41MIRA	138	MIRA	1391	0.	0.005	0.	0.	100.	1.
41STA	50	STA	491	0.00059	0.01491	0.	0.	100.	.9983028
41STA	51	STA	491	0.00059	0.01491	0.	0.	100.	.9983028
41STA	52	STA	491	0.0003	0.0133	0.	0.	100.	1.
41STA	52	STA	492	0.0003	0.0134	0.	0.	100.	1.
41STA	54	STA	531	0.00013	0.01386	0.	0.	100.	.9895112
41STA	54	STA	532	0.00013	0.01386	0.	0.	100.	.9895112
41ADEL	36	RINA	461	0.00013	0.00693	0.	0.	100.	0.952381
41HAYN	40	HAYN	411	0.00058	0.02535	0.	0.	100.	0.953198
41RINA	47	RINA	461	0.00026	0.01386	0.	0.	100.	0.952381
41RINA	46	OWEN	451	0.00499	0.11473	0.	0.	100.	.9543806
41CAST	37	CAST	381	0.0005	0.0238	0.	0.	100.	1.
41SYLM	58	SYLM	591	0.	0.0012	0.	0.	100.	.9868746
41PARD	142	PARD	1431	0.	0.01	0.	0.	100.	1.013069
41CRAI	3	CRAI	41	0.	0.01238	0.	0.	100.	1.
41EMER	151	EMER	1521	0.0002	0.0058	0.	0.	100.	1.014713
41PINT	157	PINT	1561	0.	0.0195	0.	0.	100.	1.
41BENL	149	BENL	1501	0.0003	0.0181	0.	0.	100.	1.
41NAUG	154	NAUG	1551	0.0005	0.0141	0.	0.	100.	.9444655
41MIDP	80	BRID	341	0.	0.0046	0.	0.	100.	1.

C.2.5. Réglages des correcteurs

LFC, PSS (VI.3.1) :

mach 63 : T1 = 0,2 ; T2 = 1,0 ; T3 = 0,18 ; T4 = 1,2 ; Tw = 15,0 ; Kpss = 15,0.

mach 74 : T1 = 0,09 ; T2 = 10,5 ; T3 = 0,09 ; T4 = 10,5 ; Tw = 15,0 ; Kpss = 15,0.

RFC-LMI sans retard (VI.3.1), input $\Delta Pa_{\text{local}} - \Delta Pa_{\text{remote}}$:

(format Eurostag .grm)

	29	30	31	32
A01B1	-1.107	-1.03700	.3638000	0.2287
A11B1	0.09939	0.1093	-0.05375	0.03454
A21B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
B11B1	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965
B21B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
A01B2	-0.06007	0.03919	-0.08432	0.0206
A11B2	-0.01154	0.005747	-0.03774	-0.02562
A21B2	-.004413	0.001821	-.002879	-.002524
B11B2	.1694000	.1694000	.1694000	.1694000
B21B2	0.05357	0.05357	0.05357	0.05357
A02B1	.4999000	0.7511	0.8154	.3472000
A12B1	-0.01973	0.1358	-.009331	-0.05787
A22B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
B12B1	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965
B22B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
A02B2	0.03117	-.002092	0.03918	0.01229
A12B2	0.01033	-.002389	0.01031	0.004652
A22B2	.0006952	-.000287	.0004535	.0003977
B12B2	.1694000	.1694000	.1694000	.1694000
B22B2	0.05357	0.05357	0.05357	0.05357
A03B1	.4403000	0.4258	0.7845	.4493000
A13B1	0.01989	0.0777	0.07283	0.0228
A23B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
B13B1	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965
B23B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
A03B2	0.01236	0.02258	0.04996	0.01406
A13B2	0.01633	-.003633	0.01641	0.009295
A23B2	0.001421	-.000586	.0009273	.0008131
B13B2	.1694000	.1694000	.1694000	.1694000
B23B2	0.05357	0.05357	0.05357	0.05357
A04B1	7.709000	9.412000	6.279000	3.031000
A14B1	.9223000	.9373000	1.123000	.3192000
A24B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
B14B1	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965
B24B1	0.01899	0.01899	0.01899	0.01899
A04B2	-.009438	0.003218	-.007698	-.006354
A14B2	-.001319	.0006123	-.000678	-.000677
A24B2	-.000438	0.001809	-.000286	-.000251
B14B2	.1694000	.1694000	.1694000	.1694000
B24B2	0.05357	0.05357	0.05357	0.05357

Le correcteur a la forme : $u(i) = \Sigma[K(i,j) * y(j)]$

$$\text{où } K(i,j) \rightarrow K(s) = \left(\frac{A2iB1s^2 + A1iB1s + A0iB1}{B2iB1s^2 + B1iB1s + 1} \right) \left(\frac{A2iB2s^2 + A1iB2s + A0iB2}{B2iB2s^2 + B1iB2s + 1} \right)$$

RFC-LMI avec retard (VI.3.2), input $\Delta\omega_{\text{local}} - \Delta\omega_{\text{remote}}$:

$$u(i) = \Sigma[K(i,j) * y(j)]$$

$$K(i,j) = \begin{bmatrix} -7,7636 & 0,7572 & 4,1450 & -16,3343 \\ -3,1135 & -12,9780 & 3,6820 & -7,5778 \\ -4,9755 & -1,8002 & -18,5161 & -5,2804 \\ 2,9072 & 6,5044 & 8,1221 & 5,1970 \end{bmatrix}$$

Références de l'Annexe C

- [And-77] ANDERSON P.M., FOUAD A.A. Fouad. *Power System Control and Stability*, Ames: The Iowa State University Press, 1977.
- [Duo-92] DOUARD G., GIARD A., JEROSOLIMSKI M., MEYER B. Meyer, « Eurostag: Presentation of the Program and of an Application », *IERE Workshop sur « New Issues in Power System Simulation »*, Caen, France, mars 1992, pp. 30-36.
- [Eur-95] Eurostag for UNIX, « Notes de release V2.3 », Tractebel - Electricité de France, mars 1995.
- [Eur-96] Eurostag pour UNIX, « Notes de release V2.4Beta », Tractebel - Electricité de France, juin 1996.
- [Eur-97] Eurostag pour UNIX, « Notes de release V3.1 », Tractebel - Electricité de France, septembre 1997.
- [Iee-94] IEEE Power Engineering Society System Oscillations Working Group, « Inter-Area Oscillations in Power Systems », IEEE #95-TP-101, octobre 1994.
- [Kun-94] KUNDUR P., *Power System Control and Stability*, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [Mat-94] MATLAB® pour UNIX, « Guide utilisateur V4.2c. The MathWorks, Inc., Natick, MA, 1994.
- [Pai-89] PAI M.A., *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1989.

ANNEXE D

Logiciels de calcul et de l'analyse

D.1. initcond.m

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% File Name: initcond.m
%
% Purpose: Calculate initial conditions and internal machine parameters
%          for state matrix development from given machine external
%          parameters
%
% Notes:
%
% 1. Input Data
%
%    This program uses the external machine parameters and time constants:
%
%    ra      stator resistance, pu
%    Xl      stator leakage inductance, pu
%    Xd      d-axis synchronous reactance, pu
%    Xdp     d-axis transient reactance, pu
%    Xdpp    d-axis sub-transient reactance, pu
%    Xq      q-axis reactance, pu
%    Xqp     q-axis transient reactance, pu
%    Xqpp    q-axis sub-transient reactance, pu
%    Tpdo    d-axis open circuit transient time constant, sec
%    Tppdo   d-axis open circuit sub-transient time constant, sec
%    Tpqo    q-axis open circuit transient time constant, sec
%    Tppqo   q-axis open circuit sub-transient time constant, sec
%
% Note: Matlab uses the ' character to denote the transposition of a matrix.
%       Therefore, for the variables, "p" denotes "prime" and "pp" "double
%       prime."
%
% From the Eurostag load flow:
%
% SN      nominal power (power base, MVA)
% PN      turbine rated power, MW
% UN      nominal voltage (voltage base, kV)
% Po      Polf/PN in pu
% Qo      Qolf/PN in pu
% U       Ulf/UN in pu
% theta   voltage angle, degrees
%
% 2. Output
%
%    This program calculates the four-winding machine model values:
%
%    ra      stator resistance, pu (Given, NOT calculated)
%    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
%
%    This program calculates the initial conditions:
%
%    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      shaft torque, pu                                  %
% efdo     field excitation voltage, pu                       %
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Start of Program -----
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Part One
% Eurostag Machine Parameter Conversion - External to Internal
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Input Values -----
% Machine Parameters (External)
Xd = 1.8;
Xpd = 0.3;
Xppd = 0.25;
Xq = 1.7;
Xpq = 0.55;
Xppq = 0.25;
ra = 0.0025;
Xl = 0.2;
Tpdo = 8.0;
Tppdo = 0.03;
Tpqo = 0.4;
Tppqo = 0.05;
inputd = [Xd Xpd Xppd Tpdo Tppdo];
inputq = [Xq Xpq Xppq Tpgo Tppqo];
inputmut = [ra Xl];
%-----End of Parameter Input %
% Eurostag 4-winding calculations -----
% d-axis values -----
omegao = 120*pi;
Tpd = Xpd*(Tpdo/Xd);
Tppd = Xppd*(Tppdo/Xpd);
dB1 = (Tpdo + Tppdo)*omegao;
dB2 = (Tpd + Tppd)*omegao;
dC1 = (Tpdo*Tppdo)*(omegao*omegao);
dC2 = (Tpd*Tppd)*(omegao*omegao);
ld = Xl;
Md = Xd - Xl;
dX = (Md*ld)/Xd;
dP = (dB1/Md) - (dB2/dX);
dQ = (1/dX) - (1/Md);
dB = dC2 - dC1*(ld/Xd);
dRAD = sqrt(1 - (4*dB*ld*dQ*dQ)/(dX*dP*dP));
dV1 = (-0.5*dP*(1+dRAD))/dQ;
dV2 = (-0.5*dP*(1-dRAD))/dQ;
dV = [dV1; dV2];
dU1 = (dB*ld)/(dX*dV1);
dU2 = (dB*ld)/(dX*dV2);
dU = [dU1; dU2];
dZ1 = (dB*ld) + (Md*dV1)*(dB2+(dP/dQ));
dZ2 = (dB*ld) + (Md*dV2)*(dB2+(dP/dQ));
dE1 = (dC1 - (dZ1/dX))/(Md*(dU1-dV1));
dE2 = (dC1 - (dZ2/dX))/(Md*(dU2-dV2));
dE = [dE1; dE2];
drf1 = 1/dE1;
drf2 = 1/dE2;
drf = [drf1; drf2];
dalf = (Tpd*Md - Tpdo*dX)/(Tpdo-Tpd);
darf = (Md+dalf)/(Tpdo*omegao);
% selection of rf value
dummyd1 = abs(darf-drf1);
dummyd2 = abs(darf-drf2);
if dummyd1 < dummyd2
    selectiond = 1;
else
    selectiond = 2;

```

```

end
dF = ((dB2+(dP/dQ))/dX) - (dE(selectiond));
rD = 1/dF;
lD = rD*(dU(selectiond));
rf = drf(selectiond);
lf = rf*(dV(selectiond));
% d-axis output
outputd = [Md ld rf lf rD lD];
%-----End of d-axis calculations %
% q-axis values -----%
Tpq = Xpq*(Tpqo/Xq);
Tppq = Xppq*(Tppqo/Xpq);
qB1 = (Tpqo + Tppqo)*omegao;
qB2 = (Tpq + Tppq)*omegao;
qC1 = (Tpqo*Tppqo)*(omegao*omegao);
qC2 = (Tpq*Tppq)*(omegao*omegao);
lq = Xl;
Mq = Xq - Xl;
qX = (Mq*lq)/Xq;
qP = (qB1/Mq) - (qB2/qX);
qQ = (1/qX) - (1/Mq);
qB = qC2 - qC1*(lq/Xq);
qRAD = sqrt(1 - (4*qB*lq*qQ*qQ)/(qX*qP*qP));
qV1 = (-0.5*qP*(1+qRAD))/qQ;
qV2 = (-0.5*qP*(1-qRAD))/qQ;
qV = [qV1; qV2];
qU1 = (qB*lq)/(qX*qV1);
qU2 = (qB*lq)/(qX*qV2);
qU = [qU1; qU2];
qZ1 = (qB*lq) + (Mq*qV1)*(qB2+(qP/qQ));
qZ2 = (qB*lq) + (Mq*qV2)*(qB2+(qP/qQ));
qE1 = (qC1 - (qZ1/qX))/(Mq*(qU1-qV1));
qE2 = (qC1 - (qZ2/qX))/(Mq*(qU2-qV2));
qE = [qE1; qE2];
qrQ1 = 1/qE1;
qrQ2 = 1/qE2;
qrQ = [qrQ1; qrQ2];
qalQ1 = (Tpq*Mq - Tpqo*qX)/(Tpqo-Tpq);
qarQ1 = (Mq+qalQ1)/(Tpqo*omegao);
% selection of rQ value
dummyq1 = abs(qarQ1-qrQ1);
dummyq2 = abs(qarQ1-qrQ2);
if dummyq1 < dummyq2
    selectionq = 1;
else
    selectionq = 2;
end
qF = ((qB2+(qP/qQ))/qX) - (qE(selectionq));
rQ2 = 1/qF;
lQ2 = rQ2*(qU(selectionq));
rQ1 = qrQ(selectionq);
lQ1 = rQ1*(qV(selectionq));
% q-axis output
outputq = [Mq lq rQ1 lQ1 rQ2 lQ2];
%-----End of q-axis calculations %
%-----End of External Value to Internal Value Conversion %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Part Two
% Eurostag Initial Conditions Calculation
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Input Values -----%
% From Load Flow
UN = 20.0;
PN = 800.0;
SN = 900.0;
Polf = 700.0;
Qolf = 400.0;
Ulf = 20.0;
theta = 25.0;
Po = Polf/SN;
Qo = Qolf/SN;
U = Ulf/UN;
%-----End of Load Flow Values Input %
% Initial Conditions Calculation -----%
% machine terminal voltage
UoR = U*sin(theta);
UoI = U*cos(theta);
% machine node injection current
IoR = (Po*UoR + Qo*UoI) / (UoR*UoR + UoI*UoI);
IoI = (Po*UoI - Qo*UoR) / (UoR*UoR + UoI*UoI);

```

```

% q-axis position
thetao = atan((UoI+omegao*(Mq+lq)*IoR+ra*IoI)/(UoR+ra*IoR-omegao*(Mq+lq)*IoI));
% Park voltages and currents
udo = (UoR*sin(thetao)) - (UoI*cos(thetao));
uqo = (UoR*cos(thetao)) + (UoI*sin(thetao));
ido = ((IoR*sin(thetao)) - (IoI*cos(thetao)))*(100/SN);
iqo = ((IoR*cos(thetao)) + (IoI*sin(thetao)))*(100/SN);
% mutual fluxes
lambdaado = (-1.0/omegao)*(uqo + ra*iqo + omegao*ld*ido);
lambdaaao = (-1.0/omegao)*(udo + ra*ido - omegao*lq*iqo);
% field excitation current
ifo = (lambdaado/Md) - ido;
% winding fluxes
lambdaQ1o = lambdaaao;
lambdaQ2o = lambdaQ1o;
lambdaado = lambdaado + ifo;
lambdaafo = (lambdaado + (lf*ifo));
% shaft torque
cmo = ((-lambdaado*iqo) + (lambdaaao*ido))*(100/SN);
% field excitation voltage
efdo = -Md*ifo;
%-----End of Initial Values Calculations %
%-----End of Program %
%-----%
% 1996 A.F.Snyder, VPI&SU/LEG %
%-----%

```

D.2. matrixab.m

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% File Name: matrixab.m
%
% Purpose: Calculate Eurostag A and B Matrix coefficients from machine
% data and load flow initial conditions parameters
%
% Follows: initcond.m, using the output variables of:
%
% . ra stator resistance, pu (Given, NOT calculated)
% 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
% lambdaaao 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
% lambdaafo field flux
% cmo shaft torque, pu
% efdo field excitation voltage, pu
%
% Notes:
%
% Uses differential and algebraic state equation derivation from
% Eurostag V2.3 theory manual
%
% System in the form of DXdot = A DX + B DU, with DXdot consisting of:
% omega
% theta
% lambdaaf
% lambdaad
% lambdaQ1
% lambdaQ2
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Start of Program -----
% Initialization of Variables -----
% Initial Frequency
freqo = 60.0;
% Inertial Constant Input
H = 6.5;
% Temporary Variable Calculation
LppMD = (1/Md) + (1/lf) + (1/LD);
LppMD = 1/LppMD;
LpMQ = (1/Mq) + (1/lQ1) + (1/lQ2);
LpMQ = 1/LpMQ;
r2denom = (ra*ra) + (lq + LpMQ)*(ld + LppMD);
Lnumer = LpMQ - LppMD + lq - ld;
%-----End of Variable Initialization %
% A Matrix Coefficients -----
% The partial of d/dt(omega) with respect to each of the variables, row one
A11 = 0;
dIQtheta = ((ra*UoR*sin(thetao))-
(ra*UoI*cos(thetao))+((ld+LppMD)*UoR*cos(thetao))+((ld+LppMD)*UoI*sin(thetao)))/(r2denom);
dIDtheta = ((-ra*UoI*sin(thetao))-
(ra*UoR*cos(thetao))+((lq+LpMQ)*UoR*sin(thetao))-
((lq+LpMQ)*UoI*cos(thetao)))/(r2denom);

```

```

A12 = ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQtheta + ((LppMD)/(2*H*1D))*lambdado*dIQtheta -
((LpMQ)/(2*H*1Q1))*lambdaQ1o*dIDtheta - ((LpMQ)/(2*H*1Q2))*lambdaQ2o*dIDtheta -
((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQtheta - ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDtheta;
dIQf = (-ra*(LppMD/lf))/(r2denom);
dIDf = ((1q+LpMQ)*(LppMD/lf))/(r2denom);
A13 = ((LppMD)/(2*H*lf))*iqo + ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQf +
((LppMD)/(2*H*1D))*lambdado*dIQf + ((LpMQ)/(2*H*1Q1))*lambdaQ1o*dIDf +
((LpMQ)/(2*H*1Q2))*lambdaQ2o*dIDf - ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQf - ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDf;
dIQd = (-ra*(LppMD/1D))/(r2denom);
dIDD = ((1q+LpMQ)*(LppMD/1D))/(r2denom);
A14 = ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQd + ((LppMD)/(2*H*1D))*iqo +
((LppMD)/(2*H*1D))*lambdado*dIQd + ((LpMQ)/(2*H*1Q1))*lambdaQ1o*dIDD +
((LpMQ)/(2*H*1Q2))*lambdaQ2o*dIDD - ((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQd - ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDD;
dIQQ1 = (-ld+LppMD)*(LpMQ/1Q1))/(r2denom);
dIDQ1 = (ra*(LpMQ/1Q1))/(r2denom);
A15 = ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQQ1 + ((LppMD)/(2*H*1D))*lambdado*dIQQ1 -
((LpMQ)/(2*H*1Q1))*ido - ((LpMQ)/(2*H*1Q1))*lambdaQ1o*dIDQ1 - ((LpMQ)/(2*H*1Q2))*lambdaQ2o*dIDQ1 -
((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQQ1 - ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDQ1;
dIQQ2 = (-ld+LppMD)*(LpMQ/1Q2))/(r2denom);
dIDQ2 = (ra*(LpMQ/1Q2))/(r2denom);
A16 = ((LppMD)/(2*H*lf))*lambdafo*dIQQ2 + ((LppMD)/(2*H*1D))*lambdado*dIQQ2 -
((LpMQ)/(2*H*1Q1))*lambdaQ1o*dIDQ2 - ((LpMQ)/(2*H*1Q2))*ido - ((LpMQ)/(2*H*1Q2))*lambdaQ2o*dIDQ2 -
((Lnumer)/(2*H))*ido*dIQQ2 - ((Lnumer)/(2*H))*iqo*dIDQ2;
%-----End of row one %
% The partial of d/dt(theta) with respect to each of the variables, row two
A21 = omegao;
A22 = 0.0;
A23 = 0.0;
A24 = 0.0;
A25 = 0.0;
A26 = 0.0;
%-----End of row two %
% The partial of d/dt(lambdaf) with respect to each of the variables, row 3
omo = 2*frego*pi;
A31 = 0.0;
prelf = (omo*rf*LppMD)/lf;
A32 = prelf*dIDtheta;
A33 = -((omo*rf)/lf) + ((omo*rf*LppMD)/(lf*1f)) - prelf*dIDf;
A34 = ((omo*rf*LppMD)/(1f*1D)) - prelf*dIDD;
A35 = prelf*dIDQ1;
A36 = prelf*dIDQ2;
%-----End of row 3 %
% The partial of d/dt(lambdad) with respect to each of the variables, row 4
A41 = 0.0;
prelD = (omo*rD*LppMD)/1D;
A42 = prelD*dIDtheta;
A43 = ((omo*rD*LppMD)/(1f*1D)) - prelD*dIDf;
A44 = ((omo*rD*LppMD)/(1D*1D)) - ((omo*rD)/1D) - prelD*dIDD;
A45 = prelD*dIDQ1;
A46 = prelD*dIDQ2;
%-----End of row 4 %
% The partial of d/dt(lambdaQ1) with respect to each of the variables, row 5
A51 = 0.0;
prelQ1 = (omo*rQ1*LpMQ)/(1Q1);
A52 = prelQ1*dIQtheta;
A53 = prelQ1*dIQf;
A54 = prelQ1*dIQd;
A55 = ((omo*rQ1*LpMQ)/(1Q1*1Q1)) - ((omo*rQ1)/1Q1) - prelQ1*(-dIQQ1);
A56 = ((omo*rQ1*LpMQ)/(1Q1*1Q2)) - prelQ1*(-dIQQ2);
%-----End of row 5 %
% The partial of d/dt(lambdaQ2) with respect to each of the variables, row 6
A61 = 0.0;
prelQ2 = (omo*rQ2*LpMQ)/(1Q2);
A62 = prelQ2*dIQtheta;
A63 = prelQ2*dIQf;
A64 = prelQ2*dIQd;
A65 = ((omo*rQ2*LpMQ)/(1Q1*1Q2)) - prelQ2*(-dIQQ1);
A66 = ((omo*rQ2*LpMQ)/(1Q2*1Q2)) - ((omo*rQ2)/1Q2) - prelQ2*(-dIQQ2);
%-----End of row 6 %
%-----End of A Matrix Coefficient Calculation %
% B Matrix Coefficients -----%
B11 = (PN/200*H)*cmo;
B12 = 0.0;
B21 = 0.0;
B22 = 0.0;
B31 = 0.0;
B32 = -(omo*rf)/Md;
B41 = 0.0;
B42 = 0.0;
B51 = 0.0;

```

```

B52 = 0.0;
B61 = 0.0;
B62 = 0.0;
%-----End of B Matrix Coefficient Calculation %
% Matrix Formulation -----%
MatrixA = [A11 A12 A13 A14 A15 A16
           A21 A22 A23 A24 A25 A26
           A31 A32 A33 A34 A35 A36
           A41 A42 A43 A44 A45 A46
           A51 A52 A53 A54 A55 A56
           A61 A62 A63 A64 A65 A66];
MatrixB = [B11 B12
           B21 B22
           B31 B32
           B41 B42
           B51 B52
           B61 B62];
NDIFF = 6;
%-----End of Matrix Formulation %
%-----End of Program %
% 1996 A.F.Snyder, VPI&SU/LEG %
%-----%

```

D.3. eigval.m

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%   Filename: eigval.m
%
%   Purpose:  Eigenvalues, Frequency, Damping, Left and Right Eigenvector
%             and Participation Factor calculation for a given a Matrix
%
%   Follows:  matrixab.m
%
%   Variable Name      Definition
%   -----
%   MatrixA            A Matrix from matrixab.m
%   REV                Right Eigenvector
%   LEV                Scaled Left Eigenvector
%   eigenvalue(i)      Column Vector of i Eigenvalues (Eval)
%   wdn(i)             Damped Natural Frequency of ith Eval, rad/sec
%   fdn(i)             Damped Natural Frequency of ith Eval, Hz
%   damping(i)         Damping Coefficient of ith eval
%   PF(i,j)            Participation Factor, REV*LEV
%   MODE(i)            Oscillatory Modes
%   PFMODE(i,j)        Participation Factor of Mode(i)
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Start of Program-----
% Eigenvalue and Right Eigenvector Calculation -----
[REV,EVR] = eig(MatrixA);
% [REV,EVR] = eig(FULL_ARED) returns the matrices EVR and REV where
% EVR is a diagonal matrix of the eigenvalues of FULL_ARED and
% REV is a full matrix whose columns are the corresponding
% right eigenvectors so that FULL_ARED * REV = REV * EVR
eigenvalue = diag(EVR);
% "eigenvalue" is a column vector containing the eigenvalues
%-----Matlab Default Function, Left Eigenvector not Normalized-----
%[LEV,EVL] = eig(FULL_ARED');
%LEV = LEV';
% Creates diagonal matrix EVL of eigenvalues and a full matrix
% LEV whose columns are the corresponding left eigenvectors satisfying
% LEV * FULL_ARED = EVL * LEV
% The eigenvalues in EVR and EVL are the same, but not in the same order
%-----
% Normalized Left Eigenvector Calculation -----
LEV=inv(REV);
%-----End of Eigenvector Calculation %
% Participation Factor Calculation -----
% Note: NOT for each Mode, but for each Eigenvalue
for i = 1:NDIFF
    for j = 1:NDIFF
        PF(i,j) = REV(i,j) * LEV(j,i);
    end
end
% Calculates the participation factors, dimensionless measures of the
% state xk in mode i (Pki = pki * qki, p = right eigenvector,
% q = left eigenvector)
% Oscillatory Mode Participation Factor Calculation -----
% Eliminate the conjugate eigenvalues and calculate the participation
% factor associated with each mode of oscillation
% LOOP allows the elimination of the conjugate eigenvalues
% (The complex conjugate existing in "eigenvalue")
% OSC = number of oscillatory modes
% MODE = vector with one eigenvalue associated with each oscillatory
% mode
% PFMODE = matrix with the participation factor of each oscillatory mode
LOOP=0;
OSC=1;
for i=1:NDIFF-1
    if LOOP == 0
        % do not eliminate the eigenvalue
        if abs(imag(eigenvalue(i))) > 0
            % complex eigenvalue
            if (eigenvalue(i) == conj(eigenvalue(i+1)))
                % conjugate eigenvalue
                MODE(OSC)=eigenvalue(i);
                for j=1:NDIFF
                    PFMODE(j,OSC)=PF(j,i)+PF(j,i+1);
                end
                % sum of the two participation factors
                % of the two eigenvalues
            end
        end
    end
end

```

```

                                LOOP=1;
                                % allow the elimination of the conjugate
                                % during the next iteration
                                end
else                                % real eigenvalue case
MODE(OSC)=eigenvalue(i);
for j=1:NDIFF
    PFMODE(j,OSC)=PF(j,i);
end
end
OSC=OSC+1;
else
    LOOP=0;
end
end
OSC=OSC-1;
%-----End of Participation Factor Calculation %
% Results Output -----%
% Save Participation Factors in the file "eigvalpf.afs"
% lines = oscillatory modes
% colomns = state variables
fid = fopen('eigvalpf.afs','w');
i=0;
fprintf(fid,'%8.4f',i);
for i=1:NDIFF
    fprintf(fid,'%8.4f',i);
end
fprintf(fid,'\n');
for i=1:OSC
    fprintf(fid,'%8.4f',i);
    for j=1:NDIFF
        fprintf(fid,'%8.4f',PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid,'\n');
end
fclose(fid);
% Save the eigenvalues, oscillation frequency and damping in the file
% "eigvaldamp.afs"
fid = fopen('eigvaldamp.afs','w');
for i=1:OSC
    wdn(i)=abs(imag(MODE(i)));
    sgma(i)=real(MODE(i));
    fdn(i)=wdn(i)/(2*pi);
    damping(i)=-sgma(i)/sqrt(sgma(i)*sgma(i)+wdn(i)*wdn(i));
% wdn(i) = oscillation corresponding to each (eigenvalue) MODE(i)
% sgma(i) = real part of each MODE(i)
% fdn(i) = frequency of the oscillatory mode of each (eigenvalue) MODE(i)
% damping(i) = damping coefficient corresponding to each (eigenvalue)
% MODE(i)
    fprintf(fid,'%8.0f %10.4f %10.4f %10.4f %10.4f\n',i, sgma(i), imag(MODE(i)), fdn(i),
damping(i));
end
%-----End of Results Output %
%-----End of Program %
%*****
% 1996 A.F.Snyder, VPI&SU/LEG
%
% In collaboration with:
% M. P. Houry, EDF
% J. C. Passelergue, LEG
%*****

```

D.4. eigalyze.m

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%   Filename: eigst29_wsc5a_lmi.m
%
%   Purpose: Eigenvalues, Frequency, Damping, Left and Right Eigenvector
%            Participation Factor, Controllability and Observability
%            Indices calculations for the Eurostag-provided state-space
%            system
%
%   Output:  -eig.tst      Eigenvalues
%            -frdm.tst    Mode Frequency and Damping Ratio
%            -rev.tst     Right Eigenvectors
%            -pf.tst      Participation Factors
%            -ctrl.tst    Controllability Indices
%            -obsv.tst    Observability Indices
%            -lev.tst     Left Eigenvectors
%            -Amat.tst    State Matrix A Coefficients
%            -Bmat.tst    State Matrix B Coefficients
%            -Cmat.tst    State Matrix C Coefficients
%
%   Variable Name      Definition
%   -----
%   ARED               Reduced A Matrix
%   REV                Right Eigenvector
%   LEV                Scaled Left Eigenvector
%   eigenvalue(i)      Column Vector of i Eigenvalues (Eval)
%   wdn(i)             Damped Natural Frequency of ith Eval, rad/sec
%   fdn(i)             Damped Natural Frequency of ith Eval, Hz
%   damping(i)         Damping Coefficient of ith eval
%   ctrlindx           Controllability Index
%   obsvindx           Observability Index
%   PF(i,j)            Participation Factor, REV*LEV
%   MODE(i)            Oscillatory Modes
%   PFMODE(i,j)        Participation Factor of Mode(i)
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%   Eurostag Interface Notes:
%
%   Using the Eurostag algebraic-differential state equations,
%   the state equations are linearized, yielding the system
%
%       Xdot = f(X,Y) -> xdot = f0 + Mx + Ny
%       0     = g(X,Y) -> 0     = g0 + Px + Qy
%
%   where x = X - X0
%         y = Y - Y0
%         f0 = f(X0, Y0)
%         g0 = g(X0, Y0)
%
%   The linearized system information from Eurostag is available in three
%   different file types:
%       .linear      ASCII file with all variables
%       .lineared    ASCII file, algebraic equations are eliminated
%       .mat         Matlab readable file
%
%   The .linear and .mat files contain the following:
%
%   NDIFF = Number of differential variables (dimension X)
%   NVAR  = Total number of variables (differential and algebraic,
%           dimension X + Y)
%   A matrix = | M N | = sparse matrix formed by I J A(I,J)
%              | P Q |
%   V0 vector = | X0 |
%              | Y0 |
%   F0 vector = | f0 |
%              | g0 |
%
%   The .lineared file contains the same information except that the
%   matrix ARED = M-N*invQ*P is created in lieu of the matrix A.
%
%   The information derived from the .linear, .lineared and .mat files
%   is complemented by another ASCII file, .keylin, which contains the
%   information for the differential state equations and their
%   corresponding macroblocks.
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Start of Program -----
% Reduced A Matrix Construction -----
load wsc5a_lmi_setpt_200.mat
    % Load "filename.mat" (must be changed for each case)
    % Eurostag V2.4 output file containing linearized state variable data
NDIM = NVAR;
NBC = NDIM - NDIFF;
    % NDIM = Total number of variables
    % NBC = Number of B and C matrix variables (algebraic)
jaco = sparse(I,J,A);
    % sparse - Builds sparse matrix jaco (Jacobian) with matrix
    % coefficient A(i) at the Jth column and the Ith row
% Matrix A Sub-Matrix Formation -----
M = jaco(1:NDIFF,1:NDIFF);
N = jaco(1:NDIFF,NDIFF+1:NDIM);
P = jaco(NDIFF+1:NDIM,1:NDIFF);
Q = jaco(NDIFF+1:NDIM,NDIFF+1:NDIM);
    % Sparse sub-matrices M, N, P and Q built from Jacobian matrix
% Reduced Matrix Calculations -----
ARED = (M-N*inv(Q)*P);
    % Reduced A matrix calculation (ARED) = elimination of the algebraic
    % state variables
FULL_ARED = full(ARED);
    % Conversion of "sparse" matrix ARED into "full" matrix FULL_ARED
%BRED = -(N*(inv(Q)));
% Reduced B matrix calculation, size NDIFF x NDIM-NDIFF
% CRED = (-inv(Q)*P);
% Reduced C matrix calculation, size NDIM-NDIFF x NDIFF
%-----End of State Matrix Constructions %
% Eigenvalue and Right Eigenvector Calculation -----
[REV,EVR] = eig(FULL_ARED);
    % [REV,EVR] = eig(FULL_ARED) returns the matrices EVR and REV where
    % EVR is a diagonal matrix of the eigenvalues of FULL_ARED and
    % REV is a full matrix whose columns are the corresponding
    % right eigenvectors so that FULL_ARED * REV = REV * EVR
for i=1:NDIFF
    for j=1:NDIFF
        rrev(i,j) = real(REV(i,j));
        irev(i,j) = imag(REV(i,j));
    end
end
eigenvalue = diag(EVR);
    % "eigenvalue" is a column vector containing the eigenvalues
% Normalized Left Eigenvector Calculation -----
LEV=inv(REV);
for i=1:NDIFF
    for j=1:NDIFF
        rlev(i,j) = real(LEV(i,j));
        ilev(i,j) = imag(LEV(i,j));
    end
end
%-----End of Eigenvector Calculation %
% Controllability, Observability and Residus Indices -----
% Controllability Index Calculation -----
% Create B Matrix
number_u = 28;
    % number of inputs for calculations
delta_U = [478 491 502 512 523 536 546 555 564 575 591 604 615 624 ...
           635 645 653 664 674 685 695 706 716 727 738 749 760 771 ];
    % number of the state variable corresponding to the input (or output)
    % of the macroblock of interest
    % >>given by the ".keylin" file
Bmatrix(NVAR-NDIFF,number_u) = 0;
for i = 1:number_u
    Bmatrix(delta_U(i)-NDIFF,i) = +1;
end
    % creates Bmatrix entry to calculate controllability factor
Bprime = -N*inv(Q)*Bmatrix;
ctrlindx = LEV*Bprime;
for i=1:NDIFF
    for j=1:number_u
        rctrl(i,j) = real(ctrlindx(i,j));
        ictrl(i,j) = imag(ctrlindx(i,j));
    end
end
% Observability Index Calculation -----
% Create C Matrix
number_y = 104;
    % number of outputs for calculations

```

```

delta_y = [474 475 476 477 487 488 489 490 498 499 500 501 508 509 510 511 ...
          519 520 521 522 532 533 534 535 542 543 544 545 553 554 562 563 ...
          571 572 573 574 587 588 589 590 600 601 602 603 611 612 613 614 ...
          622 623 631 632 633 634 641 642 643 644 651 652 660 661 662 663 ...
          670 671 672 673 681 682 683 684 691 692 693 694 702 703 704 705 ...
          712 713 714 715 723 724 725 726 734 735 736 737 745 746 747 748 ...
          756 757 758 759 767 768 769 770 ];
% value corresponding to placement from Eurostag
% given from ".keylin" file
Cmatrix(number_y,NVAR-NDIFF) = 0;
for i=1:number_y
    Cmatrix(i,delta_y(i)-NDIFF) = 1;
end
% puts a "1" in the place for the calculations
Cprime = -Cmatrix*inv(Q)*P;
obsvindx = Cprime*REV;
% obsvindx(i,j) gives the observability of the eigenvalue j
% by the input i (delta_y)
for i=1:number_y
    for j=1:NDIFF
        robsv(i,j) = real(obsvindx(i,j));
        iobsv(i,j) = imag(obsvindx(i,j));
    end
end
% Residue Calculation -----%
resid = obsvindx*ctrlindx;
% resid(i,j) gives the residue of the eigenvalue j
% by the input i (delta_y)
for i=1:number_y
    for j=1:number_u
        rres(i,j) = real(resid(i,j));
        ires(i,j) = imag(resid(i,j));
    end
end
%-----End of Ctrl/Obsv/Res Indices %
% Participation Factor Calculation -----%
% Note: NOT for each Mode, but for each Eigenvalue
for i = 1:NDIFF
    for j = 1:NDIFF
        PF(i,j) = abs(REV(i,j) * LEV(j,i));
    end
end
% Calculates the participation factors, dimensionless measures of the
% state xk in mode i (Pki = pki * qki, p = right eigenvector,
% q = left eigenvector). Returns the magnitude of the complex number,
% the value of interest (Kundur, p. 777)
% Oscillatory Mode Participation Factor Calculation -----%
% Eliminate the conjugate eigenvalues and calculate the participation
% factor associated with each mode of oscillation
% LOOP allows the elimination of the conjugate eigenvalues
% (The complex conjugate existing in "eigenvalue")
% OSC = number of oscillatory modes
% MODE = vector with one eigenvalue associated with each oscillatory mode
% PFMODE = matrix with the participation factor of each oscillatory mode
i=0;
LOOP=0;
OSC=1;
for i=1:NDIFF-1
    if LOOP == 0
        % do not eliminate the eigenvalue
        if abs(imag(eigenvalue(i))) > 0
            % complex eigenvalue
            if (eigenvalue(i) == conj(eigenvalue(i+1)))
                % conjugate eigenvalue
                MODE(OSC)=eigenvalue(i);
                for j=1:NDIFF
                    PFMODE(j,OSC)=PF(j,i)+PF(j,i+1);
                    % sum of the two participation factors
                    % of the two eigenvalues
                end
                LOOP=1;
                % allow the elimination of the conjugate
                % during the next iteration
            end
        else
            % real eigenvalue case
            MODE(OSC)=eigenvalue(i);
            for j=1:NDIFF
                PFMODE(j,OSC)=PF(j,i);
            end
        end
        OSC=OSC+1;
    end
end

```

```

else
    LOOP=0;
end
end
OSC=OSC-1;
%-----End of Participation Factor Calculation %
% Results Output -----%
%-----%
% Save all of the Eigenvalues in %
% "FILENAME-eig.tst" %
%-----%
i=0;
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-eig.tst','w');
for i=1:NDIFF
    re(i) = real(eigenvalue(i));
    ie(i) = imag(eigenvalue(i));
    fprintf(fid,'%8.0f %11.5f %11.5f\n', i, re(i), ie(i));
end
%-----%
% Save the oscillatory mode Eigenvalues in %
% "FILENAME-eigmod.tst" %
%-----%
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-eigmod.tst','w');
i=0;
q=1;
DIM_EV=0;
for i=1:NDIFF
    re(i) = real(eigenvalue(i));
    ie(i) = imag(eigenvalue(i));
    if re(i) > 0.0
        if ie(i) < 0.0
            fprintf(fid,'%8.0f %11.5f %11.5f\n', i, re(i), ie(i));
            evsave(q) = i;
            q=q+1;
            DIM_EV=DIM_EV+1;
        end
        if ie(i) > 0.0
            fprintf(fid,'%8.0f %11.5f %11.5f\n', i, re(i), ie(i));
            evsave(q) = i;
            q=q+1;
            DIM_EV=DIM_EV+1;
        end
    end
end
end
%-----%
% Save the Modes, Oscillation Frequency and Damping in %
% "FILENAME-frdm.tst" %
%-----%
i=0;
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-frdm.tst','w');
for i=1:OSC
    wdn(i)=abs(imag(MODE(i)));
    sgma(i)=real(MODE(i));
    fdn(i)=wdn(i)/(2*pi);
    damping(i)=-sgma(i)/sqrt(sgma(i)*sgma(i)+wdn(i)*wdn(i));

    % wdn(i) = oscillation corresponding to each (eigenvalue) MODE(i)
    % sgma(i) = real part of each MODE(i)
    % fdn(i) = frequency of the oscillatory mode of each (eigenvalue) MODE(i)
    % damping(i) = damping coefficient corresponding to each (eigenvalue)
    % MODE(i)
    if imag(MODE(i)) > 0.0
        fprintf(fid,'%8.0f %10.4f %10.4f %10.4f %10.4f\n',i, sgma(i), imag(MODE(i)),
fdn(i), damping(i));
    end
end
end
%-----%
% Save Right Eigenvectors in %
% "FILENAME-rev.tst" %
% columns = vector corresponding to each eigenvalue %
%-----%
i=0;
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-rev.tst','w');
for i=1:NDIFF
    for k=1:DIM_EV
        if evsave(k)==i
            fprintf(fid,'%8.4f',i);
            fprintf(fid,'\n');
        end
    end
end
% CORO2
    fprintf(fid,'CORO2\n');

```

```

for j=1:14
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% CRAI4
fprintf(fid,'CRAI4\n');
for j=15:28
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% FCNG7
fprintf(fid,'FCNG7\n');
for j=29:42
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% HAYD9
fprintf(fid,'HAYD9\n');
for j=43:56
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% NAVA11
fprintf(fid,'NAVA11\n');
for j=57:70
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% PALO13
fprintf(fid,'PALO13\n');
for j=71:84
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% SJUA16
fprintf(fid,'SJUA16\n');
for j=85:98
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% CANA28
fprintf(fid,'CANA28\n');
for j=99:108
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');
for j=109:118
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');
for j=119:128
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% CMAI33
fprintf(fid,'CMAI33\n');
for j=129:138
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');
for j=139:148
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');
for j=149:158
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% BRID34
fprintf(fid,'BRID34\n');
for j=159:172
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
% CAST38
fprintf(fid,'CAST38\n');
for j=173:183
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

```

```

% HAYN41
fprintf(fid,'HAYN41\n');
for j=184:197
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% INTE43
fprintf(fid,'INTE43\n');
for j=198:211
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% OWEN45
fprintf(fid,'OWEN45\n');
for j=212:225
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% MONT63
fprintf(fid,'MONT63\n');
for j=226:235
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
for j=236:245
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');
for j=246:255
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');

% DALL68
fprintf(fid,'DALL68\n');
for j=256:269
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% JOHN72
fprintf(fid,'JOHN72\n');
for j=270:283
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% NORT74
fprintf(fid,'NORT74\n');
for j=284:293
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');
for j=294:303
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');
for j=304:313
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n');

% DIAB98
fprintf(fid,'DIAB98\n');
for j=314:327
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% ROUN105
fprintf(fid,'ROUN105\n');
for j=328:341
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% TEVA109
fprintf(fid,'TEVA109\n');
for j=342:355
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));
end
fprintf(fid,'\n\n');

% TEVA111
fprintf(fid,'TEVA111\n');
for j=356:369
    fprintf(fid,'%8.4f %8.4f',rrev(j,i),irev(j,i));

```

```

end
fprintf(fid, '\n\n');
% ELDO131
fprintf(fid, 'ELDO131\n');
for j=370:383
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
% LITE133
fprintf(fid, 'LITE133\n');
for j=384:397
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
% MIRA137
fprintf(fid, 'MIRA137\n');
for j=398:411
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
% MOHA141
fprintf(fid, 'MOHA141\n');
for j=412:425
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
% PARD142
fprintf(fid, 'PARD142\n');
for j=426:439
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
% EMER152
fprintf(fid, 'EMER152\n');
for j=440:453
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
% NAUG155
fprintf(fid, 'NAUG155\n');
for j=454:467
    fprintf(fid, '%8.4f %8.4f', rrev(j,i), irev(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');
end
end
fclose(fid);
%-----%
% Save Participation Factors in %
% "FILENAME-pfmod.tst          %
% lines = oscillatory modes    %
% columns = state variables     %
%-----%
fid = fopen('wscc5a_lmi_setpt_200-pfmod.tst', 'w');
i=0;
for i=1:OSC
    for k=1:DIM_EV
        if evsave(k)==i
            fprintf(fid, '%8.4f', i);
            fprintf(fid, '\n');
% CORO2
            fprintf(fid, 'CORO2\n');
            for j=1:9
                fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
            end
            fprintf(fid, '\n');
            for j=10:14
                fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
            end
            fprintf(fid, '\n\n');
% CRAI4
            fprintf(fid, 'CRAI4\n');
            for j=15:23
                fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
            end
            fprintf(fid, '\n');
            for j=24:28
                fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
            end
end
end

```

```

% FCNG7
fprintf(fid, '\n\n');
fprintf(fid, 'FCNG7\n');
for j=29:36
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=37:42
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% HAYD9
fprintf(fid, 'HAYD9\n');
for j=43:50
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=51:56
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% NAVA11
fprintf(fid, 'NAVA11\n');
for j=57:64
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=65:70
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% PALO13
fprintf(fid, 'PALO13\n');
for j=71:79
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=80:84
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% SJUA16
fprintf(fid, 'SJUA16\n');
for j=85:92
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=93:98
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% CANA28
fprintf(fid, 'CANA28\n');
for j=99:106
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=107:114
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=115:122
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=123:128
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% CMAI33
fprintf(fid, 'CMAI33\n');
for j=129:136
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=137:144
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=145:152

```

```

        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=153:158
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% BRID34
    fprintf(fid, 'BRID34\n');
    for j=159:166
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=167:172
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% CAST38
    fprintf(fid, 'CAST38\n');
    for j=173:179
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=180:183
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% HAYN41
    fprintf(fid, 'HAYN41\n');
    for j=184:191
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=192:197
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% INTE43
    fprintf(fid, 'INTE43\n');
    for j=198:205
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=206:211
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% OWEN45
    fprintf(fid, 'OWEN45\n');
    for j=212:219
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=220:225
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% MONT63
    fprintf(fid, 'MONT63\n');
    for j=226:233
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=234:242
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=243:251
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=252:255
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');

% DALL68
    fprintf(fid, 'DALL68\n');
    for j=256:263
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end

```

```

fprintf(fid, '\n');
for j=264:269
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% JOHN72
fprintf(fid, 'JOHN72\n');
for j=270:276
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=277:283
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% NORT74
fprintf(fid, 'NORT74\n');
for j=284:291
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=292:300
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=300:308
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=309:313
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% DIAB98
fprintf(fid, 'DIAB98\n');
for j=314:321
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=322:327
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% ROUN105
fprintf(fid, 'ROUN105\n');
for j=328:335
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=336:341
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% TEVA109
fprintf(fid, 'TEVA109\n');
for j=342:349
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=350:355
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% TEVA111
fprintf(fid, 'TEVA111\n');
for j=356:363
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=364:369
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n\n');

% ELDO131
fprintf(fid, 'ELDO131\n');
for j=370:376
    fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
end
fprintf(fid, '\n');
for j=377:383

```

```

        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% LITE133
    fprintf(fid, 'LITE133\n');
    for j=384:391
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=392:397
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% MIR137
    fprintf(fid, 'MIR137\n');
    for j=398:405
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=406:411
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% MOHA141
    fprintf(fid, 'MOHA141\n');
    for j=412:419
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=420:425
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% PARD142
    fprintf(fid, 'PARD142\n');
    for j=426:433
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=434:439
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% EMER152
    fprintf(fid, 'EMER152\n');
    for j=440:446
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=447:453
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% NAUG155
    fprintf(fid, 'NAUG155\n');
    for j=454:460
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n');
    for j=461:467
        fprintf(fid, '%8.4f', PFMODE(j,i));
    end
    fprintf(fid, '\n\n');
% if loop
    end
% k loop
    end
% i loop
end
fclose(fid);
%-----%
% Save controllability indices in %
% "FILENAME-ctrl.tst" MAG values %
% "FILENAME-actrl.tst" CPLX values %
%-----%
% Loop JCP *****%
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-ctrl.tst', 'w');
j = 0;
fprintf(fid, '%5.1f %8.1f', j,j);
for j=1:NDIFF

```

```

        for k=1:DIM_EV
            if evsave(k) == j
                fprintf(fid,'%9.4f',j);
            end
        end
    end
    fprintf(fid,'\n');
    mach_no = [ 2 4 7 9 11 13 16 28 33 34 41 43 45 63 68 72 74 98 105 109 ...
                111 131 133 137 141 142 152 155 ];
    for i=1:number_u
        fprintf(fid,'%5.1f %8.1f',mach_no(i),delta_U(i));
        for j=1:NDIFF
            for k=1:DIM_EV
                if evsave(k) == j
                    fprintf(fid,'%9.4f',abs(ctrlindx(j,i)));
                end
            end
        end
        fprintf(fid,'\n');
    end
% Loop JCP*****%
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-actrl.tst','w');
j = 0;
fprintf(fid,'%5.1f %8.1f',j,j);
for j=1:NDIFF
    for k=1:DIM_EV
        if evsave(k) == j
            fprintf(fid,'%9.4f %9.4f',j,j);
        end
    end
end
fprintf(fid,'\n');
for i=1:number_u
    fprintf(fid,'%5.1f %8.1f',mach_no(i),delta_U(i));
    for j=1:NDIFF
        for k=1:DIM_EV
            if evsave(k) == j
                fprintf(fid,'%9.4f %9.4f',rctrl(j,i),ictrl(j,i));
            end
        end
    end
    fprintf(fid,'\n');
end
%-----%
% Save observability indices in      %
% "FILENAME-obsv.tst"   MAG   values %
% "FILENAME-aobsv.tst"  CMLX  values %
%-----%
% Loop JCP*****%
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-obsv.tst','w');
j = 0;
fprintf(fid,'%8.1f',j);
for j=1:NDIFF
    for k=1:DIM_EV
        if evsave(k) == j
            fprintf(fid,'%9.4f',j);
        end
    end
end
fprintf(fid,'\n');
for i=1:number_y
    fprintf(fid,'%8.1f',delta_y(i));
    for j=1:NDIFF
        for k=1:DIM_EV
            if evsave(k) == j
                fprintf(fid,'%9.4f',abs(obsvindx(i,j)));
            end
        end
    end
    fprintf(fid,'\n\n');
end
% Loop JCP*****%
fid = fopen('wsc5a_lmi_setpt_200-aobsv.tst','w');
j = 0;
fprintf(fid,'%8.1f',j);
for j=1:NDIFF
    for k=1:DIM_EV
        if evsave(k) == j
            fprintf(fid,'%9.4f %9.4f',j,j);
        end
    end
end

```

```

end
end
fprintf(fid,'\n');
for i=1:number_y
    fprintf(fid,'%8.1f',delta_y(i));
    for j=1:NDIFF
        for k=1:DIM_EV
            if evsave(k) == j
                fprintf(fid,'%9.4f %9.4f',robsv(i,j),iobsv(i,j));
            end
        end
    end
end
fprintf(fid,'\n\n');
end
%*****
%-----%
% Save residus in %
% "FILENAME-res.tst" MAG values %
% "FILENAME-ares.tst" CMLPX values %
%-----%
% Loop JCP*****%
fid = fopen('wscc5a_lmi_setpt_200-res.tst','w');
kk=0.0;
fprintf(fid,'%8.1f %8.1f',kk,kk);
for k=1:number_u
    fprintf(fid,'%12.4f',mach_no(k));
end
fprintf(fid,'\n');
for i=1:number_y
    fprintf(fid,'%8.1f %8.1f',i,delta_y(i));
    for j=1:number_u
        fprintf(fid,'%12.4e',abs(resid(i,j)));
    end
end
fprintf(fid,'\n\n');
end
%-----%
% Save state-space matrices for later recall %
% "FILENAME-sys.mat" %
%-----%
save wscc5a_lmi_setpt_200-sys FULL_ARED Bprime Cprime REV -double
echo
% FILENAME = wscc5a_lmi_setpt_200
%-----End of Results Output %
%-----End of Program %
%*****%
% 1996/1997/1998/1999 Aaron F.Snyder, VPI&SU/LEG/Elesa %
% %
% In collaboration with: %
% M. P. Houry, EDF %
% J. C. Passelergue, LEG/Elesa %
% %
%*****%

```

Reduced English Version

REDUCED ENGLISH VERSION

This reduced version in English provides the Introduction, Chapter One (subject development), Chapter Six (the results of the research) and the Conclusions in their entirety. Chapters Two (power system modeling), Three (synchronized measurements), Four (classical tuning methods) and Five (linear matrix inequalities) have only selected key points with regard to the results presented in Chapter Six. A complete reproduction of the equations contained in the full version, as well as an annotated list of the figures and tables, is included at the end for quick reference.

REDUCED ENGLISH VERSION

The following text is a reduced English version of the text in the original document. It is intended to provide a concise summary of the main points of the document. The text is organized into paragraphs, with each paragraph focusing on a specific aspect of the document. The text is written in a clear and concise style, using simple language and avoiding unnecessary details. The text is intended to be easy to read and understand, and is suitable for use as a reference or as a starting point for further research.

Introduction

Worldwide, large interconnected electric power systems are operating closer and closer to their stability limits. Alongside the many economic, political and technical constraints, power system operators are constantly confronted with myriad of problems concerning the security of the power system as a whole. Moreover, various disturbances such as short-circuits, transmission line loss, other component loss (generators, transformers, relays, etc.) and load changes can affect the power systems at any instant and push their operation close to the stability limit. Current power system control methods allow the system to retain stability for the majority of incidents encountered. However, if all varieties of operating conditions and network configurations are taken into account, as well as the severity of some of these incidents, the control devices currently installed may be proven limited and insufficient to maintain operation in response to all of the various disturbances. Concurrent to this situation, power system operators seek to optimize the operation of their own particular network by improving the power transfer capabilities of some of the existing equipment while maintaining a satisfactory level of security. Indeed, this approach is often the most economical in the context of a deregulated operating climate, where new investment may be difficult to justify. In this manner, advanced control structures adapted for this problem constitute a valid alternative to infrastructure improvements to increase the overall performance of the power system.

In spite of operator know-how, the complexity of power systems contributes to the deterioration of their operation. Indeed, once that the power systems attain a certain size, for reasons of economy and security they are connected by tie-lines to other power systems. However, these interconnections (if they are weak) can create dynamic stability problems such as spontaneous electromechanical oscillations (also known as low-frequency oscillations or LFOs) at very low frequencies, on the order of 0.1 to 1.0Hz. These oscillations often correspond to a group of coherent machines oscillating in opposition with one or more other groups of machines and are thereby known as inter-area oscillations. There may be other types of LFOs present in the power system as well: local oscillations, where one machine oscillates against another machine or against the network, and sub-synchronous oscillations, where the different masses on the machine shaft oscillate between themselves. This dissertation considers only local and inter-area oscillations, with a particular focus on the damping of inter-area oscillations for a wide variety of operating conditions, for which the presence of these oscillations limits power system stability under both steady-state and dynamic operating conditions.

Historically, the first solution to the inter-area oscillation problem was the addition of a controller sensitive to these oscillations called a power system stabilizer (PSS), and tuned to damp them. With this intention, the PSS controller adds a signal in opposition of phase to the oscillation into the automatic voltage regulator of a generator. By using the signals of the machine where the PSS is located, the PSS provides a relatively simple solution for the oscillation problem. This solution is also quite inexpensive and effective under certain operating conditions. However, these “local” controllers can be limited in performance due to their “local” vision of the power system, in particular with regard to inter-area oscillations where the required control action may not be possible in the response of a single machine. Indeed, due to the “inter-area” nature of these oscillations, control information from the various portions of the power system or the different machines taking part in these oscillations, can be used to provide a better “global” vision of the power system. This “global” vision should contribute to better damping of the inter-area oscillations.

Within the framework of this research, the particular interest is the development of a globally conscious “remote” feedback controller (RFC) acting upon information from the other areas of the power system (“distant” or “remote” areas). This controller offers better performance for the damping of inter-area oscillations.

The “remote” controllers, as well as the signals coming from the different areas other than those where they might be installed, depend upon terrestrial communication networks such as fiber optic cables, microwave systems, or satellite-based networks. With any communications network, the exchange of the data between the measuring point and control point is done in a very effective way, but with an uncertainty on the delays of the measured values. To avoid the problems involved with these delays, this work proposed the use of synchronized measurements provided by phasor measurement units (PMUs), such as those described in [Mac-93]. These devices, based on the synchronized timing signals of the Global Positioning System (GPS) satellites, are designed to provide values such as the voltage and its phase (voltage phasor), the current and its phase (current phasor), and the frequency at the PMU insertion point, synchronized to within one microsecond. The application of these devices is not limited to oscillation damping: they have had great success in protection applications such as the “Plan de Defense” of *Électricité de France*, adaptive out-of-step relaying and fault location.

The addition of these synchronized phasor measurements (SPMs) into the control loop also requires advanced algorithms to meet the dual constraints of robustness and performance for which the controller will be tuned. This work proposes to include these constraints as linear matrix inequalities (LMIs) in the robust control problem. These LMIs can take into account the two constraints in the same calculation. Once control problem is placed under the LMI framework, the inequality constraints are built via the pre-defined limits on robustness and performance: if a solution is found, the LMI algorithms assure that the resulting controller will be robust and optimal for the constraints given. Constraints such as signal delay or even loss-of-signal may also be taken into account via the LMI construction.

This work is therefore focused on the design of a remote feedback controller including measurements synchronized by GPS for the damping of inter-area oscillations in the large, interconnected power systems. The application of tuning algorithms based on both residues and LMIs to tune this controller will be shown. Robustness and performance criteria will be included into the controller development problem, either *a posteriori* by continuation method analysis, or *a priori* via the constraints on the LMI algorithms. The final controllers maintain the stability of the test power systems under both delayed input signal and lost input signal conditions. The dual goals of robustness and performance will also be demonstrated.

Chapter One will discuss the principal topics treated here, namely the inter-area oscillations, synchronized measurements, input signal delay and input signal loss. Chapter Two will treat the modeling of the power systems, as well as the controllers involved, such as automatic voltage regulators (AVRs) and PSSs. The small-signal modeling and analysis theory will be presented in order to highlight the advantages and the limits of these controllers. A comparison of power system models (full-order and reduced-order) will also be performed. Chapter Three will present synchronized measurements and their applications in large, interconnected power systems.

Chapter Four will develop the “traditional” techniques of controller tuning, for both local feedback controllers (LFCs), such as PSSs, and RFCs. The application and the analysis of both types of controllers will be presented. The analysis of the proposed RFCs will include the problems of delay and loss of the input signals. Chapter Five will present linear matrix inequalities from the theoretical point of view, followed by their application to the controller tuning cases treated in this work. In particular, the solution to the problems of input signal delay will be discussed. Chapter Six will present the major results of this work. These will be followed by the conclusions and some proposed avenues of research.

E.1. Interconnected Power Systems and Stability Problems

At the present time, electrical power systems are in a critical phase of evolution. The many economic, political and technical constraints have modified the operating climate within which the goals of safe, reliable and cheap power must be obtained. With regard to energy production, ecological constraints on the emissions of generating stations have almost assured that new base-load power stations that burn coal as a primary fuel will no longer be constructed. To replace them, power stations burning instead natural gas are currently used to satisfy the base-load demand, where historically this type of generation was reserved for peak period demand. The radioactive waste created by nuclear plants, having a half-life of thousands of years, is the principal reason this relatively inexpensive fuel source has not been embraced (aside from the security during normal operating conditions). While some countries base-load generation includes a high percentage of this type power plant (in France, approximately 85%), an effective solution to the problem of waste storage is still unknown.

Beside the energy source problem, the transmission and distribution systems now have constraints not before conceived. The adoption of the laws encouraging competition in generation, transmission and distribution (also known as deregulation of the power system) in the European Union, as well as in the United States of America, has created new markets and the more open structures for the transfer of power between the power stations and the consumers. In spite of this, however, there is a general reluctance by operating companies to invest in both high-voltage transmission structures and advanced control devices (Flexible AC Transmission System, or FACTS, devices). The question that is often raised is how the cost of the installation and maintenance of these upgrades will be recovered. Now that the very centralized structure with few operators, coupled with the elimination of the so-called national 'champion' operators, is no longer valid, the construction of the new lines does not represent a good solution to increasing the transmission capacity. The return on the investment (of approximately 8 to 10%) is no longer guaranteed with a deregulated structure; therefore, the incorporation of advanced control devices will not be made by the system operator alone without some of the expense being shared by the company or end user that creates the stability problem.

The majority of the distribution networks are nearly optimally configured and maintained, and thus a major change here is unnecessary. However, the installation of "dispersed" generation, either utility-owned or independently-owned, to improve the voltage stability or satisfy base or

peak load, creates problems for the protection systems. These problems are centered on the circuit breakers, which are used to protect against any occurring faults, that are opened and closed to clear the fault. The installation of generators on the distribution network can create instances where the normal current injected by the machine is seen as a false or phantom fault current by the protection system. The resulting actions taken by the network or the operators can destabilize what was in reality a stable system.

All of the above mentioned problems of generation, transmission and distribution are related to higher transfers of energy on the fixed network. To illustrate this concept, a single machine with its associated control loops (Figure 1.1.) and the problem of several regions connected by weak tie-lines (Figure 1.2.) are used. Because of the increase in consumption in these various areas, and thus in the increase in the quantity of energy transferred between these areas, a network of this type can undergo spontaneous low-frequency oscillations (0.1 to 1.1Hz). If these oscillations are those of a machine in opposition with the network or another machine, they are defined as "local" oscillations. These oscillations can often be stabilized through the introduction of AVRs and PSSs (see region 2, Figure 1.2.) on the generators. If these oscillations are due to a machine (or a group of coherent machines) in opposition with another machine (or group of coherent machines) in another area, they are defined "inter-area" oscillations.

Both the inter-area and local oscillations are related to the small-signal stability of the network around its nominal operating point, P_{nom} (as illustrated in Figure 1.3.) and are visible in the speed response of the generators in steady state. The oscillations are also visible as an energy exchange between the two areas concerned. This transfer power oscillation can exceed the "in security" (P_{sec} , Figure 1.3.) operating limit for the line connecting the two areas, although it does not exceed the "nonguaranteed" security limit (P_{san} , Figure 1.3.). As the operation of the network is not guaranteed in the zone above a transfer of P_{sec} power, the tendency of the network to return towards stability is not assured. The continuing goal of power system operators is to find solutions enabling the exploitation of the difference between the nominal operating point P_{nom} and the "in security" limit of the network P_{sec} . Control devices such as PSSs, RFCs or FACTS devices push the "in security" limit closer to that of the "nonguaranteed" security limit. Thus, this previously undefined region is created to aid in improving the stability of the power systems.

1.1. The classical solution: AVRs and PSSs

To eliminate the oscillations (inter-areas and local) in power systems, control loops known as automatic voltage regulators (AVRs) and power system stabilizers (PSSs) are installed on the generators. Through the use of signals coming from the machine on which they are installed, the AVRs and PSSs maintain the stability of the machines and the network by damping these oscillations. This damping is obtained by modulating the excitation voltage of the machine in opposition of the oscillation [Iee-94, Kun-94, Lar-81.1-Lar-81.3]. A typical machine and control setup is shown in Figure 1.1. This solution is inexpensive and quite effective under certain operating conditions of the networks, but may not represent the best solution for a wide-area network under operating conditions far from nominal, in the “nonguaranteed” zone of operation.

To demonstrate these concepts, a multi-region power system with a PSS installed (shown in Figure 1.2). Figure 1.4. shows an inter-area oscillation (as seen on a generator) for a 4-machine test system [Kun-94], while Figure 1.5. shows the damping of this same oscillation (as seen on a tie-line) by both PSS and RFC-LMI controllers (discussed in section 1.2).

1.2. The advanced solution: a Remote Feedback Controller (RFC)

Despite the effectiveness of PSS controllers, they have only a local vision of the network. As the PSS uses only one local signal, it reacts only in compensation of the machine on which it is installed. If the control that is demanded exceeds the limit of this machine, the controller cannot achieve this goal. As inter-area oscillations are seen on two machines (or groups of machines), this work proposes the following solution: a controller called a remote feedback controller, or RFC, which receives input signals from at least two machines. By considering signals from the various areas in the system, this controller has therefore a “global” vision of the network, allowing it to act upon disturbances from the different regions more directly and, in certain cases, to damp oscillations more quickly than a PSS.

A RFC controller requires synchronized input signals to ensure that it acts on the state of the system at the same instant in time for all signals. This condition is required by the tuning algorithms and small-signal theory. As an example, a system such as that in Figure 1.6. is considered. The RFC controller is installed in Area 1, but also acts on signals from Area 2 and Area 3. A delay is easily imagined between the reception of the control signal from Area 1 and the reception of the signals of the two other areas by the RFC. To avoid the RFC controller acting upon signals at different instants in time, it is assumed that these signals are synchronized by devices similar to phasor measurement units (PMUs) and sent to the RFC by an advanced and

dedicated communications system. The PMUs are based on the synchronized clock signals of the Global Positioning System (GPS) satellites [Int-99.1, Int-99.2], and provide measurements such as voltage and angle (voltage phasor), current and angle (current phasor) and frequency at their insertion point in the power system. These measurements are synchronized to within one microsecond [Mac-93]. An example of an application of the GPS satellites is shown on Figure 1.7.

The inclusion of these synchronized measurements (SPMs) in the RFC control devices RFC thus creates a “global” vision of the network. The RFC shown in Figure 1.6. replaces the PSS of the preceding example. With the inclusion of the SPMs, the pre-existing or spontaneous oscillations in the network may be more quickly damped. Also, the network may then remain stable for a range of operating conditions broader, in certain cases, than with a PSS. This performance is achieved due to the application of a classical tuning technique based on residues in one case, as well as the use of an advanced robust control technique based on linear matrix inequality constraints for other cases.

With a RFC and its component data transmission system, the risk associated with the delays and possible losses of the input signals is somewhat greater than that of a traditional PSS. Strategies to avoid these problems for the RFC will be discussed in this dissertation.

E.2. Power System Modelling and Analysis

In this chapter, the mathematical representation of the power system is discussed. The equations are developed based on the classical models of generators with AVRs, PSSs and accompanying turbine and governor regulation connected to the power system via three-phase transformers. (Note: the equations for chapters 2-5 are an appendix of this reduced version) This concept is shown in Figure 2.1.

2.1. Power System Modelling

2.1.1. Generators

The standard dq-axis model for a synchronous machine is used in this research, see [Kun-94], [Eur-95], [Eur-96] and [And-77]. A diagram representative of a three-phase machine is given in Figure 2.2. Definitions of the variables in equations (2.1) to (2.10) are summarised in Table 2.1. The first order differential equations obtained represent the general model of a system of the type $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$. The linearized form of these equations is given in Appendix A.

2.1.2. Turbine and Governor

The model of a turbine and its regulation illustrated by Figure 2.3. was used for the simulations in this research. Equations (2.11) to (2.16) describe this model. The parameters of the turbine models for each machine of the two test power systems are contained in Appendix C.

2.1.3. Lines and Transformers

The transmission lines are represented by their equivalent Π model, including shunt elements. With regard to the transformers, only the low frequency portion is considered. The harmonics generated by the saturation of the transformer are located at frequencies outside of the range of interest of this research (0.1 to 1.0 Hz).

2.1.4. Loads

The loads are considered to be passive. When necessary, the infinite-bus representation was used for zones not taking part in an oscillations treated here. The response of power system stability with respect to the interactions of the various load models (nonlinear) and control devices is the subject of another Ph.D. student at the LEG. Finally, the assumptions for the lines, transformers and loads conform to the standard models of [Kun-95] and [Iee-96].

2.2. AVRs and PSSs

The voltage regulators (AVR) contribute to the improvement of stability in steady state, but they can be insufficient for the problems concerning transitory stability. Indeed, the damping torque added by the AVR to the shafts of the machines is not sufficient in itself to react against the oscillations in the network. To add to the effect of the AVRs, a “traditional” PSS comprising two filters, high-pass and low-pass, a gain, and phase compensation (see Figure 2.4) is commonly included in the generator control loop. The PSS is added to the voltage regulator, as is shown in Figure 2.1.

2.2.1. Automatic Voltage Regulator (AVR)

For the studies presented here, five different AVR models were used: two models for the 4-machine test system and three for the 29-machine test system. The equations for the two models in the 4-machine test system are provided in (2.17) - (2.28); the three types used for the 29-machine test system are described in Appendix C. A simple-gain AVR is shown in Figure 2.5. An IEEE-ST1 AVR is shown in Figure 2.6 [Eur-95]. The terminal voltage device is seen in Figure 2.7.

2.2.2. Power System Stabilizer (PSS)

A “traditional” PSS is shown, this time without filters, in Figure 2.8. The equations describing this model are (2.29) - (2.33).

2.3. Small-Signal Theory

The standard state-space form is used in this work:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \quad (2.34)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u} \quad (2.35)$$

where

- $\Delta \mathbf{x}$: state vector of size ' n '
- $\Delta \mathbf{u}$: input vector of size ' r '
- $\Delta \mathbf{y}$: output vector of size ' m '
- \mathbf{A} : state matrix of size ' $n \times n$ '
- \mathbf{B} : input matrix of size ' $n \times r$ '
- \mathbf{C} : output matrix of size ' $m \times n$ '
- \mathbf{D} : feedforward matrix of size ' $m \times r$ '
- ' n ' order of system
- ' r ' number of inputs
- ' m ' number of outputs

A simple eigenvalue calculation (2.36) - (2.40), including frequency (2.41) and damping factor (2.42), is used to determine the stability of the system.

2.3.1. System Stability

The system is known as stable if and only if all the eigenvalues are in the left part of the complex plane (see Figure 2.9). The system satisfies then what is also known as the Routh-Hurwitz stability criterion. Other stability evaluation techniques include the use of Nyquist diagrams and Bode plots [Kuo-95].

2.3.2. Eigenvectors and Modal Matrices

The right eigenvectors are used to determine the mode shape of the oscillatory modes give by the eigenvalue calculation (2.43) – (2.47). Once the oscillatory modes are identified and the modal matrices are computed, a modal analysis (oscillation profile) is performed in order to obtain the electromechanical modes. The latter are most significant for the inter-areas modes in the interconnected networks. By the determination of the participation factors and the mode shape [Iee-94, Kun-94], the electromechanical modes will be classified by type. Controllability and observability factors and residues will also be exploited.

2.3.3. Participation Factors

Participation factors are used to measure the participation of the k_{th} state variable to the i_{th} oscillatory mode and vice versa (2.48) – (2.49).

2.3.4. Mode Shape

The response of the Δx_k state variable is visible in the i_{th} mode of the right eigenvector Φ . This is called the “mode shape” for this oscillatory mode (2.50).

2.3.5. Controllability and Observability

If the i_{th} line of the matrix B' (2.53) and (2.55) is made up of zero values, then the inputs do not have any action on the i_{th} mode and it is considered “uncontrollable.” The i_{th} column of the C' (2.54) and (2.56) matrix indicates if the variable z_i intervenes on the variables of output. When the values of this column vector are zero, the corresponding mode “unobservable.”

2.3.6. Residues

As an example, the sensitivity of an eigenvalue compared to the input and output signals of a PSS is described in (2.57). A representation of this factor is shown in Figure 2.10. [Kun-94, Pas-97].

2.3.7. State-Space Equation Linearization

The state-space model includes the generator equations (2.1) - (2.6), (2.9) and (2.10). The current variables of the d- and q- axes are eliminated by (2.1), (2.2), (2.7) and (2.8). The translation between the generator (D, Q) reference and the network (R, I) reference is performed using (2.28) and (2.58). The final form is given in (2.59). Equations of the voltage regulator (2.17) and (2.18) or (2.19) to (2.25), the turbine and governor (2.12) to (2.16) as well as the terminal voltage (2.26) to (2.28) are not included in (2.59). The coefficients of state matrices A and B of (2.59) are given in Appendix A.

2.4. Model Reduction

The mathematical model of a power system can either include all of the different elements, or can be derived from the equations representing the response of a single machine versus the network. The latter of these is the well-known one-machine, infinite-bus model, and is based on the principle of using as precise a model as necessary for the generator, then considering the network as a reference voltage behind an equivalent impedance. The primary advantage of this particular model is that the knowledge of the parameters of all the machines in the network is not necessary to model the dynamic behaviour of the generator of interest within a certain precision. A second advantage is that this model does not require as much computation and simulation time using modest computer resources. The major disadvantage of this model is that since all the machines are not included, the dynamics of the machines other than that modeled remain unknown.

In comparison, when using a complete model of the power system, the number of variables treated can become significant since most models of this type include between ten and fifteen state variables per machine. These models can also contain variables which are not necessary for a particular stability study; inter-area oscillations, for example. It is then quite natural to eliminate the unnecessary variables to accelerate the calculations while keeping a representative model of the dynamic behaviour of the system. Finally, the use of robust control algorithms normally yields a controller of the same order as the treated system. Thus, a 400th order model will yield a 400th order controller. The practicality of such a controller is often questionable, leading to the conclusion that model reduction is necessary for computing an optimal robust controller.

To avoid these disadvantages, the choice of the machine model is made based on the requirements for each particular study. The most complete machine model contains six state

variables (discussed in Chapter 3), including four for the damper windings of the machine and two for the electromechanical equations. The second most common model does not take into account the damper windings of the machine and thereby contains only three state variables. For the speed regulation and turbine/governor (torque control), some studies model these with as constants, but full dynamic studies model each particular turbine/generator set as accurately as possible. In terms of excitation voltage, a myriad of models exist, and some studies ignore this affect as well by using a constant model. In most cases, the complete set of equations used for each machine does not exceed twelve to fifteen state variables.

2.4.1. One-Machine, Infinite-Bus Model

In spite of their complexity, electrical power systems may often be modeled in the form of a single machine connected to an infinite bus (see Figure 2.11). For the majority of small-signal studies performed on a single machine, this model retains the intended machine dynamics, as well as the response of the network, for the small disturbances around the nominal operating point on which the model is linearized. This dynamic retention factor is due to the fact that quite often the network may be regarded as a voltage at a given angle (zero in the case of an infinite node) with respect to the machine in question. It is possible then to take the responses of the network as the reference and the responses of the machine as the effect. This model is particularly adapted to the local oscillation case, where one machine oscillates against the power system or another machine. This model has a mechanical interpretation either of a traditional pendulum or of a mass attached to a fixed point by two springs [Kim-95], [And-77] or [Kuo-95].

However, this model is less valid for the case of inter-area oscillations where coherent groups of machines oscillate between themselves. In this case, another mechanical interpretation is offered: that of two masses connected by a spring between them where it is possible to imagine clearly the reactions of the machines relative to the inputs and outputs of the mechanical system [Sam-97].

2.4.2. Complete Reduced Model

Instead of using simplified power system models, modern linear model reduction techniques may be applied [Chi-92, Mat-96]. Based on the state-space linear model of the complete dynamic system, these techniques calculate the singular values of the Hankel matrices associated with the system in question, then a balancing of the values is computed. The use of observability and controllability Grammians allows the reduced model to retain the same characteristics and the complete model with respect to the desired input and output signals. The critical oscillatory

modes are the same for the complete model and the reduced model, and the energy of each system is considered to be similar if not identical, with a certain error. In this manner, the dynamics of the reduced system are as close as possible to the dynamics of the full-order system. The complete techniques used in this research follow the model reduction theory presented in Appendix B.

E.3. Synchronized Measurement Applications in Power Systems

The synchronized measurement concept is presented in this chapter as well as a summary of the applications of these measurements in power systems, with a review of actual installations.

3.1. Synchronized Phasor Measurements

If knowledge of the power system via measurements of the voltage or current phasors at the buses is available in real time, the operators of the wide-area networks will be able to react to the serious disturbances more quickly. This concept is illustrated by considering two sub-networks connected by an interconnecting tie-line (see Figure 3.1).

With the impedance of the line $X_{\text{ligne}} = j\omega L$ and the resistance equal to zero, the voltages of buses A and B indicated here by U_A and U_B and their phase angles Θ_A and Θ_B , the tie-line transfer power between buses A and B is given by:

$$P_{\text{transit}} = \frac{U_A U_B}{X_{\text{ligne}}} \sin(\Theta_A - \Theta_B) \quad (3.1)$$

This power transfer is either a steady-state value under normal operating conditions or an oscillating value during transient conditions. What is called an inter-area oscillation is visible either on the generators (speed and angle) or in the tie-line power flow (P_{transit}). This correlation between the data necessary to stabilize the power system (voltage, angle and power) and the variables implicated in the oscillations (speed, angle and power transfer) allows the development of the idea to use synchronized phasor measurements (SPMs) to improve the damping of inter-area (power flow) oscillations. The concept of a “phasor” is introduced in Figure 3.2., while the advantage of measuring this value with respect to different time windows is illustrated in Figure 3.3. [Pha-91]. In this example, the magnitude of the phasor remains constant and only the angle variation at each instant in time is measured.

The SPMs are provided via phasor measurement units (PMUs) [Mac-93] which, in turn, rely on the Global Positioning System (GPS) satellites for a highly accurate timing signal (within a microsecond of the reference) [Int-99.1, Int-99.2]. Applications such as state estimation, fault detection and adaptive relaying require a precision of less than 0.1degrees [Wor-94], which the PMUs are able to provide [Mac-93].

3.2. Typical Synchronized Phasor Measurement Applications

The applications of SPMs can be divided into four principal categories: state estimation, protection, supervision and control. It is demonstrated in this dissertation that these categories are not mutually exclusive; for example, a measurement given by a device for state estimation can also be used for an oscillation damping controller on a generator, a FACTS device controller input, or for a subsystem protection scheme.

3.2.1. State Estimation

This chart (see Figure 3.4.) shows the State Estimation applications for SPMs [Pha-93, Bur-94]

3.2.2. Network Supervision

This chart (see Figure 3.5.) represents the possibilities in Network Supervision using SPMs. Note that all the sub-branches are interconnected except for prediction and low-frequency oscillations as it is impossible to predict whether these oscillations exist or not.

3.2.3. Power System Protection

This chart (see Figure 3.6.) develops the realm of Power System Protection involving the application of SPMs. Actual installations include an adaptive relaying scheme [Pha-91] and real-time stability calculations from [Ohu-90] and [Mat-95].

3.2.4. Power System Control

This chart (see figure 3.7.) presents Power System Control via the inclusion of SPMs, one of the most promising fields [Ros-88, Smi-94, Sny-97]. The "global" vision provided by the use of SPMs in different locations for a central controller increases the ability of this controller to react in the correct manner to incidents. This has been shown for FACTS devices [Smi-94] and controllers installed on generators [Sny-97]. A decentralized controller may also benefit from the inclusion of SPMs, as is demonstrated later in this dissertation.

3.3. Signal Delay and Signal Loss

Fast communication links are needed to minimize the effects of signal delay for power system control involving the use of SPMs from remote points (distant from the control point). Microwave systems provide a delay of approximately 30ms between the measuring point and the control point, with each relay station adding a few milliseconds of delay.

With rather modest technology, simple telephone links have a delay on the order of 50ms for a distance of around 1000km. Including a PMU-type measuring device, a delay of 300ms is the average for this approach [Pha-97].

Satellite communications links are one of the most sought-after types of connections. However, these come with a high price, both in terms of cost and transmission delay (approximately 300ms [Fau-97]), in spite of a guaranteed operation approaching 100%.

The best option is fiber-optic cables. Current technology allows power system operators to install the cables along existing right-of-ways in a discrete manner. The use of currently available multiplexing techniques (9-channel SONET) allows the operators to realize a greater return on their investment for this type of communications link. Concerning transmission delay, a typical value for a fiber-optic cable is on the order of the $5\mu\text{s}/\text{km}$ [Ada-97.1]. A connection of 1000km would then have a propagation delay of approximately 5ms. Allowing for the measurement delay of the installed devices, this would yield an average delay of approximately 125ms.

3.4. Synchronized Measurement Summary

A control device based on remote measurements is likely to experience performance degradation due to the delay and/or loss of remote information. Apart from these problems of loss and delay, SPMs do not represent any actual technological problem with respect to their integration into control structures.

E.4. Classical Controller Tuning Techniques

This chapter presents a comparison of the RFC and LFC controllers, a comparison that will show the advantages of the RFC. Both types of controllers are considered to be optimally placed and both will be analyzed using the “continuation method” to evaluate their small-signal performance. The aspects of input signal delay for a RFC controller will also be discussed.

4.1. LFC vs. RFC: A Comparison

The advantages of a LFC are:

1. The simplicity of the control loop
2. Negligible delays in the control loop due to the short distances involved
3. High reliability of the signal transmission system
4. Low relative hardware and installation costs

There are, however, several disadvantages:

1. The controller seeing and reacting to only the local machine
2. A difficulty in tuning several LFCs in the same network
3. The possible excitation of the torsionelles modes, which can lead to the destruction of the rotor of generator
4. The amount of available control from a single machine may not be enough to eliminate the oscillations in the power system

An RFC is furnished with both local and remote signals. These signals, perhaps SPMs, are considered to be provided in a synchronized manner, as from PMUs. The potential advantages of a RFC controller are:

1. A global vision of the power system
2. A decoupling of the local and inter-area modes
3. A reduced risk of exciting the local and torsional modes
4. The use of the capacity of several different machines to damp any oscillations

Although SPMs are more precise and more reliable than traditional measurements such as SCADA (supervisory control and data administration), they have some weaknesses; in particular:

1. A possible introduction of large biases in the measured values
2. Possible errors in the GPS time label to the measurements

A few additional risks of the RFC control system do exist. These include:

1. A vulnerability of the measurement transmission due to the distances involved between the measuring point(s) and the control point(s). Also, a greater number of measurement devices might be necessary (such as two PMUs).
2. A possibility of noise and error in the measurements for certain signal transmission networks (Ex. electromagnetic interference on microwave links)
3. A fast degradation of the controller performance if the delay time is too large

It is possible to find inexpensive solutions for the majority of these disadvantages. In particular, the data transmission delays may be compensated by predictor/corrector methods [Mil-97, Sny-97].

4.2. Optimal Positioning of Controllers

This section will treat optimal positioning of the controllers (LFCs or RFCs), beginning with a summary of the methods currently used in the literature. The selected method applied to this research will then be defined and discussed.

4.2.1. Classical Methods

The first method used for the placement involves eigenvalues and modal matrices [Arc-80]. After the exploitation of the eigenvalues and modal matrices, another method applied for the optimal placement of the control devices is based on participation factors (4.1) [Hsu-87]. Another approach is that of the participation factor sensitivity, or a factor of sensitivity and coupling, which combines the effect of two machines on only one mode (4.2) [Ost-88]. These three methods suffer from the same weakness involving the identification of the single machine within a generating station where the controller must be installed.

Another approach to evaluate the choice of controller positioning was developed involving residues. By using the transfer functions of the controllers, the residues determine a good position for a given structure. However, for wide-area networks, this method can give erroneous results if there is a one zero too close to a significant pole of the system [Mar-90]. The "Sensitivity of PSS effect" (or SPE) is not, in fact, distant from a method based on the residues. By using the right- and left-hand modal matrices, this method is identical to the residue method from a calculation point of view [Zho-91]. This final method from [Ruo-97], although based on the sensitivity of the eigenvalues with respect to the inputs and outputs selected, uses in fact the concept of residue. Through these applications, whatever the name of the approach, it is proven that residues are the most useful factors for the positioning of a controller.

4.2.2. Application of Controller Placement Algorithm

The methods discussed in section 4.1.1. were applied to two test systems, the 4-machine system from [Kun-94] (see figure 4.1), and the 29 machine system [Mil-96] (see figure 4.3).

4.2.2.1. 4-Machine Test System

The “oscillation profile,” defined in this work, was calculated using small-signal analysis tools, with the results given in Table 4.1. Further analysis shows that there are two local modes (modes 1 and 2) and one inter-area mode (mode 3) in this test system.

Other analysis results are presented in Tables 4.3. (coupling factor), 4.4. (observability factor) and 4.5. (controllability factor). These results show that Generator 2 is more active in the critical (undamped) inter-area oscillation than the other machines. The strongest *pair* of machines was found to be 2 and 12, one from each area.

4.2.2.2. 29-Machine Test System

The models and tuning values, as well as the diagram of the test system, are described in detail in Appendix C.2. [Sny-96]. A diagram of this network is shown in Figure 4.3. Table 4.6. presents some of the results of the small-signal analysis of this test system. The strongest related machines for the inter-area mode are generators 63 and 11. This is confirmed by the controllability factor (Table 4.7.) and observability factor (Table 4.8.) computations.

4.2.3. Controller Positioning Conclusions

Optimal positioning of a controller in the power system is performed via the following steps:

1. Calculation of the “oscillation profile,” participation factors, selection of the electromechanical modes
2. Mode Shape calculation for the identification of the inter-areas modes
3. Optimal controller siting using controllability factors
4. Optimal input signal selected using observability factors

4.3. Controller Determination using Residues

4.3.1. LFC Tuning

In this work, all of the LFCs are tuned by a method based on residues (recalling section II.3.6.).

4.3.2. RFC Tuning

For the RFC tuning problem, it is considered that the input signals are synchronized and without delay, thereby assuming the availability of devices such as [Mac-93] and dedicated communication links as described in [Ada-97.2]. The first RFC uses accelerating power from generators 1 and 12 as controller inputs.

4.4. Power System Analysis

4.4.1. Small-Signal Controller Analysis

Once the RFC is tuned, three cases are compared: the network alone without added controllers (RT), the network with a LFC, and the network with a RFC. The LFC and RFC both ensure the stability of the network for of the operating points, but the RFC yields a higher damping factor, and thereby a quicker damping response.

The “continuation method” is a steady-state analysis method used for dynamic systems [Nay-95]. The goal of the analysis is to find the system stability limit with respect to a certain variable, then to calculate the margin of stability between the limit and the actual point of operation. For power systems, the stability limit is the final point for which there is a valid load-flow solution. When considering the controllers in the system, the limit is the point for which a pair of stable eigenvalues jumps to instability (a Hopf bifurcation point) [Nay-96]. This point is strongly related to the tuning of the machine controls in the network.

The continuation method is demonstrated on the 4-machine power system. The load flows are created such that there is a net power flow from zone 1 to zone 2 (left to right). The nominal power flow is 381MW. For the nominal tie-line values, the system never loses stability with either LFC or RFC controller. Therefore, to bring about an instability, the impedance of the tie-line lines were varied from 50 to 150% of their nominal values (in per unit). The operating points for these changes are summarized in Table 4.9., and are shown with the load flow (voltage sag) limit in Figure 4.4. Figure 4.5. shows the voltage at load bus 13 while Figure 4.6 shows the voltage angle for the tested cases with respect to the operating points determined by the impedance changes.

Figure 4.7. shows the evolution of the eigenvalues for the nominal case, i.e., for the power system with four voltage regulators (RT or AVR), one on each machine. On this same figure,

the two other types of controllers are represented: a LFC and a RFC (the tuning values are given in Appendix C). Figure 4.8. shows the damping factor achieved by the three different controllers.

4.4.2. Time-Domain Analysis

The validation of the RFC under the normal and perturbed operating conditions is done through Eurostag time-domain simulations. The first case simulates a short-circuit of 100ms on line 3-102. The unstable response of the test system with only AVRs is evident in Figure 4.9. Figure 4.10 shows the damping response of the two controllers, LFC and RFC. The clear benefit of using remote and local signals is seen in Figure 4.11.

4.5. RFC Controller with Input Signal Delay

4.5.1. Theory of Delay Signals and Systems

Figure 4.12. shows a physical system with a transport delay. Two solutions mixed at point $y(t)$ create a final solution at point $b(t)$ after having traversed a distance dm at a speed v m/s. The resulting delay τ_d is defined (4.3) - (4.5) such that the transfer function $e^{-\tau_d s}$ may be used to represent the pure time delay τ_d .

4.5.2. Control without delay

One of the most common control loops involves output feedback, as illustrated by Figure 4.13. [Bal-97, Nil-96]. Visible is a process containing an exogenous input W and a control input U . The regulated output Z is fed back into the controller as the variable y . The system contains three different delay values:

1. The transmission delay between the sensor and the controller
2. The calculation delay of the controller
3. The transmission delay between the controller and the actuator

The delay of the control t_{ctrl} can be defined as the sum of these three delays and represents the time necessary for the control loop to measure a signal, to treat the signal in the controller and then to begin the control action [Nil-96]. For any LFC installed in a power system, these delays are assumed negligible and leaves a linear time-invariant system for which a multitude of analytical approaches exists.

4.5.3. Control With Delay

However, if the RFC construction is assumed, the sensor delay and transmission delay become non-negligible. For an dynamic output-feedback delayed-input system, this problem can be defined as follows:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.6)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.7)$$

with the controller model

$$\dot{\mathbf{z}} = \mathbf{A}_c \mathbf{z} + \mathbf{B}_c \mathbf{y}(t - \tau_y) \quad (4.8)$$

$$\mathbf{u}(t) = \mathbf{C}_c \mathbf{z} + \mathbf{D}_c \mathbf{y}(t - \tau_y) \quad (4.9)$$

For a static output-feedback delayed-input system, the following formulation is used:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.10)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} \quad (4.11)$$

where the controller law is

$$\Delta \mathbf{u} = \mathbf{K}\mathbf{y}(t - \tau_d) \quad (4.12)$$

The following closed-loop formulation, showing that any delays in the feedback system can be represented by a delayed-state system, is the result:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{K}\mathbf{C}\Delta \mathbf{x}(t - \tau_c - \tau_d - \tau_u) = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{A}_d \Delta \mathbf{x}(t - \tau_c - \tau_d - \tau_u) \quad (4.13)$$

4.5.4. Pure Time Delay Linear Models

The most common functions that replace the exponential delay representation are the Maclaurin series (4.14) and Padé approximation (4.15). There are difficulties with the Maclaurin series when the delay value is too large and with the Padé approximation due to the addition of a complex pole on right-hand side of the complex plane [Kuo-95].

4.5.5. Input Signal Delay Results

Second order Padé approximations and Maclaurin series as well as the exponential delay model were examined using Eurostag. These functions were added to the RFC controller inputs to simulate synchronized measurements. The state-space system of (4.13) becomes the valid model for these tests. The controller as well as the functions of delay are shown on Figure 4.15. Table 4.2. shows the responses for each case. The rather poor results are directly related to the tuning method used: no account for delay was included in the methodology. Figure 4.16. shows the

response of generator 11 following a short-circuit with a RFC installed. The curves are plotted in the case of a RFC both without input and with an input delay of 25ms, modelled by a second order Maclaurin series. With the delayed inputs, the system maintains stability in spite of a more significant oscillation damping time-constant.

4.6. Classical Tuning and RFC Conclusions

RFC controllers were implemented by taking into account small-signal analysis techniques. The RFCs were tuned using residues and analyzed through both a continuation method and time-domain simulation. The results seem to confirm the advantage of the RFC compared to a LFC with respect to the damping of the inter-area mode (s) in the test systems, as well as under severe operating conditions such as a short-circuit or abrupt load change (not demonstrated here). To improve the effectiveness and the performance of remote controller RFC, advanced control algorithms involving matrix linear inequalities will be explored.

E.5. Linear Matrix Inequalities

This chapter treats the theory and application of control techniques based on linear matrix inequalities.

5.1. Introduction and General Form of LMIs

In order to create an effective and robust RFC, an approach including the use of linear matrix inequalities was selected [Boy-94]. This LMI approach is iterative in practice, through the creation of performance and robustness bounds to a semi-definite programming (SDP) problem. LMIs are actually the convex constraints of the SDP algorithms, for which a good number of control problems can be solved numerically without having an analytical solution [Gha-97].

5.1.1. State-Space Model Convention

The linearized power system state-space model from (2.34) and (2.35) is transformed into the "sigma" notation of (5.1) to provide a shorthand method of discussing a certain state-space model.

5.1.2. LMI Definition

A linear matrix inequality is a constraint such that

$$A(x) = A_0 + x_1 A_1 + \dots + x_N A_N < 0 \quad (5.2)$$

where $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ is a vector of the unknown scalars, (A_0, A_1, \dots, A_N) are symmetrical matrices and the inequality signifies that the eigenvalues of $A(x)$ are negative (the state matrix A is Hurwitz stable). It is possible to switch between the cases $A(x) > 0$ and $A(x) < B(x)$ and the original case (5.2) through the following relations:

$$-A(x) < 0 \text{ and } A(x) - B(x) < 0 \quad (5.3)$$

With LMI constraints defined by (5.2), SDP algorithms can be used to solve control problems for which an explicit solution does not exist.

5.1.3. Control Problems Treated by LMIs

For different systems (Σ), three types of control problems with LMI constraints may be defined: the feasibility problem, the linear objective minimization problem and the eigenvalue minimization problem. These problems are expressed respectively:

1. Find a solution (x) satisfying $A(x) < 0$

2. Minimize $C^T x$ where $A(x) < 0$

3. Minimize (λ) while $\begin{cases} A(x) < \lambda B(x) \\ B(x) > 0 \\ C(x) < 0 \end{cases}$

5.2. LMI Algorithms and Uncertainties

To determine a robust control law, the uncertainties of the linearized model must be taken into account by the LMI constraints. This is possible by coupling the LMI techniques with those of robust feedback control [Chi-92]. Two types of uncertainties can be defined:

1. Dynamic, representing neglected system dynamics
2. Parametric, lack of knowledge of the physical parameters of the system

A third type of uncertainty may also be defined, called “model uncertainty”, which represents a combination of dynamic and parametric uncertainties. All three types of uncertainties may be represented in two different forms: either by uncertain state-space models or by linear fractional models.

In practice, dynamic uncertainties may be created through the development of many linearized models of the power system. The uncertainty between the nominal model and the different operating points is determined by calculating the distance between the them.

To illustrate the inclusion of uncertainties into the control problem, the model in Figure 5.1. is used where $\Delta(s)$ represents the uncertainty function. For each particular control problem, the structuring of the uncertainties is necessary to use this control model. The interconnection of the nominal system Σ_{nom} and the uncertainties $\Delta(s)$ is performed in one of the following ways: additive, multiplicative direct in input, multiplicative direct at output, multiplicative inverse in input, multiplicative inverse at output, etc. Two methods of interconnection are illustrated by Figures 5.2 and 5.3.

5.2.1. Additive Uncertainties

The model in Figure 5.2 represents additive uncertainties and is described by (5.4) and (5.5).

5.2.2. Multiplicative Uncertainties

The multiplicative uncertainty model represented in Figure 5.3 is defined by (5.6) and (5.7).

5.3. LMI Algorithm: State Feedback Control

The state-feedback control problem is described in Figure 5.4. For this setup, a solution yielding the control law $u = Kx$ may be found for the dual constraints of robustness z_∞ and performance z_2 . It is also possible to define a region D on the open left-hand plane where the system poles would be placed to improve their damping. However, for power systems, the state vector includes the magnetic flux variations of the generator, which are difficult to exploit in an actual control situation. Because of this, the full state vector is not available for the controller. Although it is currently possible to observe as many of the state variables as needed to calculate the remaining variables, this unnecessarily complicates the control problem. To avoid this problem, the control structures proposed in this dissertation are output feedback type.

5.4. LMI Algorithms: Output Feedback Control

An output feedback control structure is illustrated in Figure 5.5. The same input and control variables are visible, as well as the performance and robustness variables; however, instead of injecting the state variables into the controller, system output variables are selected. With this general form, a control law $u = Ky$ for which the system $\Sigma(s)$ is stable in closed-loop may be calculated. Robustness and performance targets may be imposed by the multi-objective criteria $T_\infty(s)$ and $T_2(s)$, which are the transfer functions between the input w and the outputs z_∞ and z_2 respectively. As was possible for the state feedback control problem, a region D on the open left-hand plane may be defined where the system poles would be placed to improve their damping.

5.4.1. H_∞ -LMI Controller

If desired, a dynamic controller $K(s)$ acting upon the outputs y of the system $\Sigma(s)$ (see Figure 5.6) may be calculated. Replacing the inputs and outputs by their equivalent Laplace functions, the system $\Sigma(s)$ may be split as follows:

$$\begin{pmatrix} Z(s) \\ Y(s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Sigma_{11}(s) & \Sigma_{12}(s) \\ \Sigma_{21}(s) & \Sigma_{22}(s) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} W(s) \\ U(s) \end{pmatrix} \quad (5.8)$$

where the closed-loop transfer function between the exogenous inputs W and the outputs Z is given by

$$\mathfrak{S}(\Sigma, K) = \Sigma_{11} + \Sigma_{21}K(I - \Sigma_{22}K)^{-1}\Sigma_{21} \quad (5.9)$$

A H_∞ optimal control law is calculated to minimize the norm

$$\|\mathfrak{S}(P, K)\|_\infty \quad (5.10)$$

for all controllers $K(s)$. If the upper limit γ is considered for the norm

$$\|F(P, K)\|_{\infty} < \gamma \quad (5.11)$$

this becomes a sub-optimal H_{∞} control problem.

Still using the control problem of Figure 5.6, the transfer functions between W and Z_{∞} , Z_2 are $T_{\infty}(s)$, $T_2(s)$ respectively. With these transfer functions, the following objectives may be defined:

1. Maintain the norm H_{∞} of $T_{\infty}(s)$ below (γ_0)
2. Maintain the norm H_2 of $T_2(s)$ below (β_0)
3. Minimize a mixed H_2 / H_{∞} criterion of the form: $\alpha \|T_{\infty}\|_{\infty}^2 + \beta \|T_2\|_2^2; \alpha \geq 0, \beta \geq 0$
4. Guarantee regional pole placement

For the multi-objective control problem, the following state-space model is valid:

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + B_1 w + B_2 u \\ z_{\infty} = C_{\infty} x + D_{\infty 1} w + D_{\infty 2} u \\ z_2 = C_2 x + D_{21} w + D_{22} u \\ y = C_y x + D_{y1} w \end{cases} \quad (5.12)$$

To guarantee *a priori* the existence of an output feedback controller, the pair (A, C) must be observable and the pair (A, B) must be controllable. If this is the case, a dynamic controller $K(s)$ may then be defined:

$$\begin{cases} \dot{\zeta} = A_K \zeta + B_K y \\ u = C_K \zeta + D_K y \end{cases} \quad (5.13)$$

The resulting closed-loop problem then becomes

$$\begin{cases} \dot{x}_{cl} = A_{cl} x_{cl} + B_{cl} w \\ z_{\infty} = C_{cl1} x_{cl} + D_{cl1} w \\ z_2 = C_{cl2} x_{cl} + D_{cl2} w \end{cases} \quad (5.14)$$

where

$$A_{cl} = \begin{bmatrix} A + B_2 D_K C_y & 0 \\ 0 & A_K \end{bmatrix}, \quad B_{cl} = \begin{bmatrix} B_1 + B_2 D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix},$$

$$C_{cl1} = \begin{bmatrix} C_{\infty} + D_{\infty 2} D_K C_y & 0 \\ 0 & D_{\infty 2} C_K \end{bmatrix}, \quad D_{cl1} = \begin{bmatrix} D_{\infty 1} + D_{\infty 2} D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix},$$

$$C_{cl2} = \begin{bmatrix} C_2 + D_{22}D_K C_y & 0 \\ 0 & D_{22}C_K \end{bmatrix} \text{ et } D_{cl2} = \begin{bmatrix} D_{21} + D_{22}D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix};$$

and $x_{cl} = [x \ \zeta]^T$.

Objective: H_∞ ($\|T_\infty(s)\|_\infty < \gamma$)

To satisfy the H_∞ objective $\|T_\infty(s)\|_\infty < \gamma$, a symmetrical matrix X_∞ is calculated for the following constraints:

$$\begin{pmatrix} A_{cl}X_\infty + X_\infty A_{cl}^T & B_{cl} & X_\infty C_{cl1}^T \\ B_{cl}^T & -I & D_{cl1}^T \\ C_{cl1}X_\infty & D_{cl1} & -\gamma^2 I \end{pmatrix} < 0 \quad (5.15)$$

$$X_\infty > 0 \quad (5.16)$$

Objective: H_2 ($\|T_2(s)\|_2 < v$)

The objective $\|T_2(s)\|_2 < v$ is obtained if two symmetrical matrices X_2 et Q exist for which the following conditions (5.17) - (5.19) are valid:

$$\begin{pmatrix} A_{cl}X_2 + X_2 A_{cl}^T & B_{cl} \\ B_{cl}^T & -I \end{pmatrix} > 0 \quad (5.17)$$

$$\begin{pmatrix} Q & C_{cl2}X_2 \\ X_2 C_{cl2}^T & X_2 \end{pmatrix} > 0 \quad (5.18)$$

$$\text{Trace}(Q) < v^2 \quad (5.19)$$

Objective: Pole Placement

A dynamic system is considered to be D -stable if all its poles are located in the region D . To satisfy this condition, a symmetrical matrix

$$\alpha = [\alpha_{kl}] \in R^{m \times m} \quad (5.20)$$

and a matrix

$$\beta = [\beta_{kl}] \in R^{m \times m} \quad (5.21)$$

are calculated such that

$$D = \{Z \in C : f_D(z) < 0\} \quad (5.22)$$

where f_D is the characteristic function

$$f_D = [\alpha_{kl} + \beta_{kl}z + \beta_{kl}\bar{z}]_{1 \leq k, l \leq m} \quad (5.23)$$

Examples of cone-shaped and planar pole placement regions is illustrated in Figure 5.7.

5.4.2. Multiple Objective Synthesis

The optimal control problem may also be developed as a multiple objective constraint problem with the definitions given by Equations (5.29) to (5.37), replicated in the Equations list following the Reduced English Version.

5.5. LMI Algorithms: Application

In spite of the formulations given by (5.2) to (5.37), these standard forms are not often applicable to the particular control problems studied in this dissertation. Uncertainty modeling in the LMI framework remains a considerable hurdle. Also, if no solution is found to a particular control problem, no further information about the optimization problem is known. This makes for an arduous implementation of the LMI algorithms to the standard power system control problem. Even with good knowledge of the controlled system, as is the case here, the convergence to a solution is not guaranteed.

Having stated this, some results were however possible during this research. For the studies presented here, a 4-input/4-output controller is considered; i.e., a centralized controller (see Figure 5.8). The controller uses generator speed or accelerating power as input and injects its control signals into the AVRs of each machine.

5.5.1. RFC-LMI Controller Without Delay

Figure 5.9 shows the closed-loop system used to compute the RFC-LMI controller without input signal delay for the system $\Sigma(s)$, dynamic RFC-LMI controller $K(s)$, the outputs y , the performance output z , disturbances pt , the control error e and the uncertainties model Wd . The system outputs are considered to be measured in a synchronized manner and to arrive at the controller without any delay. The resulting control problem is as follows:

Minimize $\|KS_y Wd\|_\infty$ to obtain the optimal disturbance attenuation factor under pole placement constraints

By the small-gain theorem, the robustness of this system is assured if this norm is less than 1.0. For this problem, a LMI of the type (§5.1.3. no. 1) is resolved:

Minimize γ^2 for

$$\begin{pmatrix} A_{cl}X + XA_{cl}^T & B_{cl} & XC_{cl}^T \\ B_{cl}^T & -I & D_{cl}^T \\ C_{cl}X & D_{cl} & -\gamma^2 I \end{pmatrix} < 0, \quad X > 0 \quad (5.38)$$

with the LMI in X coming from the pole placement constraints and “cl” denoting matrices in closed-loop. The pole placement regions were chosen to maximize the damping ratio, with the selection of both planar and cone-shaped regions (recalling Figure 5.7).

5.5.2. RFC-LMI Controller with Input Signal Delay

Given the power system model, (2.34) and (2.35), the input signals for this controller are considered to be synchronized by GPS with a certain delay. Under these conditions, control law K satisfying

$$u(t) = Ky(t - \tau) = KCx(t - \tau) \quad (5.39)$$

is desired, for which the delay $\tau \geq 0$. In closed-loop form the control problem becomes:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + BKCx(t - \tau) = Ax(t) + A_d x(t - \tau), \quad x_{i_0}(\theta) = \phi(\theta), \theta \in [-\tau, 0] \quad (5.40)$$

The control problem becomes one of finding a controller of the form (5.39) for the system (2.34) and (2.35) for which the closed-loop system (5.40) is asymptotically stable for a certain delay τ less than a delay $\max \tau^*$. This is accomplished by the following Theorem [Ken-99]:

Theorem 5.1 *The system (2.34) - (2.35) is asymptotically stable for a positive delay $\tau \leq \tau^*$ if the following conditions can be verified:*

(i) *There exists $0 \geq \beta \leq 1$, $X > 0$, and $Y > 0$ such that:*

$$\begin{bmatrix} N_B^T X A^T N_B + N_B^T A X N_B & N_B^T X A^T N_B & 0 & 0 \\ N_B^T A X N_B & -\sigma_m \beta N_B^T N_B & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) N_B^T N_B & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sigma_m N_B^T N_B \end{bmatrix} < 0 \quad (5.41)$$

$$\begin{bmatrix} N_C^T A^T Y N_C + N_C^T Y A N_C & N_C^T A^T & 0 & 0 \\ A N_C & -\sigma_m \beta I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sigma_m N_C^T N_C \end{bmatrix} < 0 \quad (5.42)$$

where $\sigma_m = 1/\tau^*$ and the following constraint

$$XY = I \quad (5.43)$$

(ii) *There exists $0 < X$, $0 < \beta < 1$, and K such that:*

$$\begin{bmatrix} M & XA^T & XC^T K^T B^T & BKCX \\ AX & -\sigma_m \beta I & 0 & 0 \\ BKCX & 0 & -\sigma_m(1-\beta) & 0 \\ XC^T K^T B^T & 0 & 0 & -\sigma_m I \end{bmatrix} < 0 \quad (5.45)$$

where $\sigma_m = 1/\tau^*$ et $M = X(A + BKC)^T + (A+BKC)X$.

The control law is then given by:

$$u(t) = Ky(t-\tau) \quad (5.46)$$

The proof of this theorem is described in [Ken-99]. This theorem was developed according to the Lyapunov-Krasovskii stability theorem [Lya-67, Kra-63] and the following Lyapunov-Krasovskii candidate function:

$$V(x, t) = x^T Xx + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta}^t x^T(s) A^T P_1^{-1} A x(s) ds d\theta + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta-\tau}^t x^T(s) A_d^T P_1^{-1} A_d x(s) ds d\theta \quad (5.47)$$

In the case of the application of LMIs, Theorem 5.1 gives us conditions sufficient to determine a static controller for the stabilization of the system (5.1) and (5.45), with the coupling conditions (5.41) and (5.42). To solve this non-convex problem, an algorithm from [Iwa-95] was modified and employed for the case of the input signal delay. With a matrix X determined by (5.41) to (5.43), the condition (5.44) becomes a LMI and yields a controller K satisfying the system (5.1) and (5.46).

5.6. LMI Application Conclusions

The objective for this control problem was to damp the inter-area oscillations for the largest delay value possible. This objective is far from the first: a weaker damping ratio is accepted as long as the system remains stable for the input delay conditions.

The different linearized systems treated by the LMI approach in this work were of type (5.1) where the state matrices came from the differential equations of the test systems at many operating points. A dynamic output controller $K(s)$ was determined for the problem neglecting input delay and a static output controller K was determined for the problem including input signal delay.

E.6. Remote Feedback Controller Synthesis and Power System Application

This chapter presents the steps followed to create the RFC-LMI controllers for the two test systems. The results of the application of these controllers are then illustrated.

6.1. Controller Synthesis

The RFC-LMI controller tuning and analysis procedure is as follows:

1. Full-order power system model created using Eurostag
2. Controller input selection
 - machine speed
 - electric power
 - accelerating power
 - connection point frequency
 - tie-line power flow
 - bus voltage at each end of a tie-line
3. Small-signal analysis of full model (Eurostag/Matlab)
 - eigenvalues (frequency, damping factor)
 - controllability factors
 - observability factors
 - residues
4. Reduction of full-order model to a reduced-order model (Matlab)
5. Small-signal analysis of reduced-order model (as for full-order model)
6. Model comparison with respect to critical oscillatory modes
 - eigenvalues
 - frequency
 - damping factor
8. Creation of a controller using LMI algorithms (Matlab)
 - uncertainty model determination
 - placement into LMI constraint form
8. Controller verification using Matlab
 - small-signal analysis of reduced-order model and controller in closed-loop
 - small-signal analysis of full-order model and controller in closed-loop
 - dynamic simulations using Simulink
9. Implementation of controller into Eurostag
 - develop necessary form of controller
 - create the Macrobloc representation
10. Small-signal analysis of reduced-order model and controller in closed-loop (Eurostag/Matlab)
11. Dynamic simulations for verification of performance under Eurostag

6.2. 4-machine test system results

The results of the procedure outlined in section 6.1 applied to the 4-machine test system are presented in this section. The controllers determined for this test system were analyzed in two ways: by calculating the eigenvalues of the closed-loop system to determine the performance of the controller, and by dynamic simulations to determine the robustness of the controller. The first analysis was done with Matlab on the linearized model given by Eurostag. The second test was done with the full dynamic model under Eurostag.

6.2.1. 4-Machine test system: Controller without input signal delay or loss

The oscillatory mode classification for this test system was carried out in IV.2.2.1. For this system, a 4-input/4-output RFC controller was determined (see Figure 5.7). The RFC input/output transfer function is a polynomial of order 4. This controller is compared with a well-tuned and optimally placed LFC on generator 12. Figure 6.1 shows the response of these two controllers in closed-loop (RFC-LMI and LFC) as well as the performance of the open-loop system (AVR only) for the nominal power system (Xinterlignes = 100%) and for a tie-line power of between 0 and 558MW (recall Figure 4.1). The advantage of the RFC-LMI versus the LFC in terms of damping factor is quite clear.

To see the impact of operating point change on the response, the tie-line impedance (between nodes 3 and 13) was varied from 50 to 150% of the nominal value. The responses of both controllers were similar for the different impedance value; therefore, only the nominal case is shown on Figure 6.2. It is seen that the RFC-LMI achieves a damping rate two to six times higher than that of the LFC. The poor performance of the system with only AVRs installed is also evident (AVR only curve).

After the small-signal analysis, the controllers were validated by dynamic simulations carried out with Eurostag. To excite the inter-area mode, a fugitive short-circuit (100ms) was simulated on the tie-line 3-102. Figure 6.3 shows the loss of stability of the test system without additional controllers (LFCs and RFCs) via the electric power output curve of generator 12. Figures 6.4 and 6.5 show the response of the speed of generator 12 and also its electric power output. Figure 6.6 shows the tie-line power transit response. The advantage of the RFC-LMI controller versus the LFC is quite clear.

6.2.2. 4-Machine test system: Controller with input signal delay

The LMI algorithms discussed in section 5.5.2 were applied to calculate a simple-gain RFC-LMI controller capable of maintaining the stability of the test system under input-signal delay conditions. The structure of this RFC-LMI controller does not differ much from the structure shown in Figure 5.7.: the difference here is the 4th order polynomial transfer functions are replaced with simple gains between the controller inputs and outputs. With this controller, the stability of the system is assured for delay of at most 120ms (under Matlab/Simulink), as determined by the solution via the “sufficient” conditions of the algorithm. Figure 6.7 illustrates the damping of the inter-area oscillation as seen on the accelerating powers P_a of the four machines for a delay of 110ms (under Matlab). While the value of 120ms represents the theoretical maximum value satisfying the “sufficient” constraints of the algorithm, the delay value of 110ms represents the maximum value in practices for the Matlab simulations. Simulations with the full nonlinear model under Eurostag show that the controller is capable of maintaining stability for delay values of up to at least 240ms; however, this value is beyond the guaranteed value of 120ms. This highlights the difference between the theoretical maximum and the practical maximum achievable with this controller. This controller was also tested with success for a variety of operating points for tie-line power transfers of 0 to 500MW (from buses 3 to 13) at the 120ms delay value, demonstrating its robustness over this variable.

Figure 6.8 shows the response of the system following a short-circuit on line 3-102 for two different operating points: nominal and nominal+100MW. Even with a power increase, the controller is able to maintain the stability of the system following this event. Table 6.1 presents the details of the small-signal analysis for the delay values of 0 to 240ms for the nominal power transfer case. One data point is also shown for the nominal+100MW case at the theoretical maximum delay value for comparison. Finally, the damping factor values achieved by the RFC-LMI with delayed input signals are of the same order of magnitude as those achievable by LFC controllers which do not consider the input signal delay problem. This shows that the performance levels of this controller are, at the very least, on par with those achievable for other types of controllers commonly used in power systems [Mar-99].

6.3. 29-machine test system results

This section presents the results of the procedure as applied to the 29-machine test system.

6.3.1. 29-Machine test system: Controller without delayed inputs

Due to the complexity of this test system, only three operating conditions are considered: “normal,” “cut-line” and “increased load.” Compared with the “normal” operating point, the other two operating points result in a much higher power transfer on the mid-western tie-lines (large black arrow on Figure 6.9). The changes in the test system are enumerated in Table 6.2. In resume, the “normal” power transfer is 1465MW, the “cut-line” transfer 2339MW and the “increased load” transfer 1829MW. The net changes are +847MW and +364MW respectively. Only the RFC-LMI controller is capable of stabilizing the test system for all three operating points; neither an AVR only configuration nor a LFC configuration meets this goal.

6.3.1.1. "Normal" operating point results

Tables 6.3 to 6.5 contain the results for the “normal” operating and a 4-input/4-output RFC-LMI controller with inputs of either speed, accelerating power or electric power (same general construction as for the 4-machine test system). In the first table, the oscillatory mode in open-loop (BO) is given, followed by four combinations of controllers and full- or reduced-system model in closed-loop (BF). A full 30th order controller (“full”) and reduced 4th order controller (“reduced”) are compared. The “full” test system is of 400th order, while the “reduced” test system is of 30th order. It can be seen that the LMI algorithm pushed the unstable critical modes to the stable left-hand side of the complex plane similar to the fashion of a mirror. Because of this, the damping factors are somewhat weak (though the test system remains stable), on the order of 0.032 to 0.053.

6.3.1.2. "Cut-line" operating point

Table 6.6 summarizes the results for the “cut-line” operating point and a 4-input/4-output controller (speed, accelerating power and electric power). Once again, the open-loop (BO) response and closed-loop (BF) responses are given. Also, the same “mirror” movement of the unstable mode was achieved by the RFC-LMI for this operating condition, yielding somewhat weak damping factors on the order of 0.025 to 0.057.

6.3.1.3. "Increased load" operating point

Table 6.7 enumerates the results for the “increased load” operating point for a 4-input/4-output RFC-LMI controller using either speed, accelerating power or electric power. In the same manner as before, the open- (BO) and closed-loop (BF) responses are shown. Also as before, the

same “mirror” effect is seen in the displacement of the unstable oscillatory mode, resulting again in relatively weak damping factors on the order of 0.024 to 0.057.

Following this small-signal analysis, the “cut-line” controller acting on inputs of accelerating power for the generators 28, 33, 63 and 74 was introduced into the Eurostag program to analyse the dynamic response for this test system. The structure of this controller is almost identical to that of the 4-machine test system. An order reduction was performed, from 30 states to 4 states, to yield a practically sized controller to simulate a real installation. The Bode response for the two controllers is shown on Figure 6.10, assuring that the order reduction returns a controller with the same characteristics as the full-order controller.

For all three operating points, the RFC-LMI stabilizes the test system. To test the performance of the controller, a fugitive short-circuit close to generator 63 was simulated. A comparison was made between the RFC-LMI and a LFC tuned via the residue method. Figure 6.11 shows the response of the active power of a machine implicated in the inter-area oscillation. The RFC controller damps more quickly the oscillation as seen by this generator as well as the tie-line power flow oscillation observed between machines 28 and 74 (Figure 6.12).

Finally, the responses for the “increased load” operating point (Figures 6.13. to 6.15) also show the superiority of the RFC-LMI compared to the LFC. Even with higher power flows in the network, the RFC-LMI maintains stability when confronted with a short-circuit; this is with respect to the two unstable modes in open loop. As the network is not stable with a LFC installed, comparisons between that controller and a RFC-LMI for this case cannot be provided. Instead, the responses of generators 28 and 74, as well as the tie-line power flow oscillation, are offered.

6.3.2. 29-Machine test system: Controller with input signal delay

Offered here are some preliminary results of a 4-input/4-output RFC-LMI controller installed on the machines 63, 28, 33 and 74 (Figures 6.16 and 6.17). These figures show the response of the speed of the generators, and in particular the damping of the inter-area oscillation present in the system. The delay value calculated for the “nominal” load flow case is 120msec. This controller will be verified using the nonlinear Eurostag power system model in the near future.

Conclusions and Future Work

This dissertation has presented a unique solution to the problem of damping the inter-area oscillations in large, interconnected power systems: a remote feedback (RFC) controller using as inputs synchronized measurements (SPMs) from phasor measurement units (PMUs) co-ordinated by the global positioning system (GPS) satellites. The resulting RFC may undergo either delayed-input or loss-of-input signal conditions while maintaining the stability of the power system for a variety of operating points, including those associated with an increase in the tie-line powers in the power system. Convex programming techniques in connection with linear matrix inequality (LMI) constraints enabled the tuning of this controller with respect to these varying operating conditions.

The results of the studies illustrated in this work using small-signal analysis techniques provide the basis for the studies performed through dynamic simulations. The linearized power system models (approximately 40 and 400 state variables, respectively) were reduced to a more reasonable size (10 to 30 state variables) in order to be treated by the chosen convex programming algorithms. These reduced models enabled a focus on the critical unstable oscillatory modes and a rejection of the less significant oscillatory modes to be affected.

Through this procedure, the so-called RFC-LMI controllers were designed for the two test power systems containing 4 and 29 machines. The controllers were placed in an optimal manner in the test systems based on small-signal analysis. Once the linearized model of each test system was constructed, tuning algorithms involving either the use of residues or LMI constraints were used to develop the controllers. Dynamic simulations confirmed that the RFC-LMI controllers maintain the stability of the test systems with respect to vast changes in the operating point, and also with respect to large disturbances such as short-circuits and large load changes. The RFC-LMI controllers were based on the multiple-input-multiple-output (MIMO) principle and operate on input signals such as generator shaft speed or accelerating power.

Future topics of research related to this work might include:

1. The control of FACTS devices via SPM/LMI/RFC controllers. These controllers could be conceived to provide a wide range of monitoring and control attributes through the inclusion of PMU-based controller input signals.
2. The investigation of model reduction techniques for large, dynamical systems to provide researchers with the tools necessary to better analyze these systems via their equivalent reduced-order models.
3. The improvement of convex programming and linear matrix inequality techniques with respect to large-order systems, thereby eliminating the need to rely on advances in (2).
4. A study of the importance of possible interactions (both good and bad) between the different control structures present in power systems, such as RFCs, PSSs and FACTS devices.
5. The development of linear matrix inequality techniques, as well as new control structures including perhaps network variables as opposed to machine variables, to handle the possibility of signal-loss conditions.
6. The improvement of optimal signal choice algorithms based on controllability and observability factors, residues and sensitivities for the application in (5).

A further goal is the implementation of a RFC in a functioning 'micro-network' simulator at the *Institut National Polytechnique de Grenoble* in Grenoble, France, to validate the approach developed in this dissertation.

Equations

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

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

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

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

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

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

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

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

$$2H\dot{\omega} = T_M - T_E = T_M - \lambda_q i_d - \lambda_d i_q \quad (2.9)$$

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

$$T_m = P_m / \omega \quad (2.11)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (2.34)$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.35)$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0 \quad (2.36)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{y} - \mathbf{y}_0 \quad (2.37)$$

$$\Delta \mathbf{u} = \mathbf{u} - \mathbf{u}_0 \quad (2.38)$$

$$\mathbf{A} \Phi = \lambda \Phi \quad \text{ou } \Phi : \text{vecteur 'n} \times 1' \quad (2.39)$$

$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0 \quad (2.40)$$

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \text{ Hz} \quad (2.41)$$

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.42)$$

$$\mathbf{A} \Phi_i = \lambda_i \Phi_i \quad (2.43)$$

$$\Psi_i \mathbf{A} = \lambda_i \Psi_i \quad (2.44)$$

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n] \quad (2.45)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \dots \quad \Psi_n^T]^T \quad (2.46)$$

$$\mathbf{A} \Phi = \Phi \Lambda \quad (2.46)$$

$$\Psi \Phi = \mathbf{I} \quad (2.47)$$

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \quad \mathbf{p}_2 \quad \dots \quad \mathbf{p}_n] \quad (2.48)$$

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

$$\Delta \mathbf{x} = \Phi \mathbf{z} \quad (2.50)$$

$$\Phi \frac{\partial \mathbf{z}}{\partial t} = \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (2.51)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.52)$$

$$\dot{\mathbf{z}} = \Lambda \mathbf{z} + \mathbf{B}' \Delta \mathbf{u} \quad (2.53)$$

$$\Delta y = C'z + D\Delta u \quad (2.54)$$

$$B' = \Phi^{-1}B \quad (2.55)$$

$$C' = C\Phi \quad (2.56)$$

$$|R_i| \arg(\Theta_{Ri}) = \frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = |B_{i,\Delta V_{PSS}} C_{i,\Delta PSS_u}| \quad (2.57)$$

$$\begin{bmatrix} V_R \\ V_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\lambda}_f \\ \Delta \dot{\lambda}_D \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q1} \\ \Delta \dot{\lambda}_{Q2} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\theta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ 0 & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ 0 & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_f \\ \Delta \lambda_D \\ \Delta \lambda_{Q1} \\ \Delta \lambda_{Q2} \\ \Delta \omega \\ \Delta \theta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & b_{12} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ b_{51} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta EFD \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

$$P_{transit} = \frac{U_A U_B}{X_{ligne}} \sin(\Theta_A - \Theta_B) \quad (3.1)$$

$$P_{ij} = v_{ij} w_{ij} \quad (4.1)$$

$$C_{ij(h)}^2 = \frac{P_{ih} P_{jh}}{M_i M_j} \quad (4.2)$$

$$\tau_d = \frac{d}{v} (\text{sec}) \quad (4.3)$$

$$b(t) = y(t - \tau_d) \quad (4.4)$$

$$B(s) = e^{-\tau_d s} Y(s) \quad (4.5)$$

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.6)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.7)$$

$$\dot{z} = A_c z + B_c y(t - \tau_y) \quad (4.8)$$

$$u(t) = C_c z + D_c y(t - \tau_y) \quad (4.9)$$

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u(t - \tau_c - \tau_u) \quad (4.10)$$

$$\Delta y = C\Delta x \quad (4.11)$$

$$\Delta u = K y(t - \tau_d) \quad (4.12)$$

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + BKC\Delta x(t - \tau_c - \tau_d - \tau_u) = A\Delta x + A_d \Delta x(t - \tau_c - \tau_d - \tau_u) \quad (4.13)$$

$$e^{-\tau_d s} \cong 1 - \tau_d s + \tau_d^2 s^2 / 2 \cong \frac{1}{1 + \tau_d s + \frac{\tau_d^2}{2} s^2} \quad (4.14)$$

$$e^{-\tau_d s} \cong \frac{1 - \frac{\tau_d}{2} s}{1 + \frac{\tau_d}{2} s} \quad (4.15)$$

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \equiv \begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \end{cases} \quad (5.1)$$

$$A(x) = A_0 + x_1 A_1 + \dots + x_N A_N < 0 \quad (5.2)$$

$$-A(x) < 0 \text{ et } A(x) - B(x) < 0 \quad (5.3)$$

$$L = L_0 + \Delta \quad (5.4)$$

$$\frac{q}{p} = -(I + L)^{-1} = -S(s) \quad (5.5)$$

$$L = (I + \Delta)L_0 \quad (5.6)$$

$$\frac{q}{p} = -L_0(I + L_0)^{-1} = -T(s) \quad (5.7)$$

$$\begin{pmatrix} \mathbf{Z}(s) \\ \mathbf{Y}(s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Sigma_{11}(s) & \Sigma_{12}(s) \\ \Sigma_{21}(s) & \Sigma_{22}(s) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{W}(s) \\ \mathbf{U}(s) \end{pmatrix} \quad (5.8)$$

$$\mathfrak{S}(\Sigma, \mathbf{K}) = \Sigma_{11} + \Sigma_{21} \mathbf{K} (\mathbf{I} - \Sigma_{22} \mathbf{K})^{-1} \Sigma_{21} \quad (5.9)$$

$$\|\mathfrak{S}(\mathbf{P}, \mathbf{K})\|_{\infty} \quad (5.10)$$

$$\|F(\mathbf{P}, \mathbf{K})\|_{\infty} < \gamma \quad (5.11)$$

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{B}_1 \mathbf{w} + \mathbf{B}_2 \mathbf{u} \\ \mathbf{z}_{\infty} = \mathbf{C}_{\infty} \mathbf{x} + \mathbf{D}_{\infty 1} \mathbf{w} + \mathbf{D}_{\infty 2} \mathbf{u} \\ \mathbf{z}_2 = \mathbf{C}_2 \mathbf{x} + \mathbf{D}_{21} \mathbf{w} + \mathbf{D}_{22} \mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C}_y \mathbf{x} + \mathbf{D}_{y1} \mathbf{w} \end{cases} \quad (5.12)$$

$$\begin{cases} \dot{\zeta} = \mathbf{A}_K \zeta + \mathbf{B}_K \mathbf{y} \\ \mathbf{u} = \mathbf{C}_K \zeta + \mathbf{D}_K \mathbf{y} \end{cases} \quad (5.13)$$

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}}_{cl} = \mathbf{A}_{cl} \mathbf{x}_{cl} + \mathbf{B}_{cl} \mathbf{w} \\ \mathbf{z}_{\infty} = \mathbf{C}_{cl1} \mathbf{x}_{cl} + \mathbf{D}_{cl1} \mathbf{w} \\ \mathbf{z}_2 = \mathbf{C}_{cl2} \mathbf{x}_{cl} + \mathbf{D}_{cl2} \mathbf{w} \end{cases} \quad (5.14)$$

$$A_{cl} = \begin{bmatrix} A + B_2 D_K C_y & 0 \\ 0 & A_K \end{bmatrix}, \quad B_{cl} = \begin{bmatrix} B_1 + B_2 D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix},$$

$$C_{cl1} = \begin{bmatrix} C_\infty + D_{\infty 2} D_K C_y & 0 \\ 0 & D_{\infty 2} C_K \end{bmatrix}, \quad D_{cl1} = \begin{bmatrix} D_{\infty 1} + D_{\infty 2} D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix},$$

$$C_{cl2} = \begin{bmatrix} C_2 + D_{22} D_K C_y & 0 \\ 0 & D_{22} C_K \end{bmatrix} \text{ et } D_{cl2} = \begin{bmatrix} D_{21} + D_{22} D_K D_{y1} \\ 0 \end{bmatrix};$$

$$\begin{pmatrix} A_{cl} X_\infty + X_\infty A_{cl}^T & B_{cl} & X_\infty C_{cl1}^T \\ B_{cl}^T & -I & D_{cl1}^T \\ C_{cl1} X_\infty & D_{cl1} & -\gamma^2 I \end{pmatrix} < 0 \quad (5.15)$$

$$X_\infty > 0 \quad (5.16)$$

$$\begin{pmatrix} A_{cl} X_2 + X_2 A_{cl}^T & B_{cl} \\ B_{cl}^T & -I \end{pmatrix} > 0 \quad (5.17)$$

$$\begin{pmatrix} Q & C_{cl2} X_2 \\ X_2 C_{cl2}^T & X_2 \end{pmatrix} > 0 \quad (5.18)$$

$$\text{Trace}(Q) < v^2 \quad (5.19)$$

$$\alpha = [\alpha_{kl}] \in R^{m \times m} \quad (5.20)$$

$$\beta = [\beta_{kl}] \in R^{m \times m} \quad (5.21)$$

$$D = \{Z \in C : f_D(z) < 0\} \quad (5.22)$$

$$f_D = [\alpha_{kl} + \beta_{kl} Z + \beta_{kl} \bar{Z}]_{1 \leq k, l \leq m} \quad (5.23)$$

$$M_D(A, X) = [\alpha_{kl} X + \beta_{kl} AX + \beta_{kl} A^T X]_{1 \leq k, l \leq m} \quad (5.24)$$

$$X : X > 0, M_D(A, X) < 0 \quad (5.25)$$

$$D = \{z \in C : L + Mz + M^T \bar{z} < 0\} \quad (5.26)$$

$$[\lambda_{ij} X_{pol} + \mu_{ij} A_{cl} X_{pol} + \mu_{ij} X_{pol} A_{cl}^T]_{1 \leq i, j \leq m} < 0 \quad (5.27)$$

$$X_{pol} > 0 \quad (5.28)$$

$$X := X_\infty := X_2 := X_{pol} \quad (5.29)$$

$$X = X_1 X_2^{-1} \quad \text{avec} \quad X_1 = \begin{bmatrix} R & I \\ M^T & 0 \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad X_2 = \begin{bmatrix} 0 & S \\ I & N^T \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

$$\begin{cases} \underline{A}_K = N A_K M^T + N B_K C_y R + S B_2 C_K M^T + S(A + B_2 D_K C_y) R \\ \underline{B}_K = N B_K + S B_2 D_K \\ \underline{C}_K = C_K M^T + D_K C_y R \end{cases} \quad (5.31)$$

$$1. \begin{bmatrix} AR + RA^T + B_2 \underline{C}_K + \underline{C}_K^T B_2^T & \underline{A}_K^T + A + B_2 D_K C_y & B_1 + B_2 D_K D_{y1} & * \\ * & A^T S + SA + \underline{B}_K C_y + C_y^T \underline{B}_K^T & SB_1 + \underline{B}_K D_{y1} & * \\ * & * & -I & * \\ C_{\infty} R + D_{\infty 2} \underline{C}_K & C_{\infty} + D_{\infty 2} D_K C_y & D_{\infty 1} + D_{\infty 2} D_K D_{y1} & -\gamma^2 I \end{bmatrix} < 0 \quad (5.32)$$

$$2. \begin{bmatrix} Q & C_2 R + D_{22} \underline{C}_K & C_2 + D_{22} D_K C_y \\ * & R & I \\ * & I & S \end{bmatrix} > 0 \quad (5.33)$$

where * signifies the symmetric factor, transposed.

$$3. \left[\lambda_{ij} \begin{pmatrix} R & I \\ I & S \end{pmatrix} + \mu_{ij} \begin{pmatrix} AR + B_2 \underline{C}_K & A + B_2 D_K C_y \\ \underline{A}_K & SA + \underline{B}_K C_y \end{pmatrix} + \mu_{ij} \begin{pmatrix} RA^T + \underline{C}_K^T B_2^T & \underline{A}_K^T \\ (A + B_2 D_K C_y)^T & A^T S + C_y^T \underline{B}_K^T \end{pmatrix} \right]_{1 \leq i, j \leq m} < 0 \quad (5.34)$$

$$4. \text{Trace}(Q) < v_0^2 \quad (5.35)$$

$$5. \gamma^2 < \gamma_0^2 \quad (5.36)$$

$$6. D_{21} + D_{22} D_K D_{y1} = 0 \quad (5.37)$$

$$\begin{pmatrix} A_{cl} X + X A_{cl}^T & B_{cl} & X C_{cl}^T \\ B_{cl}^T & -I & D_{cl}^T \\ C_{cl} X & D_{cl} & -\gamma^2 I \end{pmatrix} < 0, \quad X > 0 \quad (5.38)$$

$$u(t) = Ky(t - \tau) = KCx(t - \tau) \quad (5.39)$$

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + BKCx(t - \tau) = Ax(t) + A_d x(t - \tau), \quad x_0(\theta) = \phi(\theta), \theta \in [-\tau, 0] \quad (5.40)$$

$$\begin{bmatrix} N_B^T \underline{X} A^T N_B + N_B^T A \underline{X} N_B & N_B^T \underline{X} A^T N_B & 0 & 0 \\ N_B^T A \underline{X} N_B & -\sigma_m \beta N_B^T N_B & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) N_B^T N_B & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sigma_m N_B^T N_B \end{bmatrix} < 0 \quad (5.41)$$

$$\begin{bmatrix} N_C^T A^T \underline{Y} N_C + N_C^T \underline{Y} A N_C & N_C^T A^T & 0 & 0 \\ A N_C & -\sigma_m \beta I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sigma_m N_C^T N_C \end{bmatrix} < 0 \quad (5.42)$$

$$XY = I \quad (5.43)$$

$$\begin{bmatrix} M & X A^T & X C^T K^T B^T & BKCX \\ AX & -\sigma_m \beta I & 0 & 0 \\ BKCX & 0 & -\sigma_m (1 - \beta) & 0 \\ X C^T K^T B^T & 0 & 0 & -\sigma_m I \end{bmatrix} < 0 \quad (5.44)$$

$$u(t) = Ky(t - \tau) \quad (5.45)$$

$$V(x, t) = x^T Xx + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta}^t x^T(s) P_1^{-1} x(s) ds d\theta + \int_{-\tau}^0 \int_{t+\theta-\tau}^t x^T(s) P_1^{-1} x(s) ds d\theta \quad (5.46)$$

Figures

- Figure 1.1. Les correcteurs AVR et PSS sur une machine p. 18
A generator with and AVR and a PSS
- Figure 1.2. Vue globale d'un réseau avec un correcteur PSS p. 18
Global View of a Power System with a PSS
- Figure 1.3. Limite d'un réseau et ses région de commande p. 19
Power System Operating Limits and Control Regions
- Figure 1.4. Exemple d'une oscillation inter-régions dans le réseau test à 4-machines p. 20
Inter-Area Oscillation seen in the 4-machine Test System
- Figure 1.5. L'amortissement d'une oscillation inter-régions p. 20
A Damped Inter-Area Oscillation (4-machine Test System)
- Figure 1.6. Réseau multi-régions avec un système de commande RFC p. 20
Global View of a Power System with a RFC
- Figure 1.7. Les satellites GPS p. 21
Global Positioning System, Showing Four Satellites
-
- Figure 2.1. Représentation d'une machine et son réglage p. 23
A Generator and its Regulation Connected to the Power System
- Figure 2.2. Schéma d'une machine synchrone triphasée p. 24
Synchronous Generator Representation
- Figure 2.3. Une turbine et sa réglage p. 26
Turbine Model
- Figure 2.4. PSS « classique » [Iee-94] p. 28
Classical PSS Model from [Iee-94]
- Figure 2.5. Régulateur de tension, gain simple p. 28
Simple-Gain AVR
- Figure 2.6. Régulateur de tension, type IEEE-ST1 p. 29
IEEE-ST1 AVR
- Figure 2.7. Dispositif pour la tension de consigne d'une machine p. 29
Excitation Voltage Control Model

Figure 2.8. PSS « classique » [Kun-94]	p. 30
Classical PSS from [Kun-94]	
Figure 2.9. Exemple de la stabilité des modes sur le plan complexe	p. 32
Oscillatory Mode Example in the Complex Plane	
Figure 2.10. Résidu d'une valeur propre	p. 35
Example of the Residue of an Eigenvalue	
Figure 2.11. Modèle d'une machine connectée au nœud infini	p. 37
One-Machine, Infinite-Bus Model	
Figure 3.1. Modèle simplifié d'une ligne du transport	p. 40
Simplified Tie-Line Model	
Figure 3.2. Représentation d'un « phasor »	p. 40
Phasor Representation of a Sinusoid	
Figure 3.3. Déphasage d'un « phasor » constant [Pha-91]	p. 40
Angle Evolution Example for a Constant Phasor	
Figure 3.4. Estimation d'état	p. 41
State Estimation	
Figure 3.5. Supervision d'un réseau électrique	p. 42
Power System Supervision	
Figure 3.6. Protection d'un réseau électrique	p. 43
Power System Protection	
Figure 3.7. Commande d'un réseau électrique	p. 43
Power System Control	
Figure 4.1. Réseau test 4-machines	p. 51
4-Machine Test System	
Figure 4.2. Formes des modes pour le réseau test à 4-machines	p. 52
Mode Shapes for the 4-Machine Test System	
Figure 4.3. Réseau test de 29 machines	p. 54
29-Machine Test System	

Figure 4.4. Limite d'écroulement de tension et les points de fonctionnement Voltage Sag Limit and Power System Operating Points	p. 57
Figure 4.5. Tension au nœud 13 en fonction de la puissance de transit Bus 13 Voltage With Respect to Tie-Line Power	p. 58
Figure 4.6. Déphasage de la tension au nœud 13 en fonction de la puissance de transit Bus 13 Voltage Angle With Respect to Tie-Line Power	p. 58
Figure 4.7. L'évolution de la stabilité du réseau test 4-machines Eigenvalue Migration of 4-Machine Test System	p. 58
Figure 4.8. Les taux d'amortissement des correcteurs Damping Factor for Three Different Controllers	p. 58
Figure 4.9. Réseau avec quatre RT seuls Response of 4-Machine System with only AVR's Installed	p. 59
Figure 4.10. Puissance de transit Tie-Line Power Response for LFC and RFC	p. 59
Figure 4.11. Puissance électrique de la machine 11 Generator 11 Electrical Power Response	p. 59
Figure 4.12. Système à retard [Kuo-95] Physical System with Delay from [Kuo-95]	p. 60
Figure 4.13. Système avec une boucle de retour [Nil-96] Closed-Loop System Structure from [Nil-96]	p. 61
Figure 4.14. Système avec multiple sorties Closed-Loop System with Multiple Output Signals	p. 61
Figure 4.15. Correcteur RFC à retard des entrées RFC with Delayed Inputs	p. 63
Figure 4.16. Réponses de la machine 11 suivant un court-circuit fugitif Generator 11 Response after a Short-Circuit, (a) Output Terminal Voltage, (b) Electrical Power Output	p. 64
Figure 5.1. Modèle de base du système General Uncertainty Structure	p. 67
Figure 5.2. Modèle d'incertitude additive Additive Uncertainty Structure	p. 67

Figure 5.3. Modèle d'incertitude multiplicative directe en sortie Multiplicative (direct, output) Uncertainty Structure	p. 67
Figure 5.4. Forme générale de commande multiobjectif par retour d'état Multi-Objective Control with State Feedback	p. 69
Figure 5.5. Forme générale de commande multiobjectif par retour statique en sortie Multi-Objective Control with Static Output Feedback	p. 69
Figure 5.6. Forme générale de commande multiobjectif par retour dynamique en sortie Multi-Objective Control with Dynamic Output Feedback	p. 69
Figure 5.7. Régions D de type angulaire (a) et plan (b) Conic and Planar Pole-Placement Regions	p. 72
Figure 5.8. RFC-LMI 4-entrées/4-sorties RFC-LMI, 4-input/4-output	p. 75
Figure 5.9. Modèle utilisé (avec incertitudes W_d) Applied Uncertainty (W_d) Model	p. 75
Figure 6.1. Réponse des valeurs propres des correcteurs RFC-LMI et PSS Eigenvalue Migration for RFC-LMI and LFC	p. 80
Figure 6.2. Taux d'amortissement des trois correcteurs, cas nominal Damping Factor for Nominal Case, All Controllers	p. 80
Figure 6.3. Réseau 4-machine en boucle ouverte, puissance de générateur 12 4-Machine System, Open-Loop, Electrical Power of Gen 12	p. 81
Figure 6.4. Réseau 4-machine en boucle fermée, vitesse de générateur 12 4-Machine System, Closed-Loop, Speed of Gen 12	p. 81
Figure 6.5. Réseau 4-machine en boucle fermée, puissance de générateur 12 4-Machine System, Closed-Loop, Electrical Power of Gen 12	p. 81
Figure 6.6. Réseau 4-machine en boucle fermée, puissance de transit 4-Machine System, Closed-Loop, Tie-Line Power	p. 81
Figure 6.7. Réponse en boucle fermée, P_a , retard $\tau = 0,110$ sec. 4-Machine System, Closed-Loop with Delay $\tau = 0.110s$, Accelerating Power	p. 82

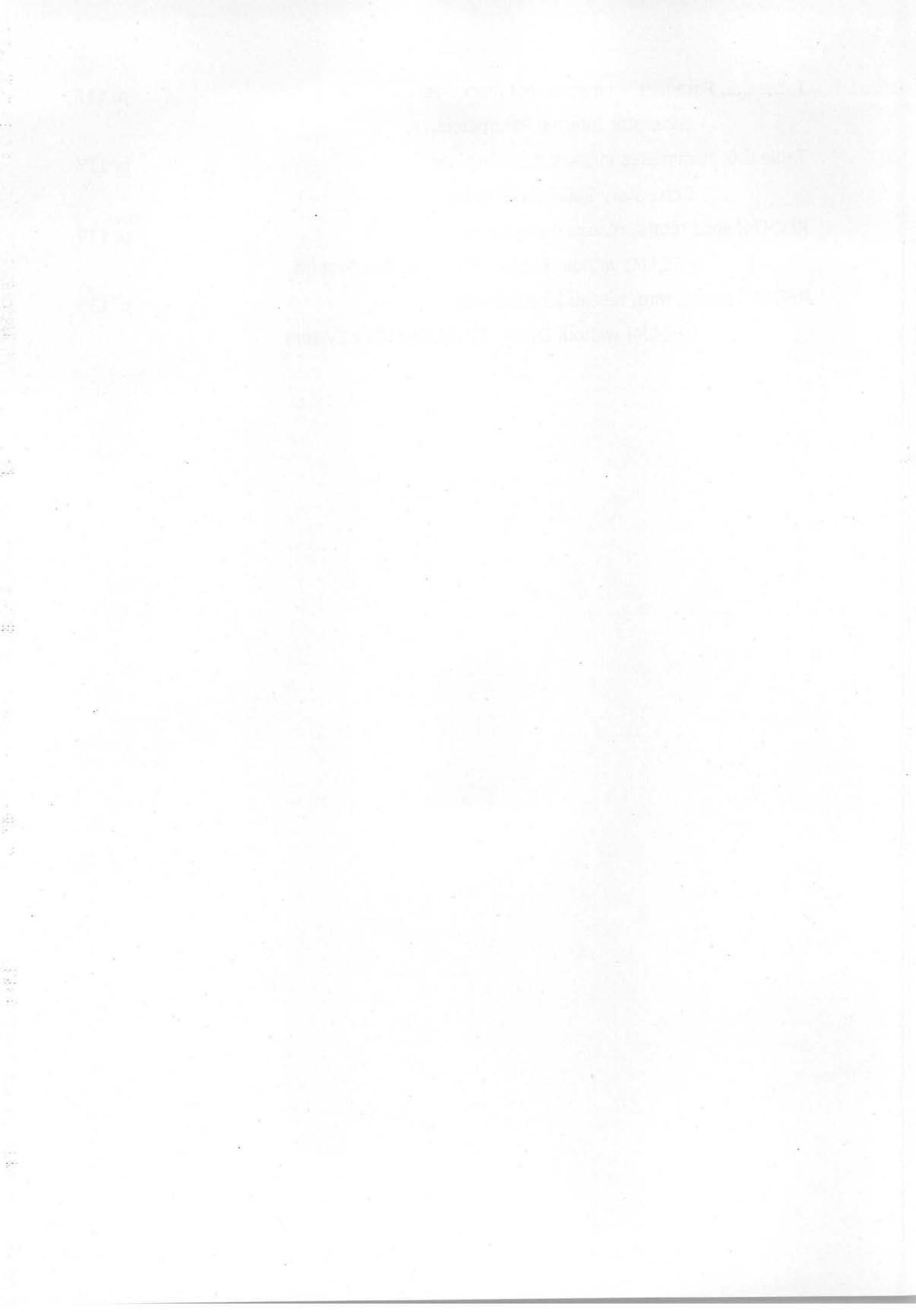
Figure 6.8. Puissance de transit, retard $\tau = 0,120$ sec. 4-Machine System, Closed-Loop with Delay $\tau = 0.120s$, Tie-Line Power	p. 82
Figure 6.9. Réseau test de 29 machines 29-Machine Test System	p. 83
Figure 6.10. La réponse Bode de l'entrée 1 et la sortie 4 Bode Plot of Input 1 to Output 4	p. 87
Figure 6.11. Puissance active de la machine 28, cas « Normal » Normal Operating Point, Generator 28 Active Power	p. 87
Figure 6.12. Puissance de transit entre les machines 28 et 74, cas « Normal » Normal Operating Point, Tie-Line Power Between Generator 28 and Generator 74	p. 88
Figure 6.13. Puissance de la machine 63, comparaison des cas Generator 63 Electrical Power, Operating Point Comparison	p. 88
Figure 6.14. Puissance de la machine 28, comparaison des cas Generator 28 Electrical Power, Operating Point Comparison	p. 89
Figure 6.15. Puissance de transit entre les machines 28 et 74 Tie-Line Power Between Generator 28 and Generator 74, Operating Point Comparison	p. 89
Figure 6.16. Réponse en boucle fermée, Vitesse, retard $\tau = 0,120$ sec. Closed-Loop Response of Speed, Delay $\tau = 0.120s$.	p. 90
Figure 6.17. Réponse en boucle fermée, Vitesse, retard $\tau = 0,120$ sec. Closed-Loop Response of Speed, Delay $\tau = 0.120s$.	p. 90
Figure C.1. Réseau test 4-machines 4-Machine Test System	p. 115
Figure C.2. Schéma complet du réseau 29-machines 29-Machine Test System, Full Diagram	p. 121
Figure C.3. Schéma réduit du réseau 29-machines détaillant les régions principales de tension 29-Machine Test System, Principal Voltage Level Regions	p. 122

Tables

Table 2.1. Les définitions des variables pour (2.1) à (2.10) Variable Definitions for Equations (2.1) to (2.10)	p. 25
Table 4.1. Modes électromécaniques du réseau 4-machines Electromechanical Oscillatory Modes for the 4-Machine System	p. 51
Table 4.2. Facteurs de participation des modes électromécaniques Participation Factors for the Electromechanical Modes	p. 51
Table 4.3. Résultats : Sensibilité, Commandabilité et Couplage Sensitivity, Controllability and Coupling Factors	p. 53
Table 4.4. Facteurs d'observabilité pour un correcteur local Observability Factors for a LFC	p. 53
Table 4.5. Facteurs d'observabilité pour un correcteur « lointain » Observability Factors for a RFC	p. 53
Table 4.6. Facteurs de participation, sensibilités et forme des modes du réseau 29-machines Participation Factors, Sensitivity and Mode Shapes for the 29- Machine System	p. 53
Table 4.7. Facteurs de commandabilité Controllability Factors	p. 55
Table 4.8. Facteurs d'observabilité Observability Factors	p. 55
Table 4.9. Points de fonctionnement pour la méthode continue Continuation Method Operating Points	p. 57
Table 4.10. Sommaire des résultats des retards Delay Results Summary	p. 63
Table 6.1. Sommaire des résultats en régime permanent Steady-State Results Summary	p. 82
Table 6.2. Résumé des points de fonctionnement Operating Point Summary	p. 84

Table 6.3. Résultats avec quatre entrées vitesse Speed Input Results	p. 85
Table 6.4. Résultats avec quatre entrées puissance électrique Electrical Power Input Results	p. 85
Table 6.5. Résultats avec quatre entrées puissance d'accélération Accelerating Power Results	p. 86
Table 6.6. Résultats avec quatre entrées en scénario « Coupées » Cut-Line Scenario Results	p. 86
Table 6.7. Résultats avec quatre entrées en scénario « Augmentées » Increased Power Flow Results	p. 86
Table A.1. Définitions des variables des équations A.1 à A.3. Variable Definitions for Equations A.1 to A.3	p. 99
Table B.1. Modes oscillatoires du réseau test à 4-machines (complét) Oscillatory Modes, Full 4-Machine System Model	p. 109
Table B.2. Modes du réseau test à 4-machines (réduit) Oscillatory Modes, Reduced 4-Machine System Model	p. 109
Table B.3. Modes oscillatoires (complét) du réseau test 29-machines Oscillatory Modes, Full 29-Machine System Model	p. 110
Table B.4. Modes (réduit, ordre 15) du réseau test 29-machines Oscillatory Modes, Reduced (15 th Order) 29-Machine System Model	p. 112
Table B.5. Modes (réduit, ordre 30) du réseau test 29-machines Oscillatory Modes, Reduced (30 th Order) 29-Machine System Model	p. 112
Table C.1. Les impédances du réseau test à 4-machines Impedance Values for the 4-Machine Test System	p. 116
Table C.2. Données des machines et charges pour le réseau test à 4-machines Generator and Load Data for the 4-Machine Test System	p. 116
Table C.3. Paramètres externes des machines du réseau test à 4-machines 4-Machine Test System Generator External Parameters	p. 117
Table C.4. Données d'un régulateur de tension de type ST1 ST1 Voltage Regulator Data	p. 117

Table C.5. Paramètres internes des machines	p. 117
Generator Internal Parameters	
Table C.6. Paramètres initiales des machines	p. 117
Generatory Initial Parameters	
RFC-LMI sans retard, réseau 4-machines	p. 119
RFC-LMI without Delay, 4-Machine Test System	
RFC-LMI sans retard, réseau 29-machines	p. 130
RFC-LMI without Delay, 29-Machine Test System	



RÉSUMÉ

Les grands réseaux électriques sont utilisés de plus en plus près de leur limite de stabilité. Ceci est dû aux contraintes économiques, politiques et écologiques obligeant les opérateurs à exploiter leurs réseaux à la limite de sécurité. Cependant, faire fonctionner un réseau trop près de ses limites crée des oscillations de puissance entre les différentes centrales et parties des réseaux liées par des interconnexions assez faibles (en terme de nombre de lignes d'interconnexion). Ces oscillations « inter-régions » se manifestent sur les arbres des machines concernées (oscillations électro-mécaniques) et affectent la stabilité du réseau. Un moyen efficace pour remédier à ce problème consiste en une utilisation d'un correcteur dit RFC (Remote Feedback Controller). Ce correcteur utilise comme signaux d'entrée des grandeurs provenant de machines distantes du point d'installation du correcteur. Ces signaux sont synchronisés par des satellites GPS (Global Positioning System). Les outils d'analyse et de calcul comme l'optimisation convexe avec contraintes LMI (inégalités matricielles linéaires), peuvent permettre le réglage de ce correcteur.

Dans le cadre de cette thèse, le travail réalisé traite du problème de la conception et de l'emplacement d'un correcteur RFC utilisant des signaux d'entrée locaux et lointains synchronisés par les satellites GPS. Les techniques de programmation convexe avec des contraintes LMI sont utilisées pour le réglage de ce correcteur pour l'amortissement des oscillations inter-régions dans les réseaux électriques. Les correcteurs réalisés sont ensuite implantés dans deux réseaux tests à 4 et 29 machines. Grâce aux techniques LMI, les correcteurs sont robustes dans une grande plage de points de fonctionnement des réseaux tests et sont plus performants que les correcteurs traditionnels. De plus, ces correcteurs ne sont pas perturbés par d'éventuels problèmes dus à l'éloignement des signaux, notamment par un retard du signal ou par sa perte éventuelle.

Mots Clés : Correcteur à entrées éloignées (RFC), Mesures Synchronisées, Inégalités Matricielles Linéaires (LMI), Global Positioning System (GPS).

Inter-area (power) oscillation damping in large interconnected power systems via measurements synchronized by GPS

At the present time, power systems are being operated closer and closer to their stability limit. This condition is due to current economic, political and ecological constraints, under which power system operators are limited to serving the actual power demand by pushing the operating point closer to the generation and tie-line stability limits. However, due to the weakness of these tie-lines, oscillations are often created between the different generating stations in the power system. These so-called inter-area oscillations are visible on the rotors of the generators, as well as in the tie-line power, and may create severe stability problems. To damp the inter-area oscillations and avoid the stability problems, a Remote Feedback Controller (RFC) is used. The RFC uses input signals from the generator where it is installed and also from a remote generator. These input signals, both local and remote, are synchronized via the Global Positioning System (GPS) satellites. The RFC is tuned via the use of residues, as well as recent convex programming techniques that include the application of linear matrix inequality (LMI) constraints.

The work presented in this dissertation deals with the problem of damping the inter-area oscillations present in two test systems (4- and 29-machines) via the optimal siting of a RFCs containing local and remote input signals synchronized by GPS satellites. The RFCs are then tuned through the use of a method based on residues and LMI constrained convex programming algorithm. These techniques yield RFCs that are robust for a wide range of operating conditions (up to the limit of the power system) and that have a higher degree of performance (damping) than typically installed controllers. The RFCs are also capable of functioning when faced with the problems of input signal delay or input signal loss.

Keywords: Remote Feedback Controller (RFC), Synchronized Measurements, Linear Matrix Inequalities (LMI), Global Positioning System (GPS).

Adresse : Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
UMR 5529 INPG/UJF - CNRS, ENSIEG
BP46, 38402 Saint Martin d'Hères, France

