NOTE TO USERS

This reproduction is the best copy available.

UMI®

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

OPTIMISATION DES RÉGULATEURS ET DES STABILISATEURS DES MINI-RASC À L'AIDE D'OUTIL DE CONCEPTION ASSISTÉ PAR ORDINATEUR

LAURENT LENOIR

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES (GÉNIE ÉLECTRIQUE)

JUILLET 2004

© Laurent Lenoir, 2004

Library and Archives Canada

Published Heritage Branch

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque et Archives Canada

Direction du Patrimoine de l'édition

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence
ISBN: 0-612-97963-6
Our file Notre référence
ISBN: 0-612-97963-6

NOTICE:
The author has granted a non-exclusive license allowing Library and Archives Canada to reproduce, publish, archive, preserve, conserve, communicate to the public by telecommunication or on the Internet, loan, distribute and sell theses worldwide, for commercial or non-commercial purposes, in microform, paper, electronic and/or any other formats.

The author retains copyright ownership and moral rights in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

AVIS:
L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque et Archives Canada de reproduire, publier, archiver, sauvegarder, conserver, transmettre au public par télécommunication ou par l'Internet, prêter, distribuer et vendre des thèses partout dans le monde, à des fins commerciales ou autres, sur support microforme, papier, électronique et/ou autres formats.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur et des droits moraux qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

In compliance with the Canadian Privacy Act some supporting forms may have been removed from this thesis.

While these forms may be included in the document page count, their removal does not represent any loss of content from the thesis.

Conformément à la loi canadienne sur la protection de la vie privée, quelques formulaires secondaires ont été enlevés de cette thèse.

Bien que ces formulaires aient inclus dans la pagination, il n'y aura aucun contenu manquant.

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

OPTIMISATION DES RÉGULATEURS ET DES STABILISATEURS DES MINI-RASC À L'AIDE D'OUTIL DE CONCEPTION ASSISTÉ PAR ORDINATEUR

présenté par : LENOIR Laurent

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de :

M. OLIVIER Guy, Ing., Ph.D., président

M. ROY Gilles, Ing., M.Sc.A., membre et directeur de recherche

M. KAMWA Innocent, Ing., Ph.D., membre et directeur de recherche

M. JOOS Geza, Ph.D., membre

REMERCIEMENTS

Voilà le moment fatidique des remerciements dans lequel on a toujours peur d'oublier quelqu'un qui a pu influencer sur la réussite du projet.

Tout d'abord, je commencerai par celui qui m'a proposé ce projet de grande envergure **M. Innocent Kamwa**. Je le remercie beaucoup pour la confiance qu'il a eue dans ma capacité à mener le projet à son terme et aussi pour sa grande générosité.

C'est autour des courageux Québécois que sont **M. Gilles Roy** et **M. Guy Olivier**; ils m'ont accueilli avec beaucoup de gentillesse et de fraternité sans lesquelles l'atmosphère de travail, de joie et de bonne humeur n'aurait pas été aussi bonne.

Je remercie les employés de l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec, particulièrement **M. Robert Grondin**, pour m'avoir bien intégré dans leur groupe de projet et **M. Lester Loud** pour m'avoir fait pratiquer mon anglais.

Je dois aussi remercier tous mes amis du **Rugby Club de Montréal** pour les bonnes fins de semaine passées durant l'été.

Une pensée particulière pour mon amie **Tanya**, qui a supporté mes nuits blanches avec le ventilateur de l'ordinateur à fond la caisse et de m'avoir très bien entretenu.

Sincèrement, je vous tire à tous un grand chapeau !

RÉSUMÉ

Le régulateur alternatif supraconducteur (RASC), équipement électronique de stabilisation des réseaux électriques, est décentralisé par nature. Dans l' optique de le moduler, une vue globale des techniques de commande décentralisée est présentée. La modélisation et la simulation du réseau sont faites sous l'environnement Matlab-Simulink avec le Power System Blockset en mode phaseur. Le modèle linéarisé du réseau en boucle ouverte est obtenu par un logiciel d'identification par analyse modale développé par l'IREQ. Ce mémoire propose une approche de conception de modulateur de puissance active et de tension basée sur l'optimisation de paramètres de stabilisateurs multi-bandes à structure généralisée. Nous y démontrons que l'indice de performance modale sélective est une mesure fort révélatrice de l'effet stabilisant associé à un réglage donné, bien que sa minimisation à l'aveugle conduise souvent à un optimum local sans grand intérêt pratique. Cependant l'ajout de contraintes de stabilité, de sensibilité, de robustesse, améliore grandement le niveau de signification physique des stabilisateurs obtenus par optimisation.

Le développement mathématique est complètement multivariable et demeure suffisamment général pour s'appliquer tout aussi bien à une configuration de stabilisateur en feed-back qu'en cascade, quelque soit le type de signal d'entrée ou de structure de fonction de transfert du compensateur.

Pour des raisons de convivialité, on présente dans ce rapport un GUI (Graphic User Interface); celui-ci contient beaucoup de fonctionnalités; seules les fonctions les plus importantes et les plus utiles y sont détaillées. Le réseau-test utilisé est un réseau Anderson à trois régions et quatre machines. L'analyse modale du réseau en boucle ouverte exploite les outils de l'algèbre linéaire, notamment les mesures de gouvernabilité et d'observabilité et les formes

modales des modes d'oscillation. La méthode ITAE (Integrate Time Absolute Error) est aussi utilisée afin de compléter l'analyse pour l'optimisation avec l'indice de performance modale. L'analyse détaillée des résultats montre que les différentes méthodes conduisent à des modulateurs de consigne de puissance qui stabilisent le réseau et sont robustes avant et après les contingences. Cette étude se fait par le calcul des valeurs propres du réseau linéarisé en boucle fermée. Les simulations non linéaires attestent que le RASC ainsi modulé amortit effectivement et efficacement les oscillations du réseau lors des contingences. On montre aussi que la méthode « diviser pour régner » reste une stratégie gagnante. Il vaut mieux utiliser deux RASC bien dimensionnés qu'un gros RASC tout seul.

ABSTRACT

The FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) called SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) is decentralized apparatus by nature. In order to operate it, a review of decentralized control techniques is presented. The simulation of the Anderson network has been made under the Matlab-Simulink environment with Power System Blockset. The linearized model of the open-loop network is obtained by modal analysis with an identification software, which was developed at IREQ. This thesis proposes an approach of PSS (Power Stabilizer System) design for the active power and voltage. The method is based on the optimization of MB-PSS (Multi Band Power Stabilizer System) parameters with a generalized structure. We show that the selective modal performance is an excellent way to decrease inter-area oscillation. Although its minimization with the blind test often results in the finding of a local optimum, this yields poor practical interest. However the addition of constraints of stability, sensitivity and robustness, largely improves the physical level of stabilizers signification obtained by optimization.

The mathematical development is completely multivariable and it is sufficiently general to be applied in configurations of stabilizer build in feedback or in cascade. Moreover, this approach can be use with different type of input signal or transfer function structure of PSS.

This thesis presents also a Graphic User Interface containing many functionalities. Only the most important and useful ones will be detailed. The Anderson network has 3 areas and 4 machines. The modal analysis of the open-loop network uses the tools of linear algebra, notably the gouvernability and observability measurements, the modal forms of the oscillation modes. ITAE Method is also used to complete the analysis with the modal performance. The

detailed analysis of the results shows that the various methods produce power and voltage controllers which non only stabilize the network but are robust before and after contingencies. This study is done by computation of linearized network eigenvalues in closed-loop. Nonlinear simulations attest that the modulated SMES decreases the inter-area oscillation with efficiency when the contingencies appears. Furthermore the “Divide and Conquer” method remains a very good strategy and it is remained better to use two little SMES than a big one.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS ..... *III*

RÉSUMÉ ..... *IV*

ABSTRACT ..... *VI*

TABLE DES MATIERES ..... *VIII*

LISTE DES TABLEAUX ..... *XIII*

LISTE DES FIGURES ..... *XIV*

LISTES DES SIGLES ..... *XXII*

LISTE DES SYMBOLES ..... *XXIII*

INTRODUCTION *1*

CHAPITRE 1 GÉNÉRALITÉS SUR LA COMMANDE ET LES FACTS *5*

1.1 INTRODUCTION À LA COMMANDE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES 5

1.2 GÉNÉRALITÉS SUR LA COMMANDE DÉCENTRALISÉE 10

1.2.1 OBJECTIFS ET PRINCIPE DE LA COMMANDE DÉCENTRALISÉE 10

1.2.2 FORMULATION DU PROBLÈME DE COMMANDE DÉCENTRALISÉE 11

1.2.3 STRUCTURATION DES CONCEPTS DE COMMANDE DÉCENTRALISÉE 12

1.3 ALGORITHMES DE COMMANDE DÉCENTRALISÉE APPLIQUÉS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES 15

1.3.1 PLACEMENT DE PÔLES 16

1.3.2 PLACEMENT DES PÔLES ET DES VECTEURS PROPRES 18

1.3.3 COMMANDE OPTIMALE H_2 19

1.3.4 RÉGULATION OPTIMALE H_∞ 20

1.3.5 MINIMISATION D'UN CRITÈRE DE PERFORMANCE MODALE 22

1.4 LES FACTS : CONCEPT EN ÉMERGENCE POUR LES RÉSEAUX .. 25
1.4.1 DÉFINITIONS DES FACTS 25
1.4.2 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DES FACTS 26
1.4.3 APPLICATIONS DES FACTS AUX RÉSEAUX DE TRANSPORT 29
1.4.4 CLASSIFICATIONS DES FACTS 34
1.5 LE RASC COMME FACTS: UN CHOIX SOUPLE ET ADAPTABLE 37
1.5.1 DÉFINITION DU RASC 37
1.5.2 POSITIONNEMENT DU RASC PAR RAPPORT AUX AUTRES FACTS 37
1.5.3 DESCRIPTION SOMMAIRE DU RASC 38
1.5.4 SPÉCIFICITÉS TECHNOLOGIQUES 40
1.6 PROBLÉMATIQUE DE LA COMMANDE PAR MODULATION DU RASC 42
1.7 COMMENTAIRES 44
CHAPITRE 2 MODÉLISATION DU RÉSEAU EN VUE DE L'ANALYSE DE LA STABILITÉ « PETIT SIGNAL » 45
2.1 INTRODUCTION 45
2.2 MODÉLISATION DU RASC 45
2.2.1 MODÈLE ÉQUIVALENT DU RASC 45
2.2.2 LINÉARISATION DU RASC 47
2.3 PRÉSENTATION DU « POWER SYSTEM BLOCKSET » 57
2.4 MODÈLE DE LA MACHINE SYNCHRONE 60
2.4.1 DESCRIPTIF 60
2.5 SYSTEMES D'EXCITATION 63
2.5.1 GÉNÉRALITÉS 63
2.5.2 LE SYSTÈME D'EXCITATION ST3A 63
2.5.3 LE SYSTÈME D'EXCITATION BBC1 64
2.6 TURBINE ET RÉGULATEUR DE VITESSE 65
2.6.1 TURBINE À VAPEUR 65

2.6.2 RÉGULATEUR DE VITESSE 65
2.7 STABILISATEUR MULTI-BANDE 66
2.7.1 GÉNÉRALITÉS 66
2.7.2 STRUCTURE 67
2.8 MODÈLE DES LIGNES ET DES CHARGES 69
2.8.1 MODÈLE DES LIGNES 69
2.8.2 MODÈLE DES CHARGES 70
2.9 COMMENTAIRES 70
CHAPITRE 3 RÉSEAU TEST D'ANDERSON 71
3.1 PRÉSENTATION DU RÉSEAU TEST D'ANDERSON 71
3.2 SIMULATION SOUS CONTINGENCE 73
3.2.1 SCÉNARIO DE CONTINGENCE 73
3.2.2 FLOT INITIAL DE PUISSANCE 74
3.2.3 TEST SUR LE RÉSEAU NON COMPENSÉ 75
3.3 SIMULATION AVEC DISPOSITIF DE COMPENSATION 77
3.3.1 COMPENSATION-SÉRIE DE 25% 77
3.3.2 SVC DE 1000 MVA ET DE 2000 MVA 80
3.3.3 COMPENSATION-SÉRIE DE 50% 83
3.3.4 SIMULATION AVEC UN RASC 84
3.4 COMMENTAIRES 86
CHAPITRE 4 OPTIMISATION DES RÉGLAGES 87
4.1 L'ANALYSE MODALE 87
4.1.1 L'IDENTIFICATION PAR ANALYSE MODALE 87
4.1.2 PROCÉDURE D'IDENTIFICATION 88
4.1.3 ANALYSE DES MODES : STABILITÉ, COMMANDABILITÉ ET OBSERVABILITÉ 91
4.2 L'OPTIMISATION 95
4.2.1 LES INDICES DE PERFORMANCES 95

4.2.2 LES ALGORITHMES D'OPTIMISATION 100
4.2.3 OPTIMISATION DES RÉGULATEURS 103
4.3 INTERFACE USAGER POUR L'OPTIMISATION 104
4.3.1 PRÉSENTATION DU GUI 104
4.3.2 FLUX DE DONNÉES 105
4.4 VALIDATION DU GUI 111
4.4.1 OPTIMISATION D'UN MB-PSS 111
4.4.2 OPTIMISATION D'UN RÉGULATEUR DE VITESSE 111
4.5 COMMENTAIRES 111
CHAPITRE 5 MODULATION DU RASC EN RÉSEAU 112
5.1 FORMULATION DU PROBLEME 112
5.1.1 OBJECTIFS DE LA MODULATION 112
5.1.2 LOCALISATION DU RASC 113
5.2 ANALYSE DU PROBLEME 115
5.2.1 ANALYSE DES VALEURS PROPRES DU SYSTÈME EN BOUCLE OUVERTE 116
5.2.2 MESURES D'OBSERVABILITÉ ET DE GOUVERNABILITÉ 117
5.2.3 SIMULATION TEMPORELLE DU RÉSEAU LINÉARISÉ 125
5.3 OPTIMISATION DES MODULATIONS DE CONSIGNES 132
5.3.1 MÉTHODOLOGIE D'OPTIMISATION 132
5.3.2 OPTIMISATION DE LA CONSIGNE DE PUISSANCE ACTIVE 133
5.3.3 OPTIMISATION DE LA CONSIGNE DE PUISSANCE RÉACTIVE 147
5.4 SIMULATIONS NON LINÉAIRES 157
5.4.1 IMPACT DES VARIATIONS DE CONSIGNES 158
5.4.2 CONTINGENCE SIMPLE 173
5.4.3 CONTINGENCE DOUBLE 184
5.5 COMMENTAIRES 194
CONCLUSION 196

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES 199

ANNEXE A LE MODELE PSB DU RESEAU ANDERSON ET LES PARAMÈTRES DE SIMULATION 204

ANNEXE B LOGICIEL D'OPTIMISATION 214

LISTE DES TABLEAUX

Table 5-1 : Amortissement en boucle ouverte selon la position du RASC..... 114

Table 5-2 : Modes d'oscillation du système en boucle ouverte. 116

Table 5-3 : Paramètres initiaux du MB-PSS à optimiser..... 135

Table 5-4 Valeurs des principaux paramètres pour le modulateur de puissance active..... 136

Table 5-5 : Paramètres complets du modulateur sélectionné..... 136

Table 5-6 : Valeur des contraintes de robustesse pour le modulateur de puissance active..... 137

Table 5-7 : Valeur des gains globaux des étages des fréquences basses et intermédiaires..... 139

Table 5-8 : Contraintes d'optimisation pour le modulateur de la puissance active 140

Table 5-9 : Valeurs des principaux paramètres pour le modulateur de puissance réactive..... 148

Table 5-10 : Paramètres initiaux et sélectionnés du MB-PSS 148

Table 5-11 : Contraintes d'optimisation pour le modulateur de la puissance réactive..... 149

Table 5-12 : Valeur des gains globaux de l'étage des fréquences intermédiaires 150

Table 5-13 : Contraintes d'optimisation pour le modulateur de la tension 151

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1: Différents types de contrôleurs associés aux réseaux électriques. 6
Figure 1-2 : Structuration des concepts de commande décentralisée 14
Figure 1-3 : Différentes techniques d'optimisation paramétrique 14
Figure 1-4 : Système monovariable avec régulateur en contre-réaction. 16
Figure 1-5 : Système monovariable avec régulateur en série et contre-réaction unitaire 17
Figure 1-6 : Système monovariable avec un régulateur en série et contre-réaction unitaire 21
Figure 1-7 : Schéma de base d'un réseau de transmission 27
Figure 1-8 : Classification des FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) 35
Figure 1-9 : Schéma structurel du RASC 40
Figure 1-10 : Configuration du circuit de puissance à GTO 42
Figure 2-1 : Modèle équivalent du RASC connecté au réseau 46
Figure 2-2 : Diagramme structurel d'un RASC avec modulation des consignes 49
Figure 2-3 : Schéma fonctionnel de la source de courant (réseau côté ca) 51
Figure 2-4 : Schéma fonctionnel de l'AMSE (côté courant continu) 53
Figure 2-5 : Limitation d'énergie et de puissance apparente 54
Figure 2-6 : Réponses indicielles du RASC à des perturbations de 10% 56
Figure 2-7 : Le Power System Blockset 57
Figure 2-8 : Diagramme de la modélisation sous PSB 58
Figure 2-9 : Diagramme procédural d'une simulation sous PSB 59
Figure 2-10 : Schéma électrique équivalent de la machine synchrone 61
Figure 2-11 : Modèle du système d'excitation statique ST3A 64
Figure 2-12 : Modèle du système d'excitation rotative BBC1 64
Figure 2-13 : Modèle de la turbine à vapeur 65
Figure 2-14 : Modèle du régulateur de vitesse 65

Figure 2-15 : Modèle conceptuel du stabilisateur multibande 67
Figure 2-16 : Modèle du stabilisateur flexible complet 68
Figure 3-1 : Le réseau test de P.M Anderson 72
Figure 3-2 : Flot de puissance du réseau test d'Anderson 74
Figure 3-3 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (réseau sans compensation) 75
Figure 3-4 : La vitesse de l'arbre des alternateurs en "p.u" (réseau sans compensation) 76
Figure 3-5 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (réseau sans compensation) 76
Figure 3-6 : Ecart angulaire des machines par rapport la machine 4 (compensation série 25%) 78
Figure 3-7 : La vitesse de l'arbre des alternateurs en "p.u" (compensation série 25%) 79
Figure 3-8 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (compensation série 25%) .. 79
Figure 3-9 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (compensation avec SVC de 1000 MVA) 81
Figure 3-10 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u." (Compensation avec SVC de 1000 MVA) 81
Figure 3-11 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (compensation avec SVC de 2000 MVA) 82
Figure 3-12 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u." (compensation avec SVC de 2000 MVA) 82
Figure 3-13 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (compensation-série de 50%) 83
Figure 3-14 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (compensation-série de 50%) 84
Figure 3-15 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (RASC de 300 MVA) 85

Figure 3-16 : La tension des barres 5,6,7,8 en “p.u” (RASC de 300 MVA)..... 86
Figure 4-1: Diagramme principal d'utilisation..... 105
Figure 4-2 : Diagramme de la fenêtre principale..... 106
Figure 4-3 : Diagramme du choix des entrées-sorties..... 107
Figure 4-4 : Diagramme du paramétrage des régulateurs..... 107
Figure 4-5 : Diagramme de l'échelle fréquentielle..... 108
Figure 4-6 : Diagramme pour les indices de performances..... 109
Figure 4-7 : Diagramme des contraintes d'optimisations..... 109
Figure 4-8 : Diagramme des algorithmes d'optimisations..... 110
Figure 4-9 : Diagramme de la visualisations des résultats..... 110
Figure 5-1 : Schéma unifilaire du réseau d’Anderson..... 113
Figure 5-2 : forme modale du mode à 0.2129 Hz..... 119
Figure 5-3 : forme modale du mode à 0.2129 Hz..... 120
Figure 5-4 : forme modale du mode à 0.4272 Hz..... 121
Figure 5-5 : forme modale du mode à 0.4272 Hz..... 122
Figure 5-6 : forme modale du mode à 0.9546 Hz..... 123
Figure 5-7 : forme modale du mode à 0.9546 Hz..... 124
Figure 5-8 : Réponse en vitesse des machines 1 et 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de tension Vss du RASC..... 126
Figure 5-9 : Réponse en vitesse des machines 3 et 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de tension Vss du RASC..... 127
Figure 5-10 : Réponse angulaire des machines 1, 2 et 3 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de tension Vss du RASC..... 128
Figure 5-11 : Réponse en vitesse des machines 1 et 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC..... 129
Figure 5-12 : Réponse en vitesse des machines 3 et 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC..... 130
Figure 5-13 : Réponse angulaire des machines 1, 2 et 3 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC..... 131

Figure 5-14 : Impact des indices de performances 132
Figure 5-15 : Structure d'un MB-PSS de vitesse 135
Figure 5-16 : Réponses fréquentielles des modulateurs de puissance active optimisés 137
Figure 5-17 : Réponse fréquentielle du modulateur de puissance active 139
Figure 5-18 : Réponse en vitesse de la machine 1 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC 140
Figure 5-19 : Réponse en vitesse de la machine 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC 141
Figure 5-20 : Réponse en vitesse de la machine 3 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC 142
Figure 5-21 : Réponse en vitesse des machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC 143
Figure 5-22 : Réponse de l'écart angulaire de la machine 1 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC. 144
Figure 5-23 : Réponse de l'écart angulaire de la machine 2 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC. 145
Figure 5-24 : Réponse de l'écart angulaire de la machine 3 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC. 146
Figure 5-25 : Réponses fréquentielles des modulateurs de puissance réactive optimisés 149
Figure 5-26 : Réponse fréquentielle du modulateur de tension 150
Figure 5-27 : Réponse en angle de la machines 3 vs 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC 151
Figure 5-28 : Réponse en vitesse des machines 1 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC 152
Figure 5-29 : Réponse en vitesse de la machines 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC 153
Figure 5-30 : Réponse en vitesse de la machine 3 à une impulsion de 5% sur la

consigne de la tension Vss du RASC 154
Figure 5-31 : Réponse en vitesse de la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC 155
Figure 5-32 : Réponse en angle de la machines 1 vs 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC 156
Figure 5-33 : Réponse en angle de la machines 2 vs 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC 157
Figure 5-34 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à un échelon de 10% sur Vref..... 159
Figure 5-35 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à un échelon de 10% sur Vref..... 160
Figure 5-36 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à un échelon de 10% sur Vref..... 161
Figure 5-37 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à un échelon de 10% sur Vref..... 162
Figure 5-38 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à un échelon de 10% sur Vref..... 163
Figure 5-39 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à un échelon de 10% sur Vref..... 164
Figure 5-40 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à un échelon de 10% sur Vref..... 165
Figure 5-41 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à un échelon de 10% sur Pref..... 166
Figure 5-42 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à un échelon de 10% sur Pref..... 167
Figure 5-43 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à un échelon de 10% sur Pref..... 168
Figure 5-44 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à un échelon de 10% sur Pref..... 169

Figure 5-45 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à un échelon de 10% sur Pref. 170
Figure 5-46 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à un échelon de 10% sur Pref. 171
Figure 5-47 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à un échelon de 10% sur Pref. 172
Figure 5-48 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à une contingence simple. 174
Figure 5-49 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à une contingence simple. 175
Figure 5-50 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à une contingence simple. 176
Figure 5-51 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à une contingence simple. 177
Figure 5-52 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à une contingence simple. 178
Figure 5-53 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à une contingence simple. 179
Figure 5-54 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à une contingence simple. 180
Figure 5-55 : Réponse de la tension à la barre du RASC à une contingence simple. 181
Figure 5-56 : Signal Vss du modulateur de tension 182
Figure 5-57 : Signal Pss du modulateur de puissance active 183
Figure 5-58 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à une contingence double. 185
Figure 5-59 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à une contingence double. 186
Figure 5-60 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à une

contingence double. 186
Figure 5-61 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à une contingence double. 187
Figure 5-62 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à une contingence double. 187
Figure 5-63 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à une contingence double. 188
Figure 5-64 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à une contingence double. 188
Figure 5-65 : Réponse de la tension à la barre B7 du RASC à une contingence double..... 189
Figure 5-66 : Réponse de la tension à la barre B6 du RASC à une contingence double..... 189
Figure 5-67 : Puissance active du RASC à la barre B6 190
Figure 5-68 : Puissance active du RASC à la barre B7 190
Figure 5-69 : Puissance réactive du RASC à la barre B6..... 191
Figure 5-70 : Puissance réactive du RASC à la barre B7..... 191
Figure 5-71 : : Signal Pss du modulateur de puissance réactive du RASC à la barre B6..... 192
Figure 5-72 : Signal Vss du modulateur de puissance réactive du RASC à la barre B6..... 192
Figure 5-73 : Signal Pss du modulateur de puissance active du RASC à la barre B7 193
Figure 5-74 : Signal Vss du modulateur de puissance réactive du RASC à la barre B7..... 193
Figure A-1 :Schéma unifilaire du réseau d'Anderson 205
Figure A-2 : Modélisation du réseau sous Simulink des trois régions..... 205
Figure A-3 : Modélisation de la région 2 206
Figure A-4 : Modélisation du générateur 1 206

Figure A-5 : Modélisation de la région 1 207
Figure A-6 : Modélisation de la barre 6..... 207
Figure A-7 : Modélisation détaillée du générateur 2 208
Figure A-8 : Modélisation de la barre 8..... 208
Figure A-9 : Modélisation détaillée du générateur 3 209
Figure A-10 : Modélisation de la barre 8..... 209
Figure A-11 : Modélisation de la région 3 210
Figure A-12 : Modélisation du générateur 4 210
Figure A-13 : Symbole des paramètres des générateurs 211
Figure A-14 : Paramètres des générateurs 211
Figure A-15 : Paramètres des constantes de temps..... 212
Figure A-16 : Paramètres du RASC 212
Figure A-17 : Paramètres du système d'excitation ST3A 213
Figure A-18 : Paramètres du système d'excitation BBC..... 213
Figure B-1 : Fenêtre principale 215
Figure B-2 : Fenêtre du choix des entrées et des sorties 215
Figure B-3 : Fenêtre pour la saisie des paramètres du stabilisateur..... 216
Figure B-4 : Fenêtre pour la saisie du capteur et des saturateurs..... 216
Figure B-5 : Fenêtre pour le choix de l'échelle de fréquence 217
Figure B-6 : Fenêtre pour l'indice de performance temporelle du stabilisateur. 217
Figure B-7 : Fenêtre pour l'indice de performance fréquentielle du stabilisateur 218
Figure B-8 : Fenêtre pour les contraintes d'optimisation 218
Figure B-9 : Fenêtre pour le type d'algorithme d'optimisation 219

LISTES DES SIGLES

ABB : Asea Brown Broveri inc.

AMSE : Accumulateur Magnétique Supraconducteur d'Énergie.

BES (ou **BESS**) : Battery Energy Storage System.

CIGRÉ : Comité International des Grands Réseaux Électriques à haute tension.

EPRI : Electric Power Research Institute.

FACTS : Flexible Alternative Current Transmission System.

HTCC : lien à Haute Tension à Courant Continu.

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IPC : Interphase Power Controller

IREQ : Institut de Recherche d'Hydro-Québec.

ITAE : Integrate Time Absolute Error

LQ : Commande Linéaire Quadratique.

LQG : Commande Linéaire Quadratique Gaussienne.

MB-PSS : Multi-Bandes Power System Stabilizer.

PSS : Power System Stabilizer (stabilisateur de réseau).

RASC : Régulateur Alternatif à SupraConducteur

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition.

SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage System.

SVC : Statique Var Compensator.

TCBR : Thyristor Controlled Braking Resistor

TCPST : Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer.

TCSC : Thyristor Controlled Series Compensators

UPFC : Unified Power Flow Controller.

Wash-out : Filtre passe-haut.

LISTE DES SYMBOLES

Δx : Variation de la variable x.

δ : Angle relatif d'une machine par rapport à la machine de référence, ou phase de la tension à la barre d'attache du RASC.

δ_{ij} : Écart angulaire entre la machine j et la machine i.

$\sigma \pm j\omega$: Mode d'oscillation de partie réelle σ et de partie imaginaire ω.

ξ : Amortissement du mode d'oscillation $\sigma \pm j\omega$ et défini par $\xi = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$.

ω : Vitesse de rotation de la machine synchrone.

E_{fd} : Tension d'excitation de la machine synchrone.

E_{ref} : Référence d'énergie du RASC.

E_{smes} : Énergie restituée au réseau par la bobine supraconductrice du RASC.

I_B, I_t : Amplitude du courant injecté au réseau respectivement par le RASC et la machine.

K_i : Gain de l'étage i du stabilisateur flexible, où i=B,I ou H, signifiant l'étages des basses, intermédiaires ou hautes fréquences.

P_{ref} : Consigne de puissance active du RASC.

P_s : Puissance active fournie au réseau par le RASC.

P_{ss} : Signal de modulation de la consigne de puissance active.

Q_s : Puissance réactive fournie par le RASC.

T_{ij} : Constante de temps numéro j de l'étage i du stabilisateur flexible, où i=B,I ou H.

T_e : Couple électrique de la machine synchrone.

T_{e_ref} : Référence de couple électrique du générateur synchrone.

T_m : Couple mécanique de la machine synchrone.

T_{m_ref} : Couple mécanique de référence.

V_B, V_t : Tensions respectives à la barre d'attache du RASC et au terminal de la machine.

V_{ref} : Référence de tension. Dans le cas du RASC, V_{ref} est équivalente à la consigne de puissance réactive lorsqu'elle est exprimée en p.u.

V_{ss} : Signal de modulation de la consigne de puissance réactive du RASC.

V_s : Sortie du stabilisateur dans le système d'excitation des machines synchrones.

i_d, i_q : Composantes du courant i dans les axes d et q.

i_I, i_R : Composantes imaginaire et réelle du courant i.

m, n : Coefficients respectifs des charges active et réactive lors de la modélisation.

v_d, v_q : Composantes de la tension v dans les axes d et q.

v_I, v_R : Composantes imaginaire et réelle de la tension v.

INTRODUCTION

Dans les grands réseaux électriques, l'approche de la commande centralisée est celle qui, en principe, conduit à la solution optimale théorique du problème de commande coordonnée des systèmes interconnectés. Cependant, cette stratégie de commande affronte de nombreuses difficultés liées à l'accroissement de la taille des réseaux et aux capacités limites des ordinateurs. Les systèmes deviennent gigantesques, constitués de dizaines voire de centaines de sous-systèmes interconnectés, quelquefois géographiquement éloignés les uns des autres de milliers de kilomètres. De plus, ils comportent des centaines de nœuds de production/consommation ou de lignes de transport. La régulation par un ordinateur central unique nécessiterait alors une vitesse de traitement et une capacité de mémoire très élevées, ce qui, matériellement, pose encore des défis technologiques et des coûts énormes. À cela s'ajoute le coût élevé des communications que chaque sous-système et chaque nœud auraient à entretenir avec l'unité centrale de traitement. Afin de palier à cet handicap de la commande centralisée, des recherches ont été menées, et continuent de l'être, pour une commande décentralisée des réseaux [6-8,42].

Le principe de la commande décentralisée est d'utiliser les informations localement disponibles à chaque situation de contrôle (ou station) pour élaborer la loi locale de commande, tout en tenant compte de la structure du système global interconnecté. Ces informations sont constituées uniquement de mesures effectuées dans ladite station [8]. Parmi les techniques de commande décentralisée en usage actuellement et qui ont fait leurs preuves, on cite les régulateurs de tension et les stabilisateurs de puissance installés sur la quasi-totalité des générateurs du réseau. De nombreux algorithmes d'ajustement des valeurs de réglages ont été développés à ce sujet [22].

Dans une perspective plus moderne, des dispositifs de contrôle, basés sur l'électronique de puissance et désignés par FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems), se présentent de plus en plus comme des outils privilégiés dans l'amélioration des performances des réseaux électriques. Ce concept, lancé par EPRI au début des années 1990, regroupent des équipements aussi variés que les compensateurs statiques ou SVCs, les liens à courant continu à haute tension (CCHT ou HVDC), les batteries de stockage d'énergie ou BES, les accumulateurs magnétiques supraconducteurs d'énergie (AMSE ou SMES), qui font tous appel à la technologie des semi-conducteurs de puissance (thyristors blocables-GTO, IGBT). Contrairement aux SVCs et aux HVDCs dont l'utilisation s'étend à de nombreux réseaux, les SMES et les BES ne sont pas encore répandus, mais présentent de nombreuses qualités qui en font des outils de prédilection pour la commande et l'amortissement des modes d'oscillation des réseaux [18, 12, 41, 49]. Aujourd'hui, il existe des mini-SMES, surnommés "D-SMES" qui sont commercialement offert par GE Power Systems et American Superconductor [47] et qui en font des FACTS par excellence, dans la mesure où, tout en permettant un contrôle des flux de puissance active et réactive dans les quatre quadrants comme par exemple l'UPFC (de Siemens-Westinhouse) [4], ils incorporent un stockage supraconducteur dont la pertinence n'est plus à démontrer. Il est également possible de recharger le SMES de façon économique pendant les périodes creuses et de libérer cette énergie à prix fort soit pendant les heures de pointe, soit durant des perturbations sévères. Selon une compagnie du Winsconsin (WEPCO) des D-SMES modulaires, distribués et portables (roulottes mobiles) ont constitués une alternative moins coûteuse que les solutions classiques (SVC, lignes, compensation réactive shunt/série fixe) pour améliorer le profil statique et dynamique de la tension d'une boucle régionale de transport à 115 kV [47].

D'après l'état de l'art sur la commande centralisée et décentralisée des grands

réseaux électriques et sur les dispositifs d'électronique de puissance, il reste que la commande d'un système peut toujours être améliorée en utilisant des règles tirées de la théorie de la commande optimal et de la conception de commande robuste. Bien que ces théories soient efficaces, elles sont aussi très complexes et justifient la nécessité de créer un outil avancé de mise en œuvre de la commande d'un réseau électrique.

Pour que cet outil soit utile dans l'étude de la commande des grands réseaux électriques, il faut qu'il soit capable d'améliorer des réglages de régulateur déjà existant dans un grand réseau et qu'il soit capable aussi d'analyser des systèmes qui ne sont pas encore mis en place, mais dont l'efficacité de stabilisation serait intéressant. Dans le cadre de ce mémoire, le logiciel proposé sera capable d'optimiser des réglages de stabilisateur (PSS), de régulateur de type PI ou PID ou de régulateur de tension, grâce à cette généralisation; il sera également préparé pour optimiser les paramètres d'un RASC (régulateur à supraconducteur) dans un grand réseau électrique.

Pour répondre à cette problématique, une bibliographie de l'état de l'art a été effectuée, ensuite le RASC a été étudié, modélisé de manière à être utilisable dans un programme de simulation tel que « Simulink ». Après ces deux étapes, une interface graphique d'optimisation des réglages a été conçue dans l'environnement Matlab-Simulink et a été éprouvée sur le réseau d'Hydro-Québec. Pour valider le fonctionnement du RASC, on a eu recours à un réseau-test qui résume bien les échanges d'énergie électrique faites entre les régions Nord-Américaines et qui soit simple pour l'étude de stabilité; le réseau de P.M.Anderson [3] s'est avéré le plus représentatif des conditions recherchées.

Cinq chapitres ont été élaborés pour répondre à la question suivante : *Comment trouver des réglages robustes, à l'aide d'un outil de CAO, pour un*

contrôleur local, ne manipulant que des grandeurs locales, qui soit à mesure de contrôler l'ensemble du réseau par modulation des consignes de puissance active et réactive du RASC, de manière à assurer la stabilité "petit signal" du système ainsi que sa stabilité transitoire lors de contingences diverses ?

Dans un premier chapitre, on rappelle les généralités sur les FACTS, en situant le RASC dans cette famille d'équipements électroniques de stabilisation des réseaux, qui sont décentralisés par nature. Dans l'optique d'une application ultérieure, ce chapitre répertorie et présente une vue globale des diverses techniques de commande décentralisée. Le chapitre 2 présente la linéarisation des éléments du réseau, la mise en équations d'un modèle linéarisé et non trivial du RASC. La présentation détaillée du réseau test de P.M.Anderson [3] est faite dans le chapitre 3; il contient diverses simulations pour justifier le choix de ce réseau. Le chapitre 4 présente l'outil de CAO sous "Matlab-Simulink" pour trouver des réglages robustes pour des stabilisateurs et des régulateurs. Fondé sur les forces et faiblesses des algorithmes de commande cités au chapitre 1, et sur la robustesse et la structure du stabilisateur flexible envisagé pour moduler les consignes du RASC, l'application de cet outil, en l'occurrence le dimensionnement des stabilisateurs flexibles dans un prototype du réseau test créé par P.M Anderson [3], est validée par des simulations appropriées. Le chapitre 5 contient l'analyse de sensibilité et de robustesse, et les simulations non-linéaires confirmant la validité du dimensionnement et les possibilités réelles de stabilisation par RASC.

CHAPITRE 1
GÉNÉRALITÉS SUR LA COMMANDE ET LES FACTS

1.1 INTRODUCTION À LA COMMANDE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Le rôle d'un réseau électrique est de convertir l'énergie d'une forme naturelle quelconque sous la forme électrique et la transporter dans les différents points de consommation. Son fonctionnement satisfait aux critères fondamentaux suivants :

1. La production d'énergie doit satisfaire la demande qui est continuellement changeante en termes de puissance active et réactive, d'autant plus que les capacités de stockage de l'énergie électrique sont très limitées.
2. L'énergie électrique doit être produite au prix de revient minimal et avoir un impact écologique minimal.
3. La qualité de l'énergie électrique doit être conforme aux normes en vigueur:
    a) maintenir la fréquence du réseau constante;
    b) maintenir la tension produite à un niveau constant;
    c) le réseau électrique doit être exploité de manière sécuritaire.

Pour atteindre ces objectifs, différents niveaux de commande impliquant une grande variété d'équipements sont nécessaires. La figure 1-1 présente les différents sous-systèmes d'un réseau électrique dont les contrôleurs associés sont regroupés en trois catégories: la commande globale de la production, la commande rapprochée propre à chaque unité de production et la commande du réseau de transport [40].

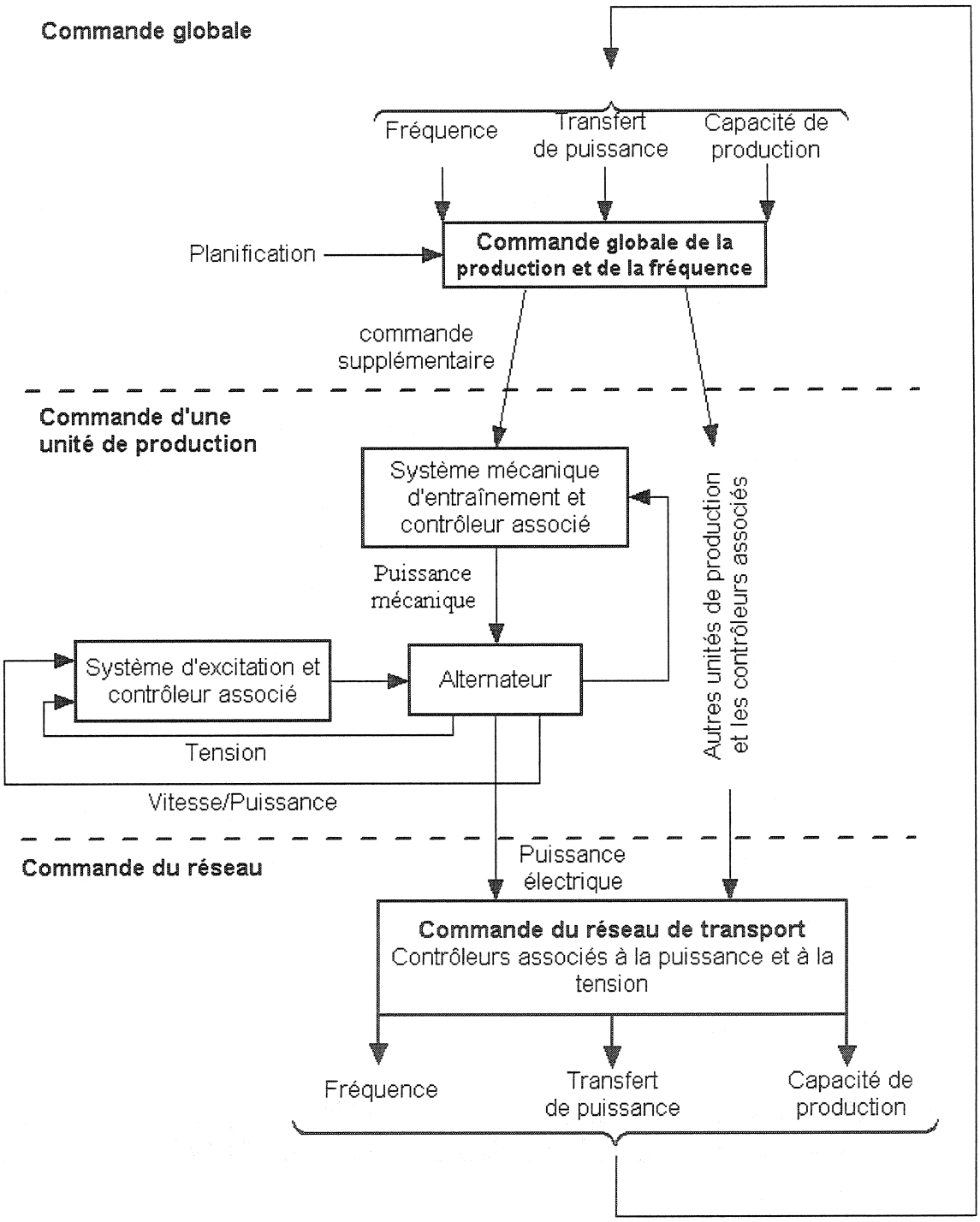


Figure 1-1: Différents types de contrôleurs associés aux réseaux électriques.

a) Commande globale de la production

Le but de la commande globale de la production est de maintenir un équilibre entre la production totale, d'une part, et la charge totale du réseau additionnée aux pertes, d'autre part, afin d'assurer le maintien de la fréquence du réseau et la fiabilité des transferts de puissance. Elle est basée essentiellement sur différents types de mesures et d'activations télémétriques, et détermine la production de puissance active de chaque unité de génération. Les systèmes de type SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) servent à obtenir des informations sur l'état du réseau. L'opérateur humain joue un rôle de premier plan, notamment au cours des contingences où il coordonne les informations de sources diverses, afin d'élaborer des stratégies de correction visant à ramener le réseau dans un état de fonctionnement stable ou sécuritaire.

b) Commande locale des unités de production

La commande locale des unités comprend :

- la commande des systèmes d'entraînement mécanique de l' alternateur : elle vise la régulation de la vitesse de l'alternateur ainsi que le contrôle des variables de l'approvisionnement énergétique telles que, par exemple, l'écoulement, la pression et la température d'une turbine thermique.

- la commande du système d'excitation : elle est chargée de la régulation de la tension et de la puissance réactive produite par le alternateur. Le dimensionnement du système d'excitation inclut l'ajustement des stabilisateurs de puissance. De nombreux algorithmes ont été développés à cet effet [16,37-39,50]. En réalité,

le dimensionnement du système d'excitation d'un alternateur dans un réseau électrique multimachine est un problème de commande décentralisée, les entrées et les sorties du système d'excitation étant des grandeurs mesurables sur le site de l'unité de production concernée. Toutefois, la commande du système d'excitation peut aussi inclure des mesures à distance [19,48,51].

c) Commande du réseau de transport

La commande du réseau de transport vise à assurer le transfert de la puissance demandée par les charges. En général, les limites de charge des lignes sont nettement inférieures à leurs limites thermiques. Par exemple, une ligne de 500 kV ayant une limite de 2000MW pour un fonctionnement stable et fiable, pourrait avoir une limite thermique de 3000MW [20]. Il est souvent impossible d'outrepasser la contrainte de charge tout en assurant la fiabilité du réseau à l'aide de dispositifs mécaniques conventionnels, que ce soit à base de transformateurs déphaseurs, de condensateurs ou d'inductances. Avec les nouvelles technologies et les développements importants des semi-conducteurs de puissances (thyristors et IGBT), l'utilisation d'équipements construits autour de semi-conducteurs de puissance permet de surmonter les limites des équipements mécaniques et de charger les lignes au voisinage de leurs limites thermiques, tout en améliorant la stabilité du réseau. Ces équipements, qui ont pour rôle le contrôle de l'écoulement de puissance sur les lignes du réseau, ont été regroupés par l'EPRI [12] sous le vocable FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

d) Problème de la commande des réseaux électriques

Comme présenté à la figure 1-1, la commande globale de la production se réduit pour l'essentiel à la planification de la production des différentes unités, à la supervision du réseau et aux mesures correctrices d'urgences. En d'autres termes, l'opération stable du réseau est tributaire :

- du contrôleur associé au système d'excitation des alternateurs;
- des automatismes spéciaux implantés dans le réseau;
- des équipements de type FACTS incorporés dans le réseau;
- du contrôleur associé aux différents FACTS.

Le contrôleur associé au système d'entraînement des alternateurs est lié à la commande globale, laquelle fixe la fréquence du réseau et la puissance active de chaque unité de production. Afin d'optimiser les performances d'un réseau, il convient donc de dimensionner adéquatement les contrôleurs associés aux systèmes d'excitation et aux FACTS. Les alternateurs et les FACTS sont disséminés dans le réseau et leurs contrôleurs associés n'utilisent que des mesures locales. Le problème de la commande décentralisée est qu'elle doit être harmonisée avec la commande globale. La suite de ce chapitre est organisée de la manière suivante: après des généralités sur le concept de commande décentralisée, on y présente les principaux algorithmes de commande décentralisée. Ensuite, un aperçu des FACTS est donné, suivi des particularités faisant du RASC un dispositif privilégié dans les réseaux. Nous terminerons en précisant la problématique et la contribution originale de ce mémoire.

1.2 GÉNÉRALITÉS SUR LA COMMANDE DÉCENTRALISÉE

1.2.1 Objectifs et principe de la commande décentralisée

La commande décentralisée consiste à n'utiliser que des informations localement disponibles à chaque station de contrôle pour élaborer la loi locale de commande, tout en tenant compte du système global interconnecté. Ces informations sont déduites exclusivement des mesures effectuées sur ladite station [6-7, 42].

L'intérêt de la communauté scientifique pour la commande décentralisée a atteint son paroxysme au cours des années 1970, comme le témoigne l'impressionnante revue bibliographique de Sandell Jr et al.[42]. Malgré cela, le problème présente aujourd'hui encore divers aspects non élucidés. L'hypothèse et la contrainte de décentralisation s'imposent naturellement dans les processus où les systèmes de contrôle sont géographiquement distribués : gestion en temps réel des réseaux électriques, des réseaux numériques de communication, des réseaux de transports, des procédés industriels, etc... Afin d'assurer la fiabilité de ces systèmes, des régulateurs décentralisés stabilisant le réseau en cas de perturbations structurelles sont indispensables. De même, la nécessité de réduire les coûts liés aux transferts d'information entre les sous-systèmes plaide en faveur du contrôle décentralisé [16].

1.2.2 Formulation du problème de commande décentralisée

Le problème général se pose formellement comme suit: ***Comment synthétiser des contrôleurs locaux, ne manipulant que des grandeurs locales, capables de contrôler collectivement l'ensemble du réseau, de manière à assurer sa stabilité et sa régulation avec des temps de réponse prescrits?***

Le modèle linéarisé du système global, général et stochastique, est:

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= Ax(t) + \sum_{i=1}^{N} B_i \cdot u_i(t) + \xi(t) \\ y(t) &= Cx(t) + \sum_{i=1}^{N} D_i \cdot u_i(t) + \eta(t) \end{aligned} \tag{1.1}$$

où $\xi(t)$ et $\eta(t)$ sont des bruits blancs non corrélés, de type gaussien. Le vecteur de commande est décomposé en entrées u_i, spécifiques. Chacune d'entre-elles correspond à un contrôleur donné. Le modèle du système décentralisé est alors décrit par :

$$\begin{aligned} \dot{x}_i(t) &= A_i x_i(t) + B_i \cdot u_i(t) + \sum_{j=1}^{S} H_{ij} \cdot x_j(t) + \xi_i(t) \\ y(t) &= C_i x_i(t) + D_i \cdot u_i(t) + h_i(t) \end{aligned} \tag{1.2}$$

$i = 1,...,s$, où s est le nombre de sous-systèmes interconnectés,

x_i est l'état du sous-système i

A_i et B_i décrivent la dynamique du sous-système S_i isolé,

H_{ij} spécifie l'interaction entre les sous-systèmes S_i et S_j.

On admet que A_i et B_i sont gouvernables.

Le but de la commande décentralisée sera donc de déterminer la loi de commande de chaque contrôleur local, fonction uniquement des informations locales disponibles au sous-système. Dans le domaine des réseaux électriques, la commande décentralisée est souvent synonyme de stabilisation décentralisée. Selon Davison [8-9], cette dernière a pour objet de fixer a priori l'architecture et la structure du régulateur au système i, de manière à ce que le signal de contrôle résultant soit une combinaison linéaire des sorties disponibles du sous-système i, de son état, de l'état du compensateur dynamique i ou de l'état du système global. Pour une application efficace de ce concept aux systèmes à grande échelle plusieurs méthodes ont été mises au point [6-9].

1.2.3 Structuration des concepts de commande décentralisée

Dans la commande décentralisée des systèmes à grande échelle, en général, et des réseaux électriques, en particulier, on distingue, trois principales approches qui sont regroupées à la figure 1-2 :

- L'approche synthétique par optimisation H_2[16,48] ou H_∞ d'un critère de performance, ou par placement des pôles en boucle fermée;
- L'approche par optimisation des paramètres d'un compensateur dynamique à structure imposée [9]. Les structures de régulateur considérées incluent les correcteurs PID, les régulateurs avance-retard, les stabilisateurs conventionnels de puissance et les stabilisateurs "flexibles" [25,28];
- L'approche orientée sur l'utilisation de contrôleurs intelligents basés sur la logique floue [11] et les réseaux de neurones. Ces régulateurs, plus récents, gagnent substantiellement leurs lettres de noblesse dans la commande des réseaux, mais leurs applications en sont encore au stade

de recherche. La mise au point de ces régulateurs utilise l'expertise des planificateurs de réseau pour établir les règles d'inférence, dans le cas de la logique floue, et la capacité d'apprentissage des réseaux de neurones pour une modélisation des éléments du réseau à contrôler. La maîtrise des outils sous-jacents (logique floue et réseaux de neurones) et leur intégration rigoureuse à la commande des systèmes à grande échelle pourront révolutionner les méthodes de stabilisation des réseaux électriques.

Dans le cadre de la présente étude, les modulateurs de consigne envisagés pour les RASCs sont des stabilisateurs flexibles compte tenu principalement de leur robustesse structurelle. Ceci étant, l'approche par optimisation paramétrique s'avère la mieux indiquée. Les techniques de dimensionnement par optimisation des paramètres se regroupent en trois catégories : l'approche paramétrique simultanée, l'optimisation paramétrique séquentielle et l'optimisation paramétrique heuristique (figure 1-3).

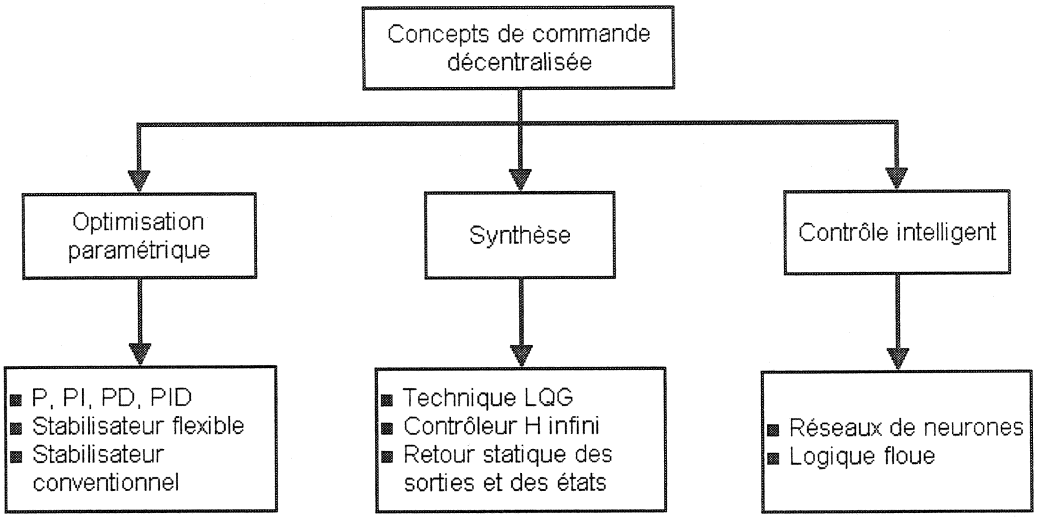


Figure 1-2 : Structuration des concepts de commande décentralisée

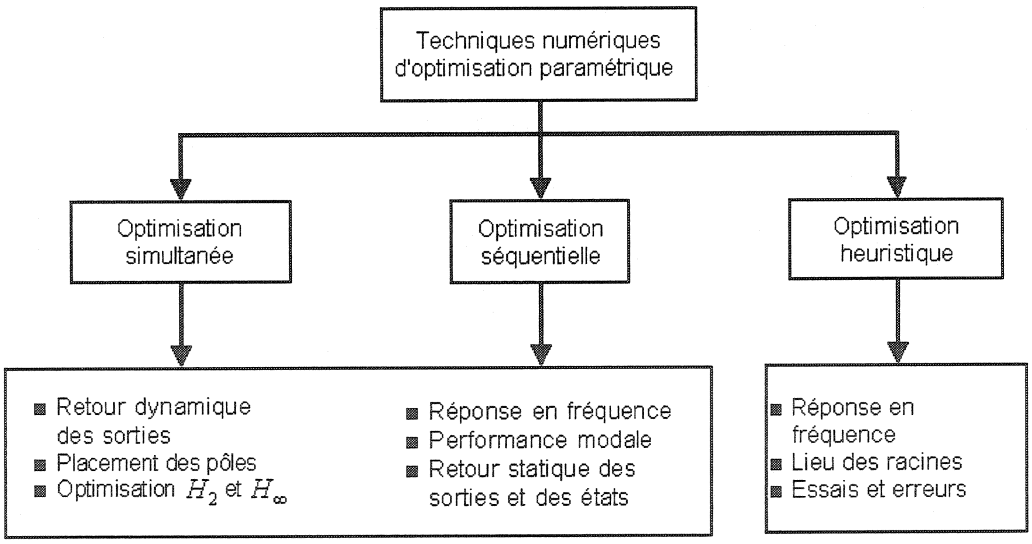


Figure 1-3 : Différentes techniques d'optimisation paramétrique

La coordination paramétrique simultanée utilise des techniques numériques aussi variées que le retour dynamique des sorties, le placement des pôles, la minimisation de la mesure de performance modale [44-46]. Elle peut également

s'appuyer sur des techniques de commande par optimisation H_2 ou H_∞.

La coordination paramétrique séquentielle consiste à dimensionner les compensateurs d'un système décentralisé successivement [25]. Elle est particulièrement adaptée aux systèmes de dimension élevée. Les techniques numériques sont en générale les mêmes que celles d'une coordination simultanée, moyennant les ajustements nécessaires à l'aspect séquentiel. En effet, tout problème de stabilisation décentralisée ayant une solution possède nécessairement une solution pour le problème de stabilisation décentralisée séquentiellement, et réciproquement [8].

Quant à la coordination paramétrique heuristique, elle est calquée sur l'expérience du planificateur et sa bonne connaissance du compensateur à dimensionner. Les méthodes de dimensionnement utilisent préférentiellement le lieu des racines et les réponses en fréquence, et procèdent généralement par essais-erreurs.

1.3 ALGORITHMES DE COMMANDE DÉCENTRALISÉE APPLIQUÉS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Les méthodes de commande décentralisée qui ont été appliquées dans le passé à des réseaux multimachines, notamment aux fins de dimensionnement des stabilisateurs de puissance, comprennent de manière non exhaustive:

- l'assignation dynamique des pôles;
- la synthèse par optimisation H_2 et H_∞;
- les techniques fréquentielles de marge de phase et marge de gain;
- la minimisation de la mesure de performance modale [44].

1.3.1 Placement de pôles

Soit $G(s)$ et $H(s)$, les fonctions de transfert du système en boucle ouverte et du compensateur (figure 1-4). La fonction de transfert du système en boucle fermée s'écrit :

$$G_s(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)H(s)} \tag{1.3}$$

Ce système est équivalent au système compensé en série avec boucle de réaction unitaire de la figure (1-5). Les racines de l'équation caractéristique $1 + G(s)H(s) = 0$ sont les pôles du système en boucle fermée.

Soit λ une valeur propre du système en boucle ouverte qui, en boucle fermée, doit être déplacée à un nouvel emplacement λ_o dans le plan s. Alors, λ_o doit satisfaire l'équation caractéristique du système en boucle fermée qui s'écrit:

$$1 + G(\lambda_o)H(\lambda_o) = 0 \tag{1.4}$$

En termes d'amplitude et de phase, cette dernière équation se traduit par:

$$|H(\lambda_o)| = \frac{1}{|G(\lambda_o)|} \quad et \quad \arg(H(\lambda_o)) = 180 - \arg(G(\lambda_o)) \tag{1.5}$$

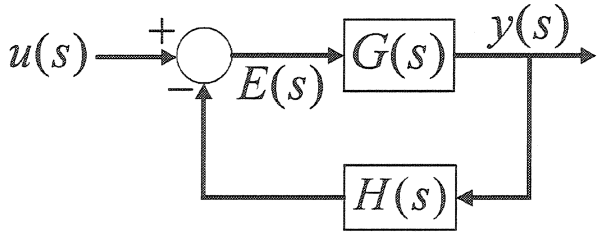


Figure 1-4 : Système monovariable avec régulateur en contre-réaction.

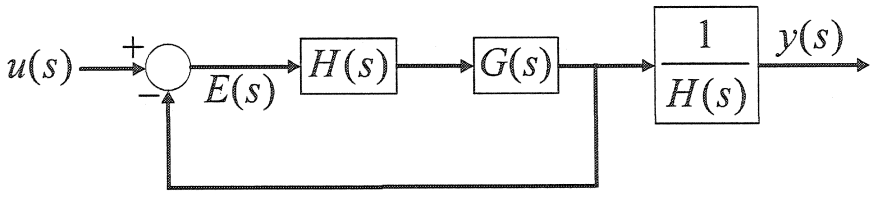


Figure 1-5 : Système monovariable avec régulateur en série et contre-réaction unitaire.

Cette technique garantit qu'une valeur propre du système en boucle fermée se trouvera à λ_o, mais n'assure ni la stabilité, ni la non-dégradation des autres modes du réseau. Diverses variantes de la méthode existent dans la littérature scientifique; elles nécessitent en général une coordination dans le dimensionnement des contrôleurs, dans le but d'améliorer la stabilité dynamique du réseau global.

A titre d'utilisation, il existe des méthodes qui transforment le problème d'assignation de m pôles en un système de m équations non-linéaires dans le cas du dimensionnement de m stabilisateurs conventionnels de la forme

$$h_i(s) = \frac{sT_{ri}}{1+sT_{ri}} \frac{(1+sT_i)^2}{(1+sT_i')^2} K_i \qquad (1.6)$$

où K_i et T_i sont les paramètres inconnus pour le controleur i. Les équations non-linéaires qui en résultent sont résolues par la méthode de Gauss-Seidel ou de Newton-Raphson. Afin d'améliorer l'amortissement des modes non assignés dynamiquement, les auteurs doivent recourir aux techniques d'essais et erreurs pour choisir l'amortissement convenable des modes à assigner dynamiquement.

1.3.2 Placement des pôles et des vecteurs propres

Cette procédure de commande décentralisée est basée sur une paramétrisation des vecteurs droits du système en boucle fermée. En effet, étant donnée la loi de commande décentralisée du système défini en boucle ouverte:

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= Ax(t) + \sum_{i=1}^{N} B_i u_i(t) \\ y_i &= C_i x(t) \qquad i = 1,...,N \end{aligned} \tag{1.7}$$

l'équation d'état du système en boucle fermée s'écrit:

$$\dot{x}(t) = \left(A + \sum_{i=1}^{N} B_i H_i C_i \right) x(t) = \left(A + BHC \right) x(t) \tag{1.8}$$

où $B = [B_1,...,B_N]$ $C = [C_1,...,C_N]^T$ et $H = \begin{pmatrix} H_1 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & H_N \end{pmatrix}$.

La paramétrisation du vecteur propre droit v_i, associé à la valeur propre à assigner μ_i, est définie par:

$$v_i = \left(\mu_i I - A \right)^{-1} B p_i \tag{1.9}$$

où le paramètre p_i vérifie les deux conditions suivantes:

1) $\left(I - HG(\mu_i) \right) p_i = 0$ avec $G(\mu_i) = C\left(\mu_i I - A \right)^{-1} B$,

2) p_i est réel si μ_i est réel, et complexe si μ_i est complexe.

I représente la matrice identité et G la matrice de fonction de transfert en boucle ouverte. Le v_i^{ref} qui est le vecteur propre droit à assigner, correspondant au mode i. μ_i, ne doit pas être une valeur propre de A. Le problème d'assignation des vecteurs propres consiste à minimiser l'indice de performance :

$$J = \sum_{i=1}^{k} \left(v_i - v_i^{ref} \right)^T W \left(v_i - v_i^{ref} \right) \tag{1.10}$$

en respectant la contrainte d'égalité $\left(I - HG(\mu_i)\right)p_i = 0$ avec $i = 1,...,k$.

Cette technique permet effectivement de placer les pôles en boucle fermée. Toutefois, le problème du choix de valeurs propres à assigner et des vecteurs propres désirés se pose avec acuité. Les critères de choix, notamment pour un système d'état d'ordre élevé, sont inexistants et l'initialisation de la paramétrisation est assez complexe. Comme les autres méthodes de placement de pôles, une légère perturbation ou une incertitude dans les paramètres du réseau peuvent déstabiliser le système, particulièrement si les alternateurs sont équipés de stabilisateurs conventionnels.

1.3.3 Commande optimale H_2

Soit le système défini en boucle ouverte par:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx \end{aligned} \tag{1.11}$$

Le régulateur optimal s'obtient en minimisant le critère quadratique

$$J = \frac{1}{2}\int_0^\infty \left(x^T Qx + u^T Ru\right)dt \tag{1.12}$$

où Q et R sont des matrices carrées définies, respectivement semi-positive et positive. La loi de commande optimale qui minimise l'indice J est donnée par

$$u(t) = -R^{-1}B^T Px(t) \tag{1.13}$$

où P est la solution définie semi-positive de l'équation algébrique de Ricatti

$$A^T P + PA - PBR^{-1}B^T P + Q = 0\,. \tag{1.14}$$

Les diverses variantes de cette méthode sont basées sur le choix des matrices de pondération Q et R [116]. Les hypothèses incorporées dans Q et R peuvent servir à:

- placer les pôles du système en boucle fermée;
- minimiser les sorties observables du système en boucle fermée, en

remplacant Q par $C^T QC$ dans le critère de performance J ;

- déterminer une région stable du plan dans laquelle figurent les pôles du système en boucle fermée;
- décomposer le problème de commande optimale en un problème de commande sous-optimale, dont la solution réalise la commande décentralisée du système en boucle fermée et tient compte des paramètres des stabilisateurs. Toutefois, l'application de cette approche à un stabilisateur robuste est difficile à réaliser pour un réseau multimachine, car l'ordre d'un tel stabilisateur est nécessairement élevé.

En général, les régulateurs obtenus par la synthèse optimale H_2 sont peu robustes. De plus, ils supposent une connaissance du vecteur d'état du système à commander, ce qui est difficilement réalisable dans les réseaux électriques. L'utilisation des sorties observables dans cette régulation ne résout pas ces difficultés. En effet, il a été démontre qu'un observateur combiné à un estimateur d'état optimal n'aboutit pas nécessairement dans le domaine linéaire à une régulation optimale du système global.

1.3.4 Régulation optimale H_∞

La commande H_∞ a pour but de concevoir un régulateur à contre-réaction, capable d'atteindre les objectifs suivants :

- réduire au minimum les effets d'une perturbation sur les sorties du système tout en respectant les contraintes de stabilité en boucle fermée,
- donner un rendement satisfaisant sur un éventail de conditions d'opération du réseau qui sont différentes des conditions nominales.

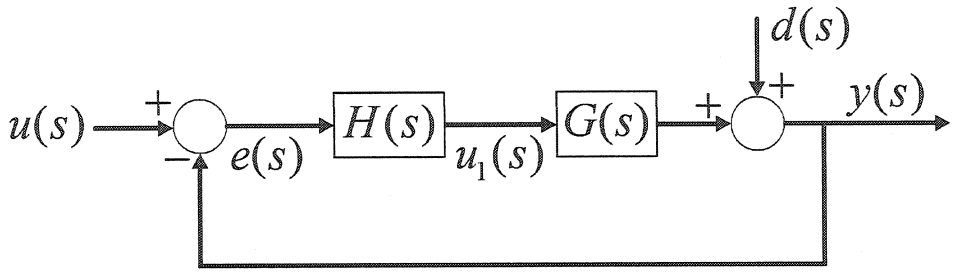


Figure 1-6 : Système monovariable avec un régulateur en série et contre-réaction unitaire

Soit le système en boucle ouverte $G(s)$ et son régulateur $H(s)$ (figure 1-6).

On définit les fonctions suivantes :

$$S(s)=\frac{y}{d}=\frac{I}{I+G(s)H(s)}$$
$$R(s)=\frac{u_1}{u}=\frac{H(s)}{I+G(s)H(s)}=H(s)S(s) \qquad (1.15)$$
$$T(s)=\frac{G(s)H(s)}{I+G(s)H(s)}=I-S(s)$$

Les performances du système en boucle fermée sont spécifiées sous forme de trois fonctions de pondérations $W_1(s)$, $W_2(s)$ et $W_3(s)$ associées respectivement à $S(s)$, $R(s)$ et $T(s)$. $S(s)$ étant la fonction de transfert reliant en boucle fermée la perturbation d à la sortie y, la minimisation des effets de d sur la sortie y est spécifiée par:

$$\underset{\omega}{Max}\left|S(j\omega)\right| \le \left|W_1^{-1}(j\omega)\right| \qquad (1.16)$$

$\left|W_1^{-1}(j\omega)\right|$ détermine l'amplitude de l'erreur maximale acceptable en présence d'une perturbation. Intuitivement, cette fonction comporte un filtre passe-bas à gain élevé, qui réduit la sensibilité aux bruits à basse fréquence. Dans le cas des réseaux électriques, il est avantageux d'y inclure les pôles critiques du systèmes. Par ailleurs, les spécifications sur $W_2(s)$ et $W_3(s)$ visent à garantir la stabilité du

système en présence des erreurs de modélisation. Elles sont traduites par:

$$\begin{aligned} \underset{\omega}{Max}\left|R(j\omega)\right| &\le \left|W_2^{-1}(j\omega)\right| \\ \underset{\omega}{Max}\left|T(j\omega)\right| &\le \left|W_3^{-1}(j\omega)\right| \end{aligned} \tag{1.17}$$

L'algorithme H_∞ conduit donc à un régulateur optimal qui satisfait l'équation:

$$\left\| \begin{matrix} W_1(j\omega)S(j\omega) \\ W_2(j\omega)R(j\omega) \\ W_3(j\omega)T(j\omega) \end{matrix} \right\|_\infty \le 1 \tag{1.18}$$

où $\| \|_\infty$ est la valeur maximale du vecteur pour l'ensemble des fréquences ω.

Les études sur l'utilisation de la régulation H_∞ sont récentes, mais elles démontrent que cette technique peut-être appliquée avec succès aux réseaux électriques. Toutefois, les régulateurs ainsi obtenus sont d'ordre élevé et leurs zéros peuvent contenir les pôles instables du système à commander. En outre, cette technique de régulation n'a pas encore fait ses preuves dans le dimensionnement de régulateurs dans un réseau multimachine. De même, Kamwa et al. ont montré qu'un stabilisateur heuristique pouvait offrir des performances meilleures à celle d'un régulateur H_∞ dans le cas des réseaux électriques.

1.3.5 Minimisation d'un critère de performance modale

Soit le modèle suivant de réseau électrique linéarisé en boucle ouverte:

$$\begin{aligned} \dot{\xi} &= F\xi + Gu \\ \omega &= H\xi + Ju \end{aligned} \tag{1.19}$$

où $u = \left[u_c \; u_{ref} \right]^T$,

Sans perte de généralité, le modèle du réseau multimachine est réduit à m alternateurs, auxquels sont connectés les stabilisateurs de puissance électrique. Le problème de commande consiste alors à dimensionner les gains

des stabilisateurs flexibles, de telle sorte que le modèle en boucle fermée,

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu_{ref} \\ \omega &= Cx \end{aligned} \tag{1.20}$$

soit suffisamment amorti lorsque des contingences surviennent dans le réseau électrique; ceci admet que $J = 0$ dans l'équation 1-14, puisqu'il n'existe pas de relation directe les signaux de commande et les variables observées.

La matrice A dans l'équation 1.20 contient les paramètres des régulateurs. On admet que les variables d'états sont distinctes deux à deux. Soit x_o le vecteur d'état initial, c'est-à-dire $x(0) = x_o$.

Le vecteur d'état, réponse naturelle du système s'écrit

$$x(t) = \sum_{j=1}^{N} \left(v_j x_o\right) u_j \exp\left(\lambda_j t\right) \tag{1.21}$$

où $\lambda_j = \sigma_j + j\omega_j$ est la j-ième valeur propre de A.

u_j et v_j sont respectivement les vecteurs propres droits et gauches associés au j-ième mode, de dimensions respectives $N \times 1$ et $1 \times N$.

Soit $x_j(t)$ le j-ième état du vecteur d'état $x(t)$, $x_{ji}(t)$ le ième mode de $x_j(t)$, u_{ji} la ième entrée du j-ème vecteur propre droit u_j. Alors,

$$x_j(t) = \sum_{i=1}^{N} x_{ij}(t) = \sum_{i=1}^{N} \left(v_j x_o\right) u_{ji} \exp\left(\lambda_j t\right) \tag{1.22}$$

Soit $y_j(t)$ la composante du vecteur de sortir $y(t)$ qui dépend de $x_j(t)$ et $y_{ji}(t)$ le ième mode de $y_j(t)$. On peut écrire :

$$y(t) = Cx(t) = \sum_{j=1}^{N} C_j x_j(t) = \sum_{j=1}^{N} y_j(t) \tag{1.23}$$

avec $y_j(t) = C_j x_j(t) = \sum_{i=1}^{N} y_{ij}(t) = \sum_{i=1}^{N} C_j x_{ji}(t)$

et $y_{ji}(t) = C_j \left(v_i x_o\right) u_{ji} \exp\left(\lambda_j t\right)$.

Dans la mesure originelle [44], le carré de l'enveloppe du ième mode dans la j-

ème composante de la sortie s'écrit :

$$a_j y_{ji}^t y_{ji}^* \tag{1.24}$$

avec $a_j = 1$ si λ_j est une valeur propre réelle, et $a_j = 2$ si λ_j est une valeur propre complexe. Dans ces conditions, la mesure de performance modale J_j, pour le j-ème état du vecteur d'état est la suivante :

$$J_j = \int_0^T \left(\sum_{i=1}^{N} y_{ji}^t M_j y_{ji}^* \right) dt = \sum_{i=1}^{N} \left(x_o^t v_i^t \right) u_{ji}^t M_j u_{ji}^* \left(v_i^* x_o \right) \Psi(\sigma_i) \tag{1.25}$$

avec $\Psi(\sigma_i) = \dfrac{\exp(2\sigma_i T) - 1}{2\sigma_i}, M_j = a_j C_j^t W_j C_j$

et W_j la matrice de pondération des sorties. L'indice de performance est donné par :

$$J = \sum_{j=1}^{N} J_i \tag{1.26}$$

Le problème d'optimisation se formule alors de la manière suivante :

$$\min_p J(p) \tag{1.27}$$

soumis à
$$\dot{x} = A(p)x + B(p)u_{ref}$$
$$y = C(p)x$$

où p est le vecteur des paramètres des stabilisateurs de puissance à dimensionner.

La mesure de performance modale ainsi présentée a été appliquée avec succès au dimensionnement des stabilisateurs de puissance dans des réseaux multimachines [44]. Néanmoins, sa formulation basée sur la stricte enveloppe ne tient pas compte des différences d'amortissement existant entre deux modes d'oscillations de parties réelles identiques, mais de parties imaginaires distinctes. Une nouvelle mesure de performance modale permettant de remédier à cette lacune [46] a été mise au point. Les raisons justifiant le choix d'algorithme sont présentées au chapitre 4.

1.4 LES FACTS : CONCEPT EN ÉMERGENCE POUR LES RÉSEAUX

1.4.1 Définitions des FACTS

L'acronyme FACTS ou « Flexible Alternating Current Transmission Systems », ou encore « Flexible AC Transmission Systems », a été adopté initialement par EPRI, pour désigner une large variété d'organes de contrôle des réseaux électriques, tous construits autour de convertisseurs statiques. D'après de nombreuses études concordantes [12,20], ils constitueront dans l'avenir la clé pour accroître la dynamique et la contrôlabilité des réseaux d'énergie électrique, en vue notamment de les exploiter au voisinage de leurs limites thermiques et de tirer un plus grand parti du parc d'équipements existant. Des détails additionnels sont contenus dans les références [12,18,49].

L'association professionnelle IEEE donne des FACTS la définition suivante [48] :

"Alternating current transmission systems incorporating power electronic-based and other static controllers to enhance controllability and increase power transfer capability".

Compte tenu de la prépondérance d'équipements électroniques de puissance dans leur structure, l'utilisation des FACTS est prometteuse dans les applications caractérisées par une ou plusieurs des contraintes suivantes :

- une réponse rapide du système, dans l'ordre de la milliseconde;
- des variations fréquentes de la sortie à contrôler;
- un ajustement fin de la consigne.

Selon Hingorani [20], l'auteur de l'appellation FACTS, cette technologie basée sur l'utilisation de contrôleurs et d'interrupteurs électroniques à grande vitesse de commutation, présente cinq raisons essentielles qui accroissent son efficacité

dans les réseaux électriques :

1. un meilleur contrôle de puissance qui se traduit par l'écoulement de la puissance désirée sur une ligne quelconque du réseau;
2. un chargement des lignes au voisinage de leurs limites thermiques sans toutefois les surcharger;
3. un meilleur transfert de puissance entre deux régions, en faisant passer la réserve tournante des alternateurs d'environ 18% à 15%;
4. une prévention contre les défauts en cascade, grâce à une minimisation des effets pervers des contingences et des bris d'équipements;
5. l'amortissement des oscillations du réseau électrique qui auraient pu détériorer des équipements ou réduire la puissance transférée.

1.4.2 Principe de fonctionnement des FACTS

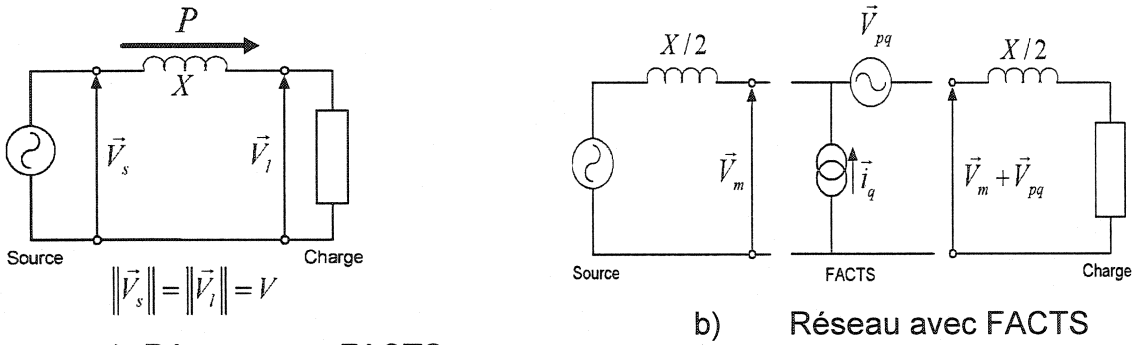
Soit le réseau électrique de la figure 1-7.a comprenant une source, une ligne d'impédance X et une charge, qui peut contenir également une autre source. On admet que la chute de tension dans la ligne est négligeable. Alors $V_s = V_l = V$, où V_s et V_l sont les amplitudes respectives des tensions au bornes de la source v_s et de la charge v_l. Les puissances active P et réactive Q, transitées dans la ligne sont données par :

$$P = \frac{V^2}{X}\sin\delta$$
$$Q = \frac{V^2}{X}(1-\cos\delta) \qquad (1.28)$$

P et Q varient en fonction de l'impédance X de la ligne, de la tension V et du déphasage δ entre la tension de la source et celle de la charge.

Le principe de fonctionnement commun à tous les FACTS est de modifier,

grâce à une commutation judicieuse des interrupteurs électroniques, l'un quelconque ou une combinaison des paramètres V, X et δ. Ce fonctionnement est similaire à celui d'insérer dans la ligne une source de tension en série, v_{pq}, et une source de courant en shunt, i_q, toutes les deux continûment variables (figure 1-7.b). Le courant et la tension sont exprimés respectivement par i et v pour les grandeurs instantanées, et par I et V pour les valeurs efficaces.



a) Réseau sans FACTS

b) Réseau avec FACTS

Figure 1-7 : Schéma de base d'un réseau de transmission

Les configurations possibles du réseau équipé d'un FACTS sont alors [18,20] :

1. FACTS hors-service : dans ce cas, V_{pq} et I_q sont tous les deux nuls. La puissance active P vaut :

$$P = \frac{V^2}{X} \sin \delta \tag{1.29}$$

2. $V_{pq} = -jkXI$ et $I_q = 0$. Dans cas, la tension insérée en série dans la ligne est en quadrature retard sur le courant de ligne I et son amplitude est proportionnelle à l'amplitude du courant et de l'impédance de ligne. Ceci correspond à une compensation-série

utilisant des condensateurs. La puissance transitée P devient :

$$P = \frac{V^2}{X(1-k)} \sin\delta \tag{1.30}$$

3. $V_{pq} = 0 \, et \, I_q = -j(4V/X)\left[1-\cos(\delta)\right]$. Dans ce cas, la source de courant absorbe juste assez de courant capacitif pour rendre la tension du point milieu de la ligne V_m égale en amplitude à V. Elle se comporte ainsi comme un compensateur-shunt idéal, qui subdivise la ligne en deux segments indépendants, chacun d'impédance $X/2$. La puissance P transitée s'écrit alors :

$$P = 2\frac{V^2}{X} \sin\frac{\delta}{2} \tag{1.31}$$

4. $V_{pq} = \pm j V_m \tan\alpha \; et \; I_q = 0$. Dans ce cas, la tension V_{pq} est ajoutée en quadrature à la tension du point milieu V_m, afin de produire une avance ou un retard de phase α. C'est le cas du déphaseur. Ce régime de fonctionnement améliore nettement la stabilité transitoire et la stabilité « petit signal » du réseau. La puissance P transitée est fournie par la relation :

$$P = \frac{V^2}{X} \sin(\delta - \alpha) \tag{1.32}$$

Le régime de fonctionnement d'un FACTS donné sera donc l'un de ceux décrits précédemment dans 2,3 ou 4, ou encore une mise en commun de plusieurs d'entre eux. Il est important de rappeler tout degré de compensation k, en plus d'admettre que les amplitudes de tension sont égales $V_s = V_l = V$, on suppose que l'angle δ est constant.

1.4.3 Applications des FACTS aux réseaux de transport

Les recherches actuelles sur les FACTS visent deux objectifs essentiels [12, 49] :

1. accroître la capacité de transit de puissance des réseaux de transport;
2. mieux contrôler l'écoulement de puissance dans les réseaux interconnectés.

a) Accroissement du transit de puissance

L'écoulement de puissance dans un réseau de transport est limité par un ou plusieurs des facteurs suivants : la stabilité du système, les limitations sur les tensions aux différentes barres, les limitations thermiques des lignes et des équipements ou les coûts de génération et de transport d'électricité. Les contraintes d'écoulement de puissance résolues par les FACTS sont essentiellement celles liées à la stabilité : stabilité transitoire, stabilité « petit signal », stabilité de la tension et résonance sous-synchrone.

La stabilité transitoire détermine la capacité du réseau à maintenir son synchronisme à la suite d'une contingence majeure, où des équipements de production ou de transport sont sollicités à la limite de leurs possibilités. Les approches permettant d'améliorer les performances du réseau dans de telles conditions incluent :

- l'ajout de condensateur en série dans les lignes (compensation-série);
- l'utilisation d'une batterie de condensateurs en shunt (compensation shunt);
- l'installation d'excitatrices rapides sur les très gros alternateurs (régulateurs de tension);

- l'installation de compensateurs synchrones et statiques dans le réseau.

Un système est dit stable en termes de « petit signal » si toute oscillation électromécanique née à la suite d'une légère perturbation est amortie et disparaît au bout d'un instant. Parmi les moyens permettant d'améliorer la stabilité « petit signal », il convient de citer :

- les stabilisateurs de puissance installés sur l'excitation des alternateurs;
- la modulation de la commande des liens à courant continu à haute tension;
- la modulation de la commande des compensateurs statiques.

La limite de stabilité en tension dans un réseau électrique est définie par le niveau de charge où l'ajout d'une charge supplémentaire entraîne une effondrement de la tension. Les techniques courantes pour prévenir cet effondrement visent la gestion de la compensation et de la production de puissance; elles font appel à :

- l'ajout de la compensation-série sur les lignes-clés;
- l'insertion dans le réseau d'équipements contrôlés par la tension, les compensateurs statiques par exemple;
- l'ajout d'alternateurs ou de compensateurs synchrones dans le réseau.

Les FACTS permettent de réguler la tension grâce à leurs réponses rapides lors des transitoires et à la possibilité qu'ils offrent d'ajuster rapidement les niveaux de tension [49]. D'autre part, les limites thermiques du réseau de transmission sont imposées par les conducteurs et les équipements tels que les transformateurs, les condensateurs en série, les inductances-shunts... Les

FACTS, en améliorant les performances du réseau lors de perturbations, permettent d'exploiter ces composants au voisinage de leurs limites thermiques, ce qui accroît la rentabilité des équipements installés et reporte à plus tard de nouvelles acquisitions d'équipements.

a) Contrôle de l'écoulement de puissance

Le contrôle des transits de puissance, de la génération à la consommation, a un impact sur le comportement du système à la fois en régime permanent et en post-contingence. Les solutions techniques envisagées contribuent essentiellement à modifier l'impédance de certaines lignes spécifiques du réseau [20].

Traditionnellement, le contrôle de l'écoulement de puissance fut basé sur la commande des alternateurs, des disjoncteurs et des transformateurs, notamment les transformateurs déphaseurs. Aujourd'hui, les contrôleurs électroniques concourent à améliorer les performances de ces moyens traditionnels de commande, surtout en permettant une commande souple des conditions de régime permanent; ils accroissent également les performances en post-contingence [12,49].

b) Coûts de production

Suite à la déréglementation du secteur de l'énergie électrique aux États-unis et en Grande Bretagne, la compétition entre les compagnies supplante la coordination des entreprises du service public. Or, la consommation demeurant la principale source de revenus des compagnies d'électricité, les charges liées au transport joueront un rôle prépondérant dans le futur, et ce d'autant plus que les frais liés à la construction de nouvelles lignes sont parfois prohibitifs. Les

FACTS apparaissent d'ores et déjà comme le meilleur outil pour équilibrer les comptes bancaires des actionnaires tout en assurant la sécurité du réseau [49].

Diverses études ont examiné l'utilisation d'équipements FACTS dans un contexte de stabilisation du réseau ou de maximisation des capacités de transit. Des structures radiales ou maillées ont été utilisées. Ces études ont été favorisées par l'implication de EPRI. Une de ces études (sur les TCSC,TCPAR et SVC) a conclu que [49] :

- *Stabilité transitoire*

  La stabilité transitoire d'un réseau peut-être obtenue, le plus simplement, par une combinaison de la compensation-série fixe et de la compensation-shunt.

- *Stabilité « petit signal »*

  La stabilité petit signal est obtenue efficacement grâce aux stabilisateurs des machines, ou, à coût plus élevé, avec une compensation-série variable. Cependant, quand il n'est pas possible d'utiliser des stabilisateurs, les FACTS munis de commandes « intelligentes » doivent être examinés.

D'autres conclusions des études d'application des FACTS sont :

- *Régulation du transit dans un couloir*

  Cela peut-être obtenu en modifiant l'impédance-série du couloir, ou le déphasage angulaire à travers le couloir. La commande d'impédance est plus avantageuse économiquement parce qu'en plus de régulariser le transit, l'équipement de compensation fournit les vars requis en période de pointe,

tandis que les déphaseurs sont consommateurs de puissance réactive. La commande de déphasage angulaire est plus compétitive quand il s'agit de commander le transit local entre deux points.

- *Objectifs de la régulation*

La commande des FACTS implique des constantes de temps variables, de quelques millisecondes jusqu'à la minute. Une commande rapide, mais avec une plage de variation faible, est utile à la stabilité « petit signal ». Plus la plage de variation est grande, plus l'équipement est coûteux. La stabilité transitoire exige aussi des interventions rapides, comme le déclenchement des bancs complets de VARs, ou des modifications brusques d'impédance. La régulation des transits se fait beaucoup plus lentement.

- *Structure de la commande*

La plupart des chercheurs ont pris pour acquis une commande de nature locale des FACTS où un superviseur, à un niveau hiérarchique plus élevé, distribue des consignes via un réseau de communication fiable.

- *Justification économique*

Quand il s'agit d'augmenter la capacité de transit dans un couloir, la solution la plus économique est la compensation série fixe combinée à la compensation-shunt (manœuvrée ou variable). Quand on veut atteindre la capacité thermique de transit d'une ligne, la solution FACTS devient avantageuse par rapport soit à la construction d'une ligne additionnelle, ou soit l'implantation d'une unité de production à proximité de la charge. Le problème technique est cependant compliqué par le risque élevé d'instabilité

de tension.

1.4.4 Classifications des FACTS

Les FACTS se regroupent en trois catégories; les liens à courant continu à haute tension (HTCC ou HVDC en anglais), la compensation-série et la compensation-shunt (figure 1-8). Certains de ces équipements sont déjà disponibles dans les réseaux électriques tandis que d'autres sont actuellement au stade de développement [12,18,49].

La principale caractéristique de la compensation-série est de diminuer la réactance série des lignes du réseau ou la chute de tension inductive. En outre, elle permet, dans le cas des lignes à basse tension, de réduire la puissance écoulée dans les lignes ainsi que le courant de court-circuit. Dans certains réseaux, des condensateurs-série sont utilisés pour accroître la puissance transférée par une ligne. La compensation-série regroupe des équipements aussi variés que le contrôleur unifié d'écoulement de puissance (UPFC), les compensateurs-série à thyristors, les transformateurs déphaseurs, etc...
De son côté, la compensation-shunt regroupe les structures agissant en shunt par rapport au réseau de transport. Elle comprend les compensateurs statiques (SVC), les compensateurs synchrones (STATCOM), les batteries de stockage d'énergie (BES), les accumulateurs magnétiques supraconducteurs d'énergie (AMSE en francais et SMES en anglais), etc. Le régulateur alternatif à supraconducteur (RASC) appartient à ce dernier groupe car n'étant ni plus ni moins, qu'un SMES de capacité énergétique réduite, dont les fonctions de régulation sont prépondérantes sur celles de stockage.

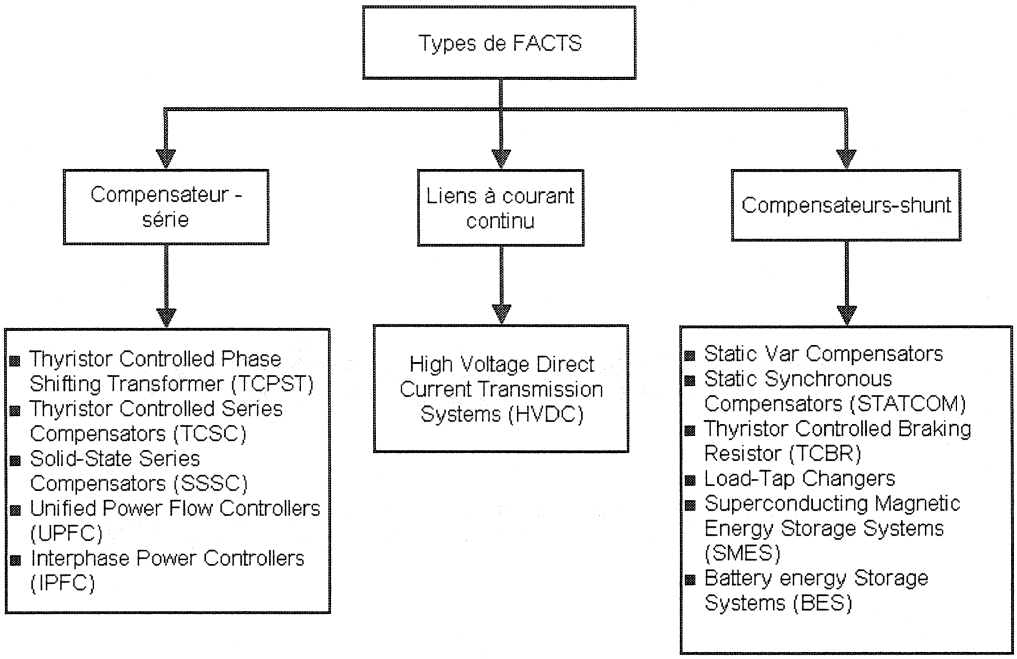


Figure 1-8 : Classification des FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) [23].

Pour sa part, les liens à courant continu à haute tension (HTCC) n'obéissent pas à proprement parlé à la définition des FACTS. Ils ont été classés comme tels selon le groupe de travail conjoint sur les FACTS de IEEE et de CIGRÉ (Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques à Haute Tension) dans le but de compléter la classification, et surtout d'offrir la possibilité de combiner le HTCC avec les autres FACTS lors d'études de stabilité et de contrôle des réseaux [23]. Plusieurs équipements FACTS ont été proposés par les manufacturiers ces cinq dernières années. Parmi les équipements les plus courants, on a :

STATCOM (STATic COMpensator : compensateur statique qui agit comme un condensateur synchrone). Mitsubishi a testé un STATCOM dans le réseau japonais. Aux États-unis, Westinghouse sous le parrainage de EPRI a installé un STATCOM 48-impulsions, 100MVAR dans le réseau TVA (Tennessee Valley

Authority). Il est installé au poste Sullivan (500kV/161kV) afin de régulariser la tension du côté 161 kV et prévenir le mouvement du changeur de prises à cause des variations journalières de la charge. Le STATCOM participe aussi à la régulation de tension en période de pointe et à faible charge.

SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage : accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie). Cet équipement a été testé aux Etats-Unis et au Japon.

TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor : condensateur série manoeuvrable). La première installation a été opérée par ABB dans le réseau de AEP, et est située au poste Kanawa River (West Virginia) dans un réseau de 345 kV.

TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor : condensateur série commandé par thyristor). Un TCSC de Siemens dans le réseau WSCC est situé au poste de Kayenta (Arizona) dans un réseau 230 kV. Le but est de pousser le transit jusqu'à la limite thermique de la ligne, d'évaluer la capacité de régulariser les transits et l'impédance de ligne, d'amortir les oscillations, et de prévenir les oscillations sous-synchrones. Une autre installation est un TCSC multimodule au poste Slatt dans le réseau BPA. Ce développement est un effort parrainé par EPRI et le manufacturier est General Electric.

TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulateur : transformateur déphaseur à contrôle électronique).

UPFC (Unified Power Flow Controller : régulateur de transit généralisé). Plusieurs UPFC ont été testés à basse puissance. En 1997, EPRI, AEP et Westinghouse ont participé au développement d'un UPFC comprenant un élément shunt STATCOM qui fournit 150 Mvar, et un élément série de 50 MW.

Le UPFC a été installé au poste 138 kV Inez (Kentucky) et la mise en service a été effectuée pour fin 1997.

IPC (Interphase Power Controller) de CITEQ.

1.5 LE RASC COMME FACTS: UN CHOIX SOUPLE ET ADAPTABLE

1.5.1 Définition du RASC

Le régulateur alternatif à supraconducteur (RASC) est un SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage system) ou AMSE (Accumulateur Magnétique Supraconducteur d'Énergie), de capacité énergétique de stockage limitée à quelques dizaines de mégajoules. Sa fonction principale est celle de la régulation. La durée d'une décharge énergétique à puissance nominale se chiffre en secondes. Ainsi, dans le cadre de cette étude, le SMES de taille réduite, conçu sur mesure pour un rôle en contrôle des réseaux sera appelé RASC.

1.5.2 Positionnement du RASC par rapport aux autres FACTS

Du fait de leur capacité à moduler simultanément la puissance active et la puissance réactive, les contrôleurs unifiés d'écoulement de puissance (UPFC), les batteries de stockage d'énergie (BES) et les accumulateurs magnétiques supraconducteurs d'énergie (AMSE ou SMES) se présentent comme des dispositifs de prédilection dans l'optimisation du fonctionnement des réseaux électriques. Sur le plan opérationnel, ils correspondent à un compromis entre les dispositifs de modulation de puissance réactive (SVC, compensateurs-série,

STATCOM, ...) et les liens à courant continu à haute tension (HTCC), qui fournissent essentiellement de la puissance active. Alors que le SMES conventionnel est construit autour d'une bobine supraconductrice, les BES et les UPFC utilisent des condensateurs comme moyen de stockage. Les SMES emmagasinent l'énergie avec une grande efficacité et un rendement très élevé [49] en toute sécurité, le stockage d'un mégajoule assure que ce mégajoule sera disponible au moment opportun. Les principales réticences vis-à-vis de cette technologie sont liées aux considérations économiques, qui ont montré que l'utilisation d'un SMES comme équipement de stockage n'était rentable que pour de grands réseaux électriques, et des décharges complètes limitées à 1 ou 2 heures par jour [49].

1.5.3 Description sommaire du RASC

Le schéma structurel du RASC est présentée à la figure 1-9 [133]. Ce dispositif est constitué des éléments suivants :

- Une bobine supraconductrice et son système cryogénique. Les méthodes de refroidissement envisagées actuellement sur un plan industriel sont celles à l'hélium liquide (4,5 K);
- Un ou plusieurs ponts à semi-conducteurs assurant la conversion alternative-continu. Le principe de fonctionnement peut-être à commutation naturelle ou forcée, la commutation forcée étant indispensable si l'on désire injecter de la puissance réactive au réseau. L'utilisation de convertisseurs à thyristors blocables (GTO) se révèle d'une plus grande efficacité;
- Un transformateur d'attache, à deux enroulements secondaires, permettant de relier les ponts convertisseurs au réseau;
- Un ensemble de capteurs qui estiment l'état local du réseau : tension,

fréquence, écoulement de puissance, etc...;

- Un calculateur permettant de déterminer, à partir des informations sur l'état du réseau, les puissances optimales que le RASC doit échanger avec le réseau. On admet une conduite numérique du réglage, mais cette hypothèse n'est pas indispensable;

- Des circuits électroniques assurant la protection et le contrôle rapproché des convertisseurs.

La bobine supraconductrice est alimentée en courant continu par le convertisseur fonctionnant en redresseur. Une fois celle-ci chargée, un courant constant est maintenu dans la bobine en commandant l'interrupteur D2. Lorsque les capteurs décèlent une chute de tension dans le réseau, le convertisseur fonctionnant en onduleur est connecté à la bobine supraconductrice. Celle-ci restitue alors l'énergie emmagasinée au réseau.

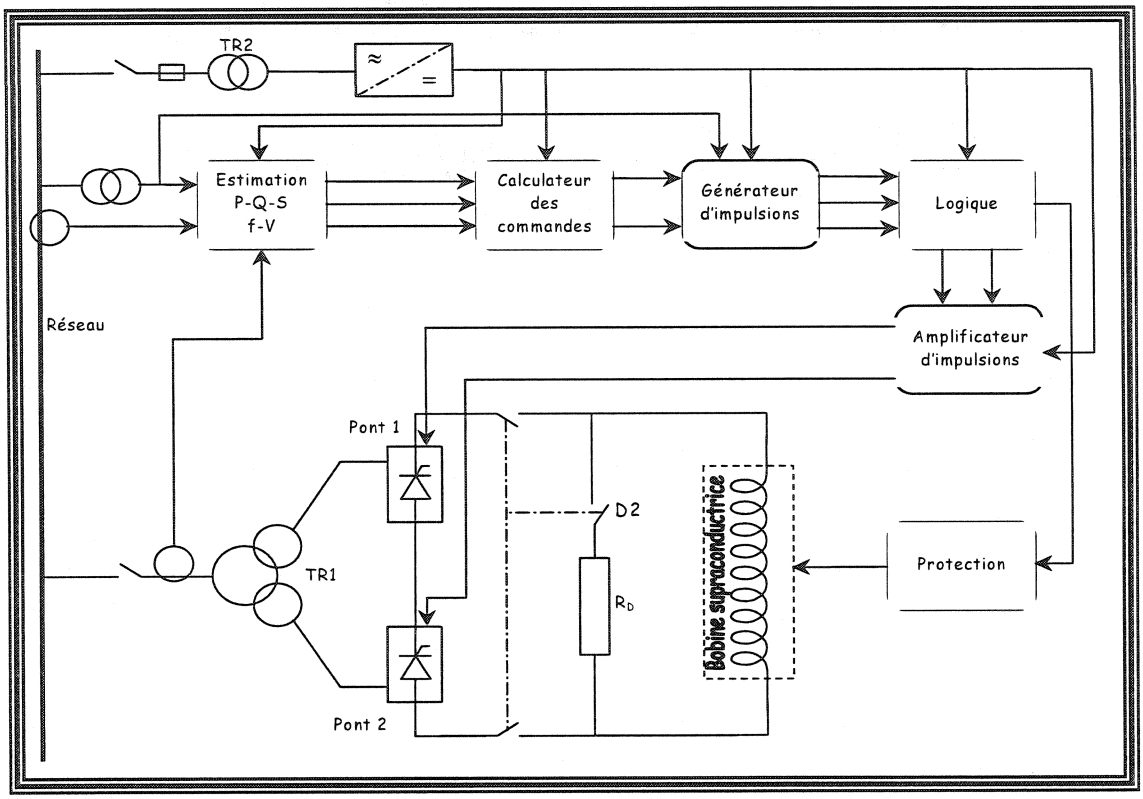


Figure 1-9 : Schéma structurel du RASC

1.5.4 Spécificités technologiques

Le RASC formellement présenté dans la référence [29], est avant tout un organe de régulation et non de stockage. En ce sens, il diffère du concept conventionnel d'accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie (AMSE) : alors qu'on a déjà envisagé pour des applications militaires des AMSE dont la capacité excédait plusieurs TJ, un RASC se caractérise par quelques dizaines de MJ de stockage tout au plus, car il vise essentiellement des applications dynamiques. Sur un réseau de la taille de celui d'Hydro-Québec, différentes fonctions de réglages ont été simulées avec succès, pour des dispositifs limités à une centaine de MJ de stockage seulement, mais capables de restituer jusqu'à 600MW et 500 MVAR de puissances active et réactive (charge de pointe du

réseau d'Hydro-Québec :30 000 MW). En principe, tous les types de contrôle conventionnel avec des composants réactifs en parallèle, pourraient être réalisés avec une meilleure efficacité par un RASC bien ajusté et bien localisé. En particulier, un RASC peut tour à tour agir comme barre-infinie, ligne virtuelle, barre d'amortissement ou une combinaison arbitraire de ces trois fonctions [14].

Des pionniers ont, à juste titre, mis l'accent sur le développement de convertisseurs statiques à GTO, prérequis à la viabilité technico-économique des RASCs. En effet, l'utilisation des thyristors à GTO, en lieu et place des thyristors ordinaires, assure avec une plus grande efficacité la commutation forcée du courant dans les ponts convertisseurs, tout en faisant appel à des équipements aux dimensions réduites [30]. Cette technologie permet donc au RASC de fournir et d'absorber de l'énergie active et réactive, les angles d'amorçage des thyristors étant compris entre 0^{o} et 360^{o}. Le problème le plus sérieux rencontré dans l'utilisation des GTO est le traitement de l'énergie emmagasinée dans les inductances de fuite du transformateur. La technique qui consiste à utiliser un circuit amortisseur peut constituer une source de résonance. La solution proposée par Ise et al., basée sur l'utilisation d'un circuit écrêteur de tension, opère de manière stable (figure 1-10). L'énergie emmagasinée dans les inductances de fuite est absorbée par le circuit constitué des diodes D1 à D6, et du condensateur C. Cette énergie est ensuite déchargée du côté courant alternatif à travers l'onduleur, composé des thyristors ordinaires S1 à S6. Les détails additionnels sur les séquences de commande ainsi que leur efficacité sont données dans l'article original de Ise et al. [43] et des informations complémentaires dans la référence [30].

Parallèlement aux travaux de mise en œuvre du RASCs, d'autres chercheurs ont choisi d'évaluer l'utilité de ce genre d'équipement dans un réseau. Parmi les applications envisagées dans ce contexte, il convient de mentionner le

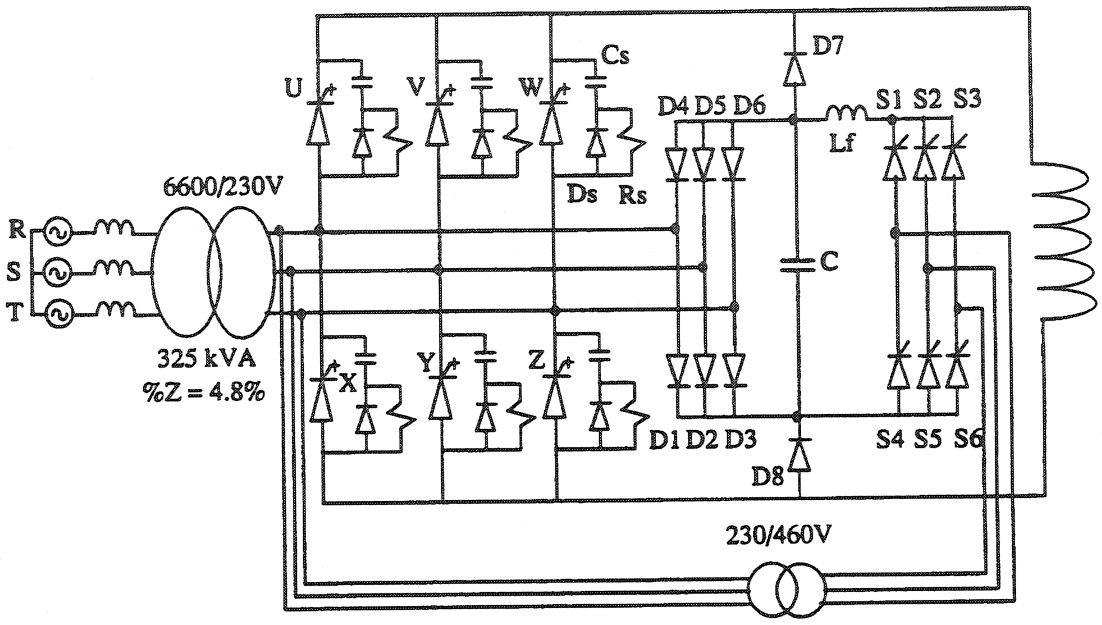


Figure 1-10 : Configuration du circuit de puissance à GTO

nivellement de la charge de pointe, le réglage puissance-fréquence, le réglage de la tension, l'amélioration de la stabilité et l'amortissement des résonances de torsion de l'arbre.

1.6 PROBLÉMATIQUE DE LA COMMANDE PAR MODULATION DU RASC

L'intérêt des planificateurs de réseaux pour les études exploratoires sur le RASC a été limité par le fait que la plupart de ces applications étaient évaluées avec le modèle trivial d'une machine connectée à une barre infinie ou de modèles de RASC très simplifiés, lesquels sont inadéquats pour tirer des conclusions généralisables à de grands systèmes maillés. Par opposition, Kamwa et al. [29-30], puis Simo et al. [44,46] ont pris en considération le besoin non seulement de modèles applicables à des programmes multimachines existants, mais aussi de valider les concepts sous-jacents en utilisant le RASC dans des réseaux de

comportement représentatif de celui des grands systèmes de transport. Ces derniers sont caractérisés par la présence simultanée de nombreux modes interzones et locaux. Le problème de commande décentralisée sera de dimensionner un RASC, qui soit apte à améliorer la stabilité transitoire et « petit signal » du réseau, par un meilleur amortissement des modes d'oscillations. Il faut entendre par modulation, l'élaboration de signaux supplémentaires de commande, qui s'ajoutent aux consignes de puissance active et réactive. On désignera par RASC P, RASC Q ou RASC P-Q, un RASC où la consigne modulée est la consigne de puissance active, la consigne de puissance réactive, ou les deux consignes à la fois. Le système de modulation est donc un régulateur. Compte tenu de la répartition géographique tant des charges que de la génération, et de la possibilité d'incorporer plusieurs RASCs dans le réseau, une attention particulière est accordée à l'utilisation des mesures effectuées à la barre d'attache du RASC comme entrées de commande du système de modulation. Ainsi, le problème de commande par modulation des consignes du RASC est en réalité un problème de commande décentralisé des réseaux. Afin de résoudre le problème ainsi posé, les travaux de ce mémoire portent de manière générale à :

- Élaborer un modèle linéarisé et suffisamment détaillé du RASC qui tient compte de diverses fonctionnalités, et qui est présenté au chapitre 2;
- Mettre au point un nouvel algorithme de commande décentralisée qui pallie aux lacunes des méthodes présentées précédemment et qui, utilisé dans le dimensionnement de stabilisateurs flexibles et des régulateurs PI, en font des contrôleurs robustes. Le développement des équations et la validation de l'algorithme sont donnés au chapitre 4;
- Pour faciliter l'utilisation des algorithmes décentralisés, un outil de CAO convivial sera mis au point pour permettre une sorte d'analyse monté-carlo du problème de commande à résoudre. Le fonctionnement de l'outil

sera explicité dans le chapitre 4.

- Établir une procédure de commande décentralisée des réseaux par modulation des RASCs au chapitre 5. Les résultats obtenus avec le système linéarisé sont validés par des simulations non-linéaires au chapitre 5.

1.7 COMMENTAIRES

Ce chapitre a permis de situer le RASC dans la grande famille des FACTS comme un organe de type SMES qui cible plus la régulation que le stockage d'énergie, et qui s'impose dès lors comme une technologie alternative viable face à l'UPFC. A cet égard, il présente malgré une capitalisation coûteuse de nombreux avantages, notamment un rendement énergétique voisin de 100%. De part la nature décentralisée du RASC, la modulation de ses consignes de puissance active et réactive tire profit de la littérature scientifique abondante dans le domaine de la commande décentralisée. Les concepts de commande répertoriés ont été groupés en approche synthétique, en terminant par l'optimisation paramétrique simultanée du système de modulation des consignes du RASC.

Le chapitre suivant a pour objet de présenter la modélisation du réseau global incluant le RASC, qui sera utilisée dans le processus d'optimisation décentralisée.

CHAPITRE 2
MODÉLISATION DU RÉSEAU EN VUE DE L'ANALYSE DE LA STABILITÉ « PETIT SIGNAL »

2.1 INTRODUCTION

Les réseaux électriques sont constitués principalement d'alternateurs de production et leurs systèmes de commande, de charges actives et passives, de lignes électriques et de dispositifs de compensation à l'instar des SVCs, des FACTS... Ce chapitre va présenter les modèles des éléments qui va constituer le réseau-test d'Anderson lequel va être détaillé dans le chapitre 3. Ce réseau test contient des alternateurs entraînés par des turbines à vapeur; il comprend aussi des alternateurs synchrones munis de leurs commandes, des charges statiques linéaires, des lignes électriques et un RASC. Le système de commande des alternateurs synchrones inclut leur système d'excitation, le modèle de la turbine à vapeur entraînant le rotor de la machine synchrone. Un stabilisateur multibande est utilisé pour la modulation des consignes du RASC.

2.2 MODÉLISATION DU RASC

2.2.1 Modèle équivalent du RASC

Le modèle équivalent, correspondant au schéma structurel du RASC (figure 1-9), est conceptualisé à la figure 2-1 [30,46]. Le principal avantage de cette modélisation est de réduire le RASC à une charge dynamique placée en arrière d'un transformateur, ceci facilite grandement son inclusion dans un programme

de stabilité. La consistance de l'analyse dynamique du RASC avec les usages établis en stabilité dynamique impose un certain nombre d'hypothèses au niveau de la représentation du réseau :

- Système triphasé équilibré à impédances localisées;
- Déviations relativement faibles de la fréquence;
- Comportement linéarisé autour d'un point de fonctionnement obtenu par calcul de répartition de puissance;
- Les variables d'interface à une barre quelconque du réseau sont les tensions et les courants.

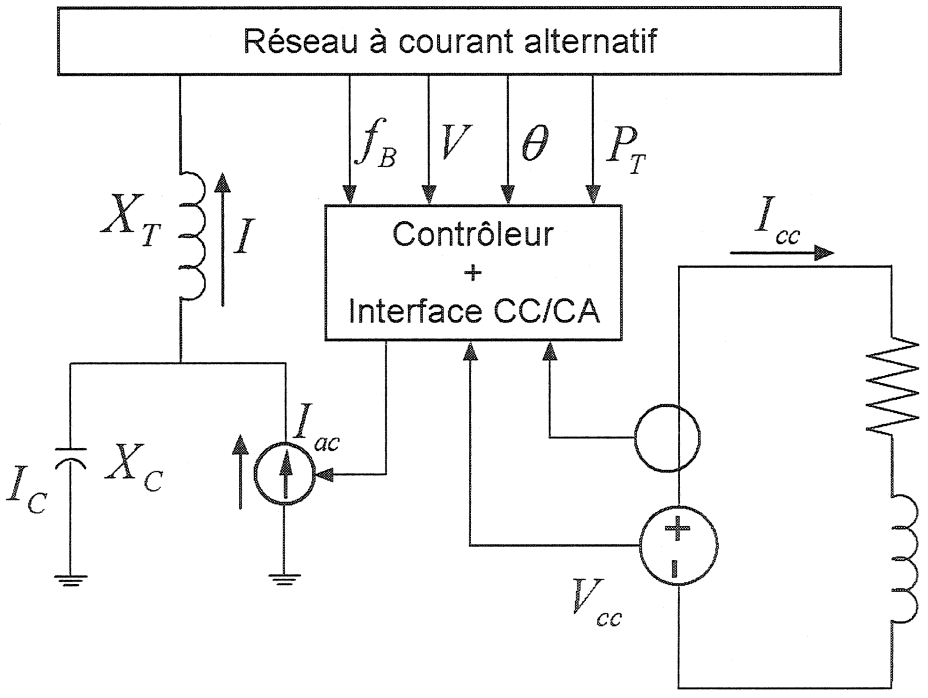


Figure 2-1 : Modèle équivalent du RASC connecté au réseau

Connaissant la valeur de la tension ainsi que ses variations au niveau de la barre à laquelle le RASC est connecté, l'évolution de la charge dynamique qu'il représente, s'assimile à une injection de courant actif/réactif dans les axes réel et imaginaire du réseau.

2.2.2 Linéarisation du RASC

Dans le cadre d'une étude de stabilité dynamique on ne va pas tenir compte du modèle non linéaire de l'électronique de puissance qui accompagne le RASC. On entend par linéarisation du RASC, une modélisation du dispositif en équation d'état. La seule partie qui contiendra des éléments non linéaires sera la modélisation des saturateurs pour limiter le niveau d'énergie et de la puissance à transmettre. D'après le diagramme structurel de la figure 2-2, le modèle fonctionnel d'un RASC peut-être subdivisé en plusieurs composantes élémentaires :

- Une source de courant représentant le côté ca (courant alternatif) du système,
- Un accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie (AMSE) représentant le côté cc (courant continu) du système,
- Un dispositif de limitation de puissance apparente et d'énergie stockée,
- Des régulateurs de tension, de puissance et d'énergie,
- Des capteurs de mesure de tension et de puissance.

L'élaboration des signaux de modulation ΔV_{ss} et ΔP_{ss}, à partir de la phase de tension, de la fréquence de la barre ou de la puissance transitée est à considérer dans la stratégie de contrôle de réseau à l'aide d'un RASC. A cet égard, l'approche dans cette étude se démarque de celles rapportées ailleurs; en effet, on a délibérément découplé le contrôle des convertisseurs et leur réglage supplémentaire : au lieu de générer directement le contrôle angulaire, ici on génère un signal de modulation de la référence qui est acheminé ensuite au contrôleur qui va déterminer l'angle approprié pour produire les puissances actives et réactives demandées. Autrement dit, il s'agit comme dans le cas du système d'excitation d'une machine synchrone et du stabilisateur de puissance associé, d'une commande en cascade, dans laquelle la boucle interne est

orientée vers l'appareillage local alors que la boucle externe prend en perspective le réseau dans son ensemble.

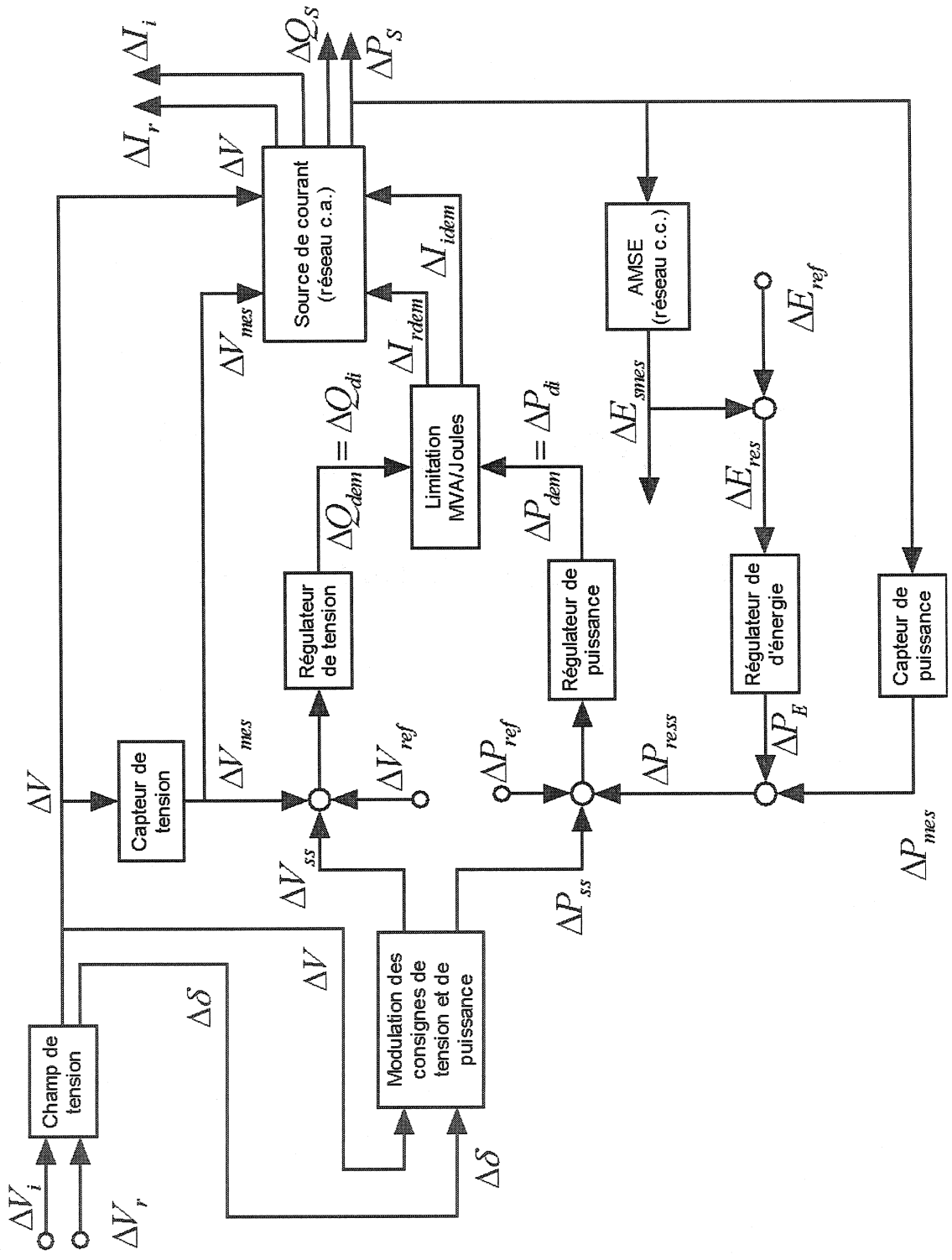


Figure 2-2 : Diagramme structurel d'un RASC avec modulation des consignes

Connaissant les relations algébriques et différentielles caractérisant les diverses composantes, et en admettant un comportement linéaire autour du point de fonctionnement, on déduit des modèles d'état pour de légère perturbations sur les grandeurs de référence ou les mesures. Le RASC possède une puissance nominale $S_{MN}(MVA)$ définie à un courant nominal I_{acB}; ces deux grandeurs serviront de base au système p.u. Le détail de fonctionnement de chaque composante étant précisé dans l'article [39], on se limitera ici, aux seules hypothèses supplémentaires conduisant à la linéarisation des modèles.

a) Source de courant commandée : réseau à courant alternatif

Le comportement statique du réseau est schématisé à la figure 2-3. Pour le modèle linéarisé, les entrées de la source sont ΔV, tension à la barre d'attache, ΔV_{mes}, valeur mesurée de la tension ainsi que I_{rdem} et I_{idem} qui sont les parties réelle et imaginaire du courant demandé. Le symbole Δ dans l'ensemble du texte désigne une variation de la grandeur désirée.

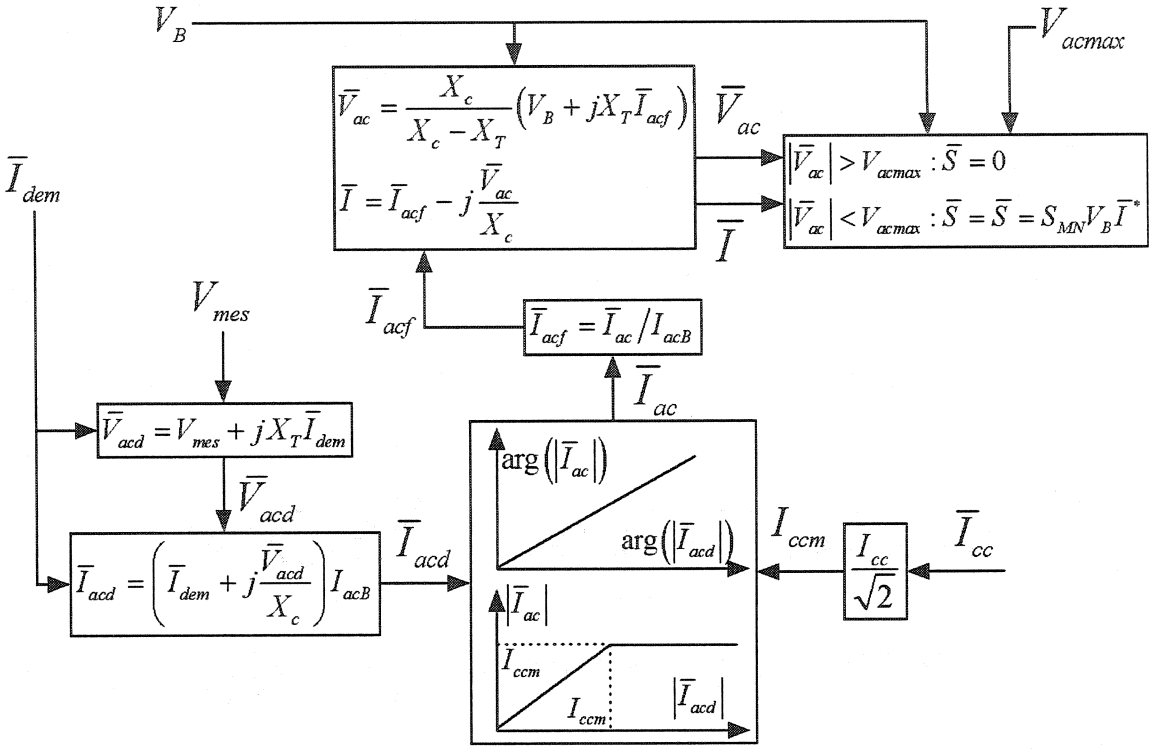


Figure 2-3 : Schéma fonctionnel de la source de courant (réseau côté ca)

On admet que le fonctionnement s'opère à un courant tel que I_{acd} soit tout au plus égal à I_{ccm}. De ce fait, $I_{acd} = I_{ac}$. Par ailleurs, on admet que la tension de fonctionnement V_{ac} est toujours inférieure à V_{acmax}. Le vecteur de sortie est constitué par ΔQ_S et ΔP_S, puissances active et réactive fournies par le RASC, ΔI_r et ΔI_i, parties réelle et imaginaire du courant correspondant. Ces courants, transformés dans les axes d et q de la barre d'attache, servent d'interface avec le reste du réseau. La modélisation ne tient pas compte d'une boucle à verrouillage de phase qui, en pratique, est nécessaire lorsqu'on désire imposer au convertisseur statique un angle de facteur de puissance constant. Ceci conserve au modèle de RASC un niveau de complexité similaire à celui des équipements conventionnels tels que les compensateurs statiques et les

systèmes à courant continu, et facilite éventuellement les comparaisons.

b) Accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie

D'un point de vue électrique, la bobine supraconductrice se caractérise par l'équation de comportement :

$$L\frac{di_{cc}}{dt} + R\,i_{cc} = v_{cc} \tag{2.1}$$

avec $i_{cc}(0) = I_{ref}$ où I_{ref} désigne le courant de fonctionnement en régime permanent et L l'inductance de la bobine. Le terme résistif R reflète les pertes moyennes encourues par le dispositif à semi-conducteur (figure 2-4) .

On admet que la tension continue v_{cc} est initialement nulle, c'est-à-dire que la bobine est chargée à un niveau E_{ref} et ne débite aucune puissance active ($P_{so} = 0$). Le modèle linéarisé du réseau à courant continu a pour entrée ΔP_S et pour sortie ΔE_{SMES} .

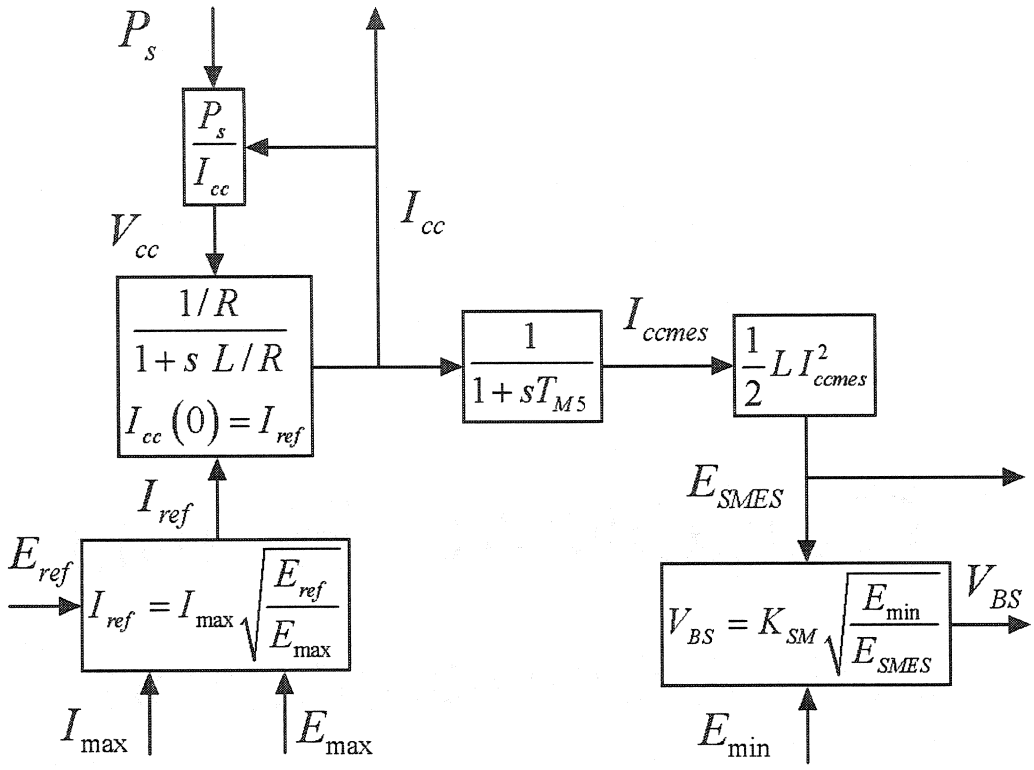


Figure 2-4 : Schéma fonctionnel de l'AMSE (côté courant continu)

c) Limitation de la puissance réactive et de l'énergie

Au point d'opération, on admet que l'énergie vaut $E_{SMES}=E_{ref}$ et que la tension V_{mes} se situe sur la partie linéaire de la courbe $V_{BD}=f(V_{mes})$, de même que P_{dem} pour la courbe $P_{dem}=f(P_{di})$. Ainsi la puissance P_{do} réclamée par le régulateur est égale à P_{di}, la puissance demandée se trouve dans la plage de fonctionnement du convertisseur, on a $P_{dem}=P_{di}$ et $Q_{dem}=Q_{di}$. La limitation de la puissance apparente et de l'énergie se réduit dans ces conditions à une simple relation algébrique sous la forme :

$$I_{dem}=\frac{P_{dem}-jQ_{em}}{V_{Bmes}} \tag{2.2}$$

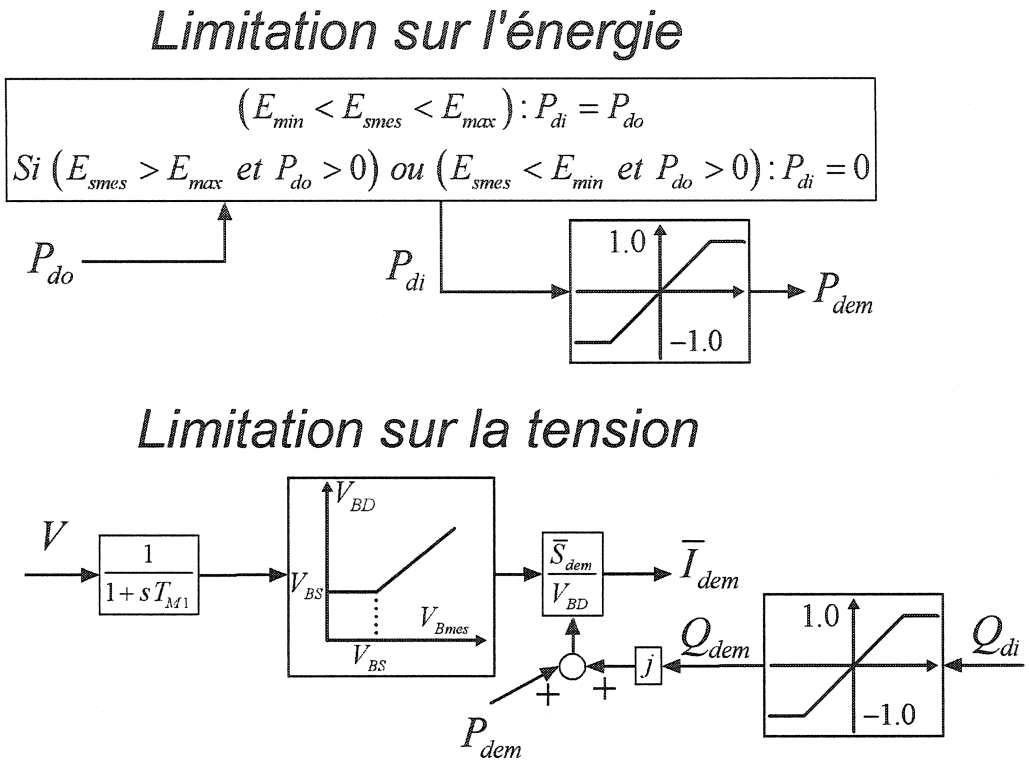


Figure 2-5 : Limitation d'énergie et de puissance apparente

d) Régulateurs dynamiques

Les régulateurs constituent des éléments essentiels dans toute stratégie de contrôle du RASC. C'est en effet par leur entremise que les mesures correctives venant d'un opérateur ou d'une boucle de contrôle supplémentaire sont appliquées au réseau. Si cet organe est trop lent à conduire les politiques requises, les effets escomptés par l'initiateur de la demande n'auront pas un synchronisme adéquat. En fait, un régulateur qui déforme excessivement sa consigne est un régulateur déficient, dont les remèdes peuvent être pires que les maux. C'est pourquoi le comportement dynamique des principaux régulateurs internes (puissance et tension) doit être optimisé vis-à-vis de l'erreur statique.

Dans ce contexte, on suppose, en première approximation, que les régulateurs des différentes boucles ont le comportement d'un système simple du premier

ordre :

$$G_r(s) = \frac{K_r}{1 + s T_r} \tag{2.3}$$

où K_r est inversement proportionnel à l'erreur statique. Dans le cas où le modèle précédent est inadéquat, une approche alternative consiste à adopter une représentation PI pour le circuit de régulation. Les régulateurs utilisés dans la présente étude sont tous de type PI, régis par la fonction de transfert :

$$G_r(s) = K_{Pr} + \frac{K_{Ir}}{s} \tag{2.4}$$

Des détails additionnels sur les régulateurs PID ont été publiés par Kamwa et al [50,30].

Le modèle linéarisé du RASC comporte les entrées ΔV_{ref}, ΔP_{ref} et ΔE_{ref}, qui permettent d'appliquer un signal de perturbation aux entrées respectives de consigne de tension, de puissance et d'énergie. On a effectué une simulation du modèle de RASC établi précédemment, dans un fonctionnement découplé du réseau en appliquant une perturbation de 10% sur ΔV_{ref} et ΔP_{ref}. Le créneau est appliqué pendant 0.1s et retombe ensuite à zéro. Les paramètres des régulateurs figurent dans l'annexe A.

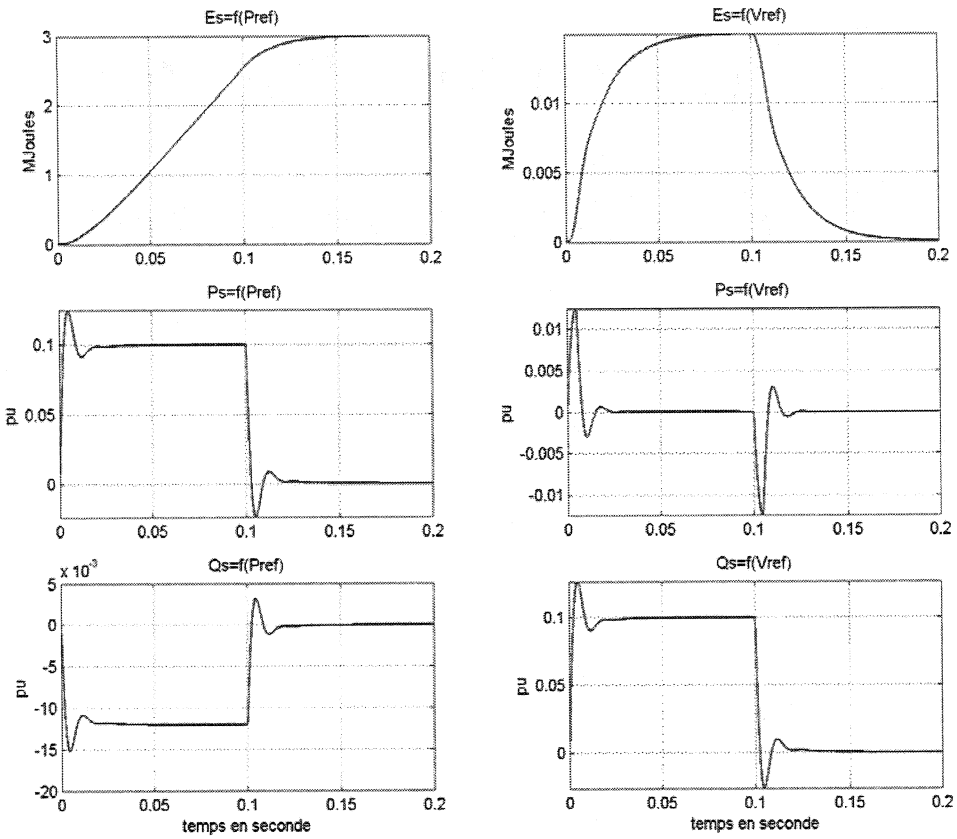


Figure 2-6 : Réponses indicielles du RASC à des perturbations de 10%

Les résultats de la simulation sont illustrés à la figure 2-6. On observe bien que :

- la puissance active ΔP_s fournie par le RASC suit la consigne de puissance; la valeur finale 0.1 pu est obtenue au bout d'environ une période à 60 Hz (environ 17ms);
- la puissance réactive ΔQ_S obéit de façon analogue à la consigne de tension;
- l'énergie dans la bobine ΔE_{SMES} est une intégrale de la puissance active, et devient constante pour une variation nulle de la puissance active.

2.3 PRÉSENTATION DU « POWER SYSTEM BLOCKSET »

Le Power System Blockset (PSB) est un logiciel de simulation de réseaux électriques et de systèmes électroniques de puissances fonctionnant sous MATLAB/Simulink. Le PSB a été développé par l'IREQ en collaboration avec l'École de Technologie Supérieure de Montréal et l'Université Laval de Québec. Il est commercialisé par The MathWorks Inc. et Trans-Énergie Technologie.

Le PSB est constitué d'un ensemble de blocs électriques représentant des éléments électriques linéaires et non-linéaires dans l'environnement Simulink. On peut construire le modèle d'un système électrique complexe en connectant des blocs électriques suivant la topologie du système. Les systèmes de commande peuvent être construit avec les blocs Simulink classiques. Les deux parties (électrique et commande) peuvent être reliées ensemble par l'intermédiaire des éléments interfaces (blocs Measurements). Certains blocs électriques possèdent des entrées et des sorties compatibles avec les signaux de commande Simulink.

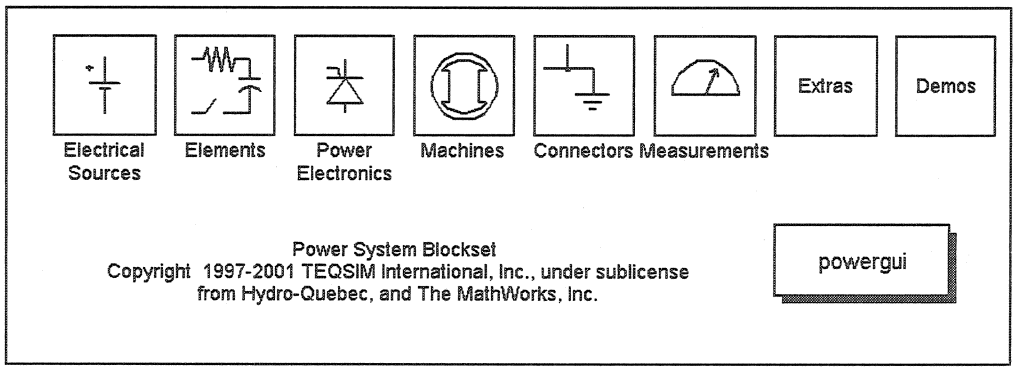


Figure 2-7 : Le Power System Blockset

Grâce à l'interface graphique conviviale de Simulink, la construction de modèles de systèmes électriques devient très simple et rapide.

La simulation des systèmes électriques incluant leurs systèmes de commande est effectuée avec grande précision grâce à des algorithmes d'intégration à pas variable de Simulink adaptés à divers types de problèmes. Dans la simulation des circuits électroniques de puissance, la détection des passages par zéro des courants et des tensions est faite avec précision. Les résultats de la simulation peuvent être traités de façon efficace à l'aide de MATLAB et les Toolboxes spécialisés.

Depuis la version 2 du Power System Blockset, la simulation peut être effectuée avec des algorithmes à pas variables qui sont en général plus rapides. En revanche, la simulation des systèmes de grande taille contenant de nombreux éléments non-linéaires et interrupteurs électroniques sera plus rapide avec un algorithme à pas fixe.

Dans l'étude du réseau-test, seul l'algorithme à pas variable (en l'occurrence l'algorithme ODE23TB) sera utilisé et en mode phaseur. Le mode phaseur consiste à étudier un réseau électrique qu'en ne tenant compte que de la composante à 60 Hz pour les grandeurs tension et courant. Autrement dit, on résout un système algébrique avec des grandeurs complexes.

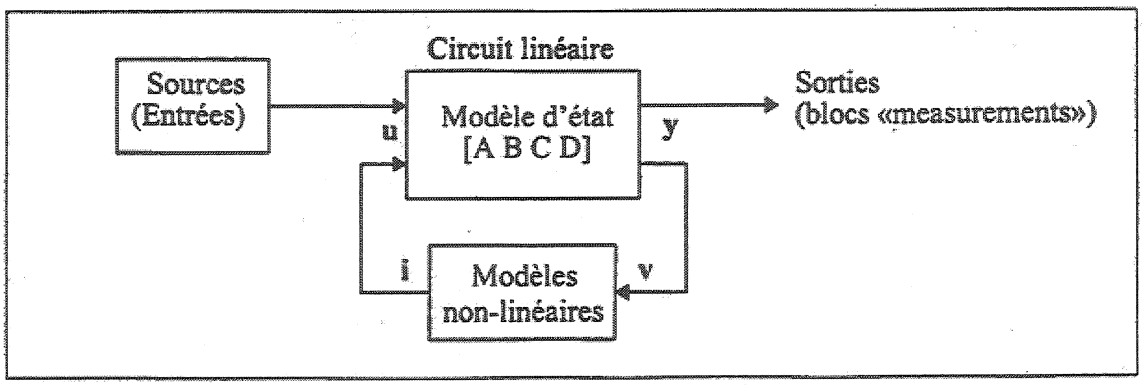


Figure 2-8 : Diagramme de la modélisation sous PSB

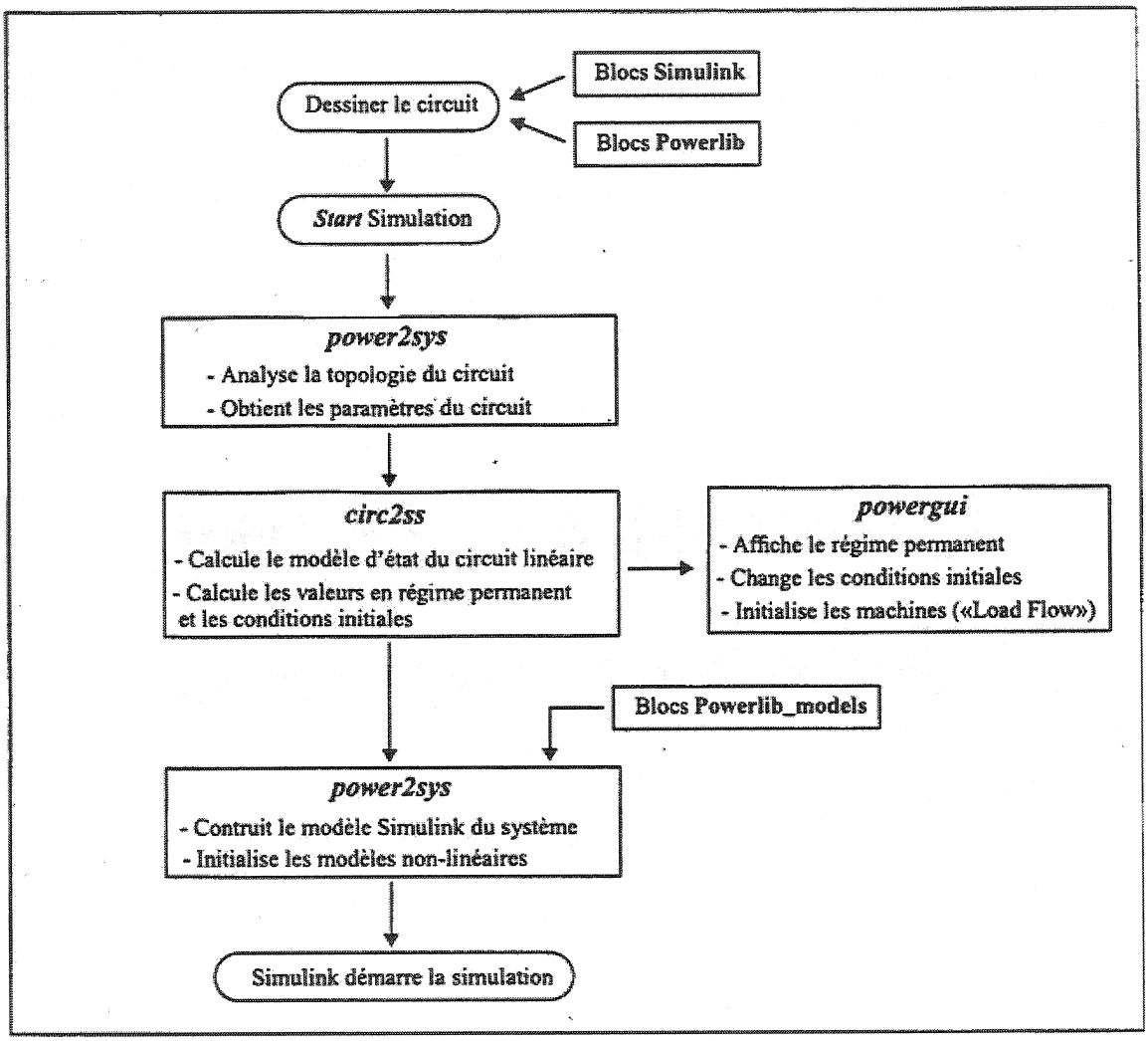


Figure 2-9 : Diagramme procédural d'une simulation sous PSB

Les blocs du PSB sont contenus dans un ensemble appelé Powerlib avec plusieurs sous-ensembles dans lesquels les blocs sont groupés suivant leur fonction. Dans les sous-ensembles, les blocs sont groupés suivant leur fonction. Les sous-ensembles du PSB sont : Electrical Sources, Elements, Machines, Power Electronics, Connectors, Measurements, et Extra.

2.4 MODÈLE DE LA MACHINE SYNCHRONE

2.4.1 Descriptif

Le bloc "Synchronous Machine" est opérationnel en régime moteur ou génératrice. Le mode d'opération est dicté par le signe de la puissance mécanique (positif pour la génération, négatif pour le régime moteur). La partie électrique de la machine est représenté par un modèle d'état du 6ème ordre et la partie mécanique est décrite par

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H}\int_0^t (T_m - T_e)\,dt - K_d\Delta\omega(t)$$
$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 \qquad (2.5)$$

où

$\Delta\omega$ = variation de vitesse
H = constante d'inertie
T_m = couple mécanique
T_e = couple électromagnétique
K_d = facteur d'amortissement
$\omega(t)$ = vitesse mécanique du rotor
ω_0 = vitesse d'opération (1 p.u.)

Bien que les paramètres peuvent être entrés dans le système S.I ou "per unit", les calculs sont faits en "per unit". On remarque que le modèle calcule une variation de vitesse autour d'un point de fonctionnement et non pas une vitesse absolue.

Le modèle prend en compte le comportement dynamique du stator, de l'inducteur, et des enroulements amortisseurs. Le circuit équivalent du modèle (voir la figure 2.10) est représenté dans le plan du rotor (transformée de Park

exprimé par rapport la vitesse du rotor). Tous les paramètres du rotor et des grandeurs électriques sont vus du stator. Ils sont identifiés par des noms de variables avec des primes. Les indices utilisés sont définis comme suit:

- d,q : grandeurs selon l'axe d et q
- R,s : grandeur rotorique et statorique
- l,m : inductance de fuite et de magnétisation
- f,k : enroulements de l'inducteur et des amortisseurs.

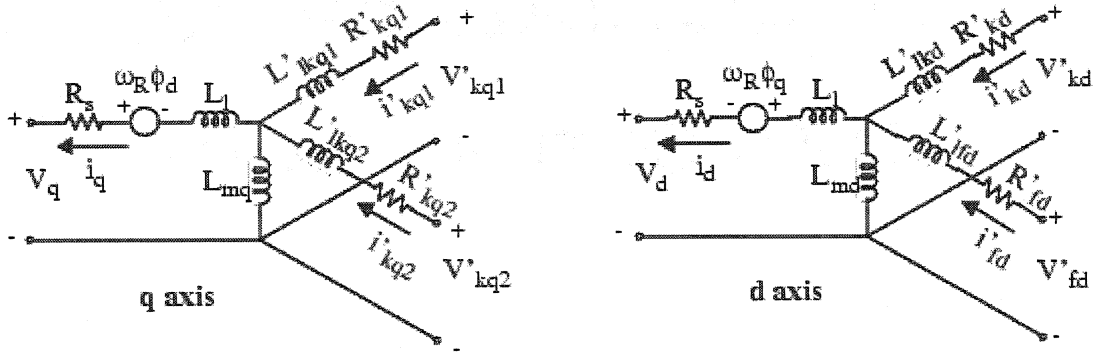


Figure 2-10 : Schéma électrique équivalent de la machine synchrone

Les équations sont les suivantes :

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt}\varphi_d - \omega_R \varphi_q$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt}\varphi_q + \omega_R \varphi_d$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt}\varphi'_{fd}$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kd}$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq1}$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq2}$$

$$\varphi_d = L_d i_d + L_{md}(i'_{fd} + i'_{kd})$$

$$\varphi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq}$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md}(i_d + i'_{kd})$$

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md}(i_d + i'_{fd})$$

$$\varphi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q$$

$$\varphi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q$$

Dans les simulations, on ne tient pas compte de la relation non-linéaire entre le flux et le courant de l'inducteur. Ceci provoquerait des durées de simulation très longues et la pertinence des résultats ne serait pas nécessairement meilleure.

2.5 SYSTEMES D'EXCITATION

2.5.1 Généralités

Deux modèles d'excitatrices ont été représentés : les circuits d'excitation rotative (excitation de type BBC1 [3]) et le circuit d'excitation statique (Type ST3A [33]). Toutefois, étant donné la structure modulaire adoptée pour chaque composante de la machine ou du RASC, tout autre type de modèle peut y être implanté, fournissant ainsi à l'usager d'autres choix de système d'excitation.

2.5.2 Le système d'excitation ST3A

Le système d'excitation statique ST3A, comme présenté à la fig 2-11, utilisent une boucle de contrôle de la tension de l'inducteur pour linéariser la caractéristique du contrôle de l'excitatrice. Par conséquent, la sortie devient indépendante des variations de la source d'alimentation tant que les limites sont respectées.

Ce système utilise une variété de redresseurs asservis. La stabilisation du système d'excitation est engendrée par le bloc avance-retard dans le régulateur de tension, représenté par les constantes de temps, T_B et T_C. La boucle interne pour le régulateur de la tension de l'inducteur est caractérisée par les gains K_M et K_G, et la constante de temps T_M. Les considérations sur l'effet de la commutation et de la charge sur le redresseur sont données dans [21]. La tension limite V_{BMAX} est déterminée par le niveau de saturation des composants de puissance

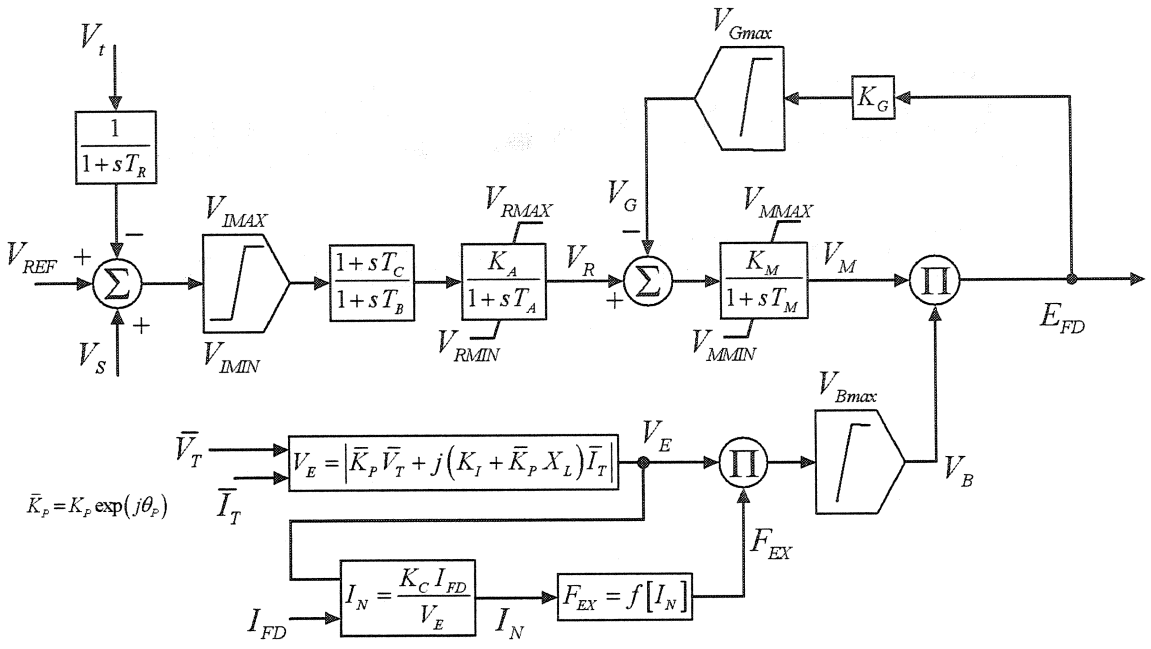


Figure 2-11 : Modèle du système d'excitation statique ST3A

2.5.3 Le système d'excitation BBC1

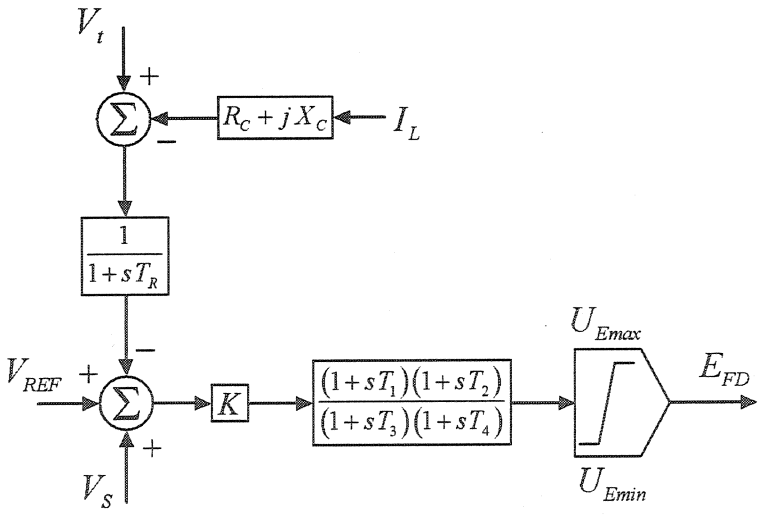


Figure 2-12 : Modèle du système d'excitation rotative BBC1

2.6 TURBINE ET RÉGULATEUR DE VITESSE

2.6.1 Turbine à vapeur

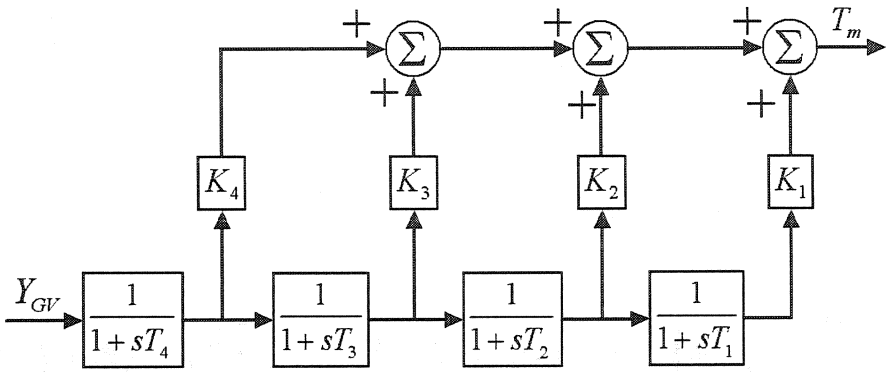


Figure 2-13 : Modèle de la turbine à vapeur

2.6.2 Régulateur de vitesse

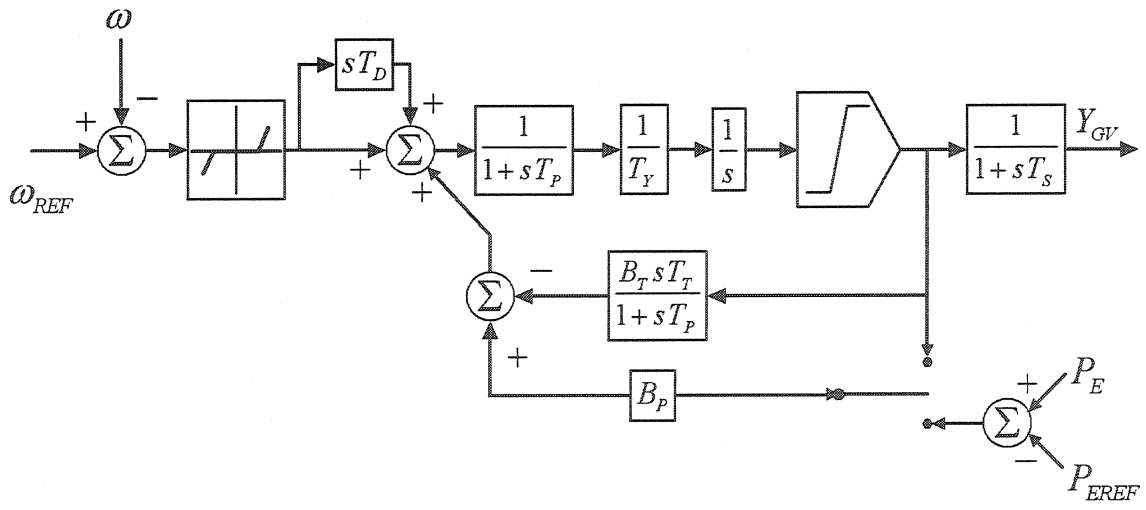


Figure 2-14 : Modèle du régulateur de vitesse

2.7 STABILISATEUR MULTI-BANDE

2.7.1 Généralités

Les distorsions dans un système de puissance induit des oscillations mécaniques des alternateurs. Ces oscillations doivent être amorties pour maintenir la stabilité du système. Les oscillations mécaniques peuvent être classifiés dans trois catégories :

- Les modes locaux, qui se produisent entre deux groupes d'une même centrale (modes inter-machines) ou entre des centrales électriquement très proches. La fréquence typique de ces oscillations est comprise entre 1,0 Hz et 4,0 Hz;
- Les modes interzones, qui se produisent entre deux groupes de centrales appartenant à deux régions différentes. La fréquence typique de ces oscillations est de 0,1 Hz à 1,0 Hz;
- Le mode global du réseau dont la fréquence est d'environ 0,05 Hz. Ce mode d'oscillation est propre aux réseaux isolés. Il est mis en évidence par des évènements sévères ou par des pertes de production ou de charge et se traduit par de fortes variations de la fréquence du réseau.

Étant donné que les fréquences d'oscillations peuvent avoir une plage de deux décades, le besoin d'avoir un amortissement efficace de ces modes a entraîné le concept de stabilisateur multibande (MB-PSS).

Comme son nom l'indique, le MB-PSS a une structure qui lui permet d'agir sur trois bandes de fréquence. Chacune est dédiée respectivement aux basses fréquences, aux fréquences intermédiaires et aux hautes fréquences qui composent les modes d'oscillations. La bande des basses fréquences est associée au mode global, les fréquences intermédiaires aux modes interzones et les hautes fréquences avec les modes locaux.

2.7.2 Structure

Chacune des trois bandes est faite d'un filtre passe-bande, d'un gain et d'un saturateur (voir figure). Les sorties des trois bandes sont sommées et passent dans un saturateur produisant la tension de sortie du stabilisateur V_{stab} .

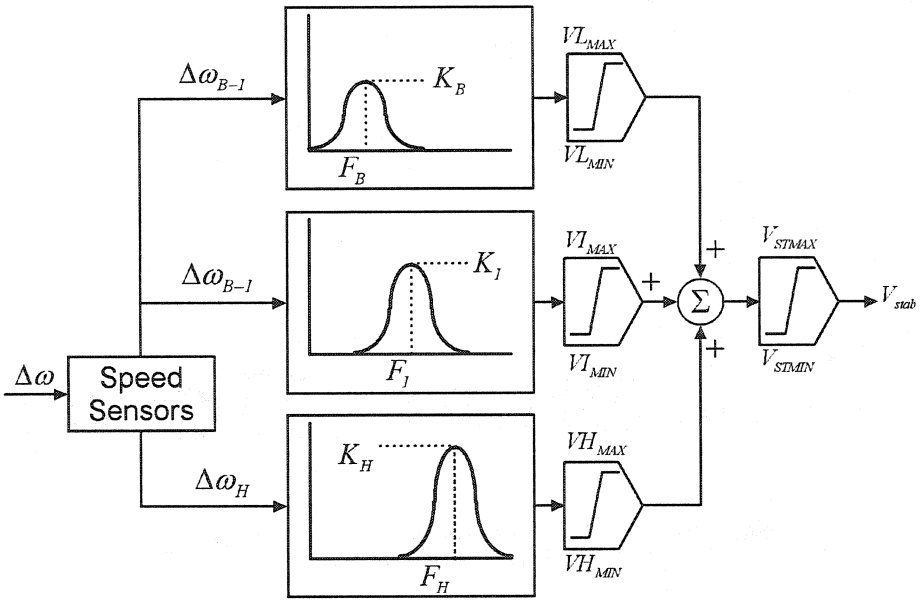


Figure 2-15 : Modèle conceptuel du stabilisateur multibande

Pour assurer la robustesse de l'amortissement, le MP-PSS doit inclure une avance de phase modérée à toutes les fréquences d'intérêt pour compenser le retard naturel entre le champ d'excitation et le couple électrique induit par l'action du MB-PSS.

Le MB-PSS est représenté par le type de modèle [2] IEEE Std. 421.5 PSS 4B, illustré dans la figure 2-16, avec des capteurs de vitesse dont les paramètres sont fixés par les spécifications du constructeur. Généralement, seulement quelques blocs de la figure 2-16 vont être utilisés pour une application donnée.

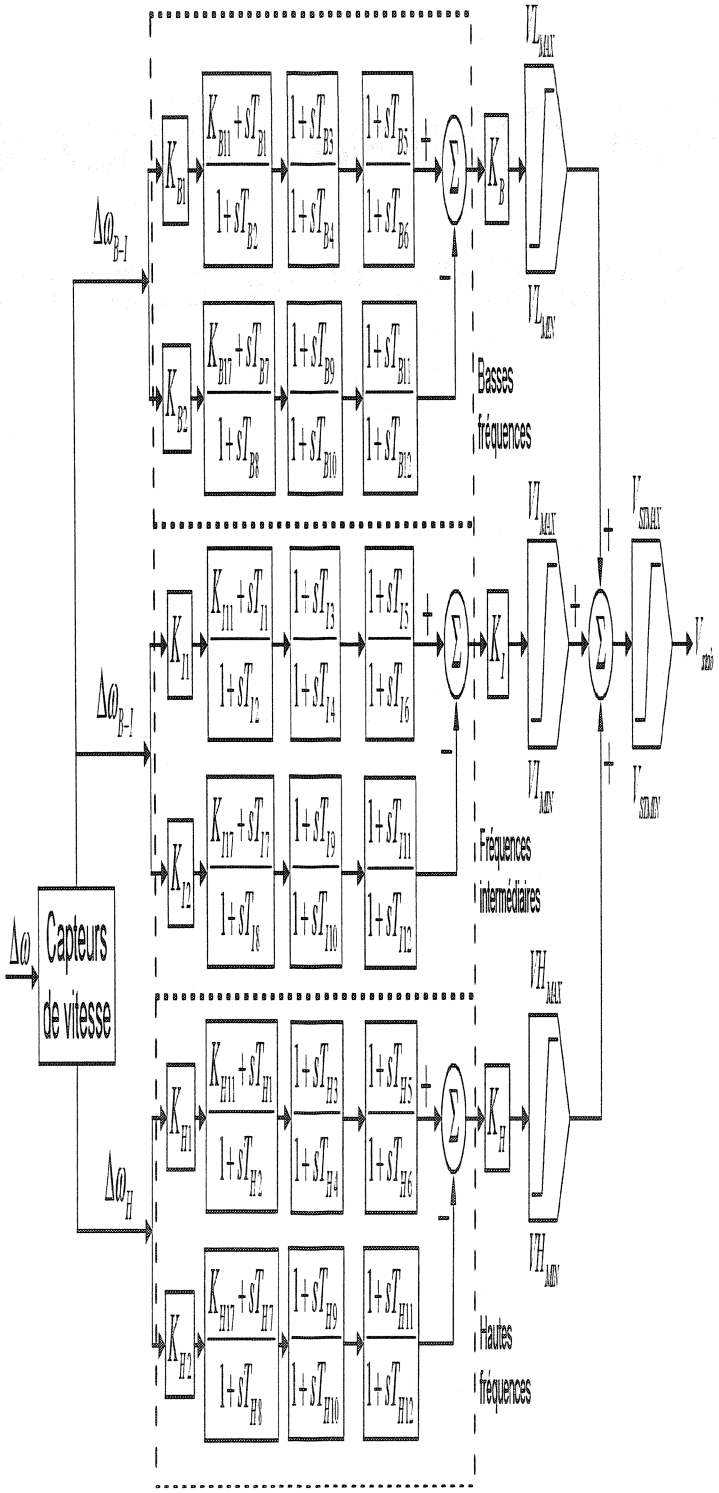


Figure 2-16 : Modèle du stabilisateur flexible complet

2.8 MODÈLE DES LIGNES ET DES CHARGES

2.8.1 Modèle des lignes

Dans le réseau-test, on utilise les modèles de lignes en pi équivalent, car nous avons des lignes de 500 km et de 600 km. Les modèles en pi nominal produisent plus de 5% d'erreur par rapport au modèle de pi équivalent pour une ligne de 300 km.

Les phénomènes transitoires observés dans les lignes électriques sont liés en partie aux harmoniques multiples de la fréquence du réseau et aux commutations des convertisseurs statiques. Dans les études de stabilité dynamique et de stabilité transitoire des réseaux électriques, les phénomènes oscillatoires pris en compte sont les fréquences sous-synchrones, généralement inférieures à 5 Hz. Aussi, on néglige les transitoires de flux à la fréquence du réseau apparaissant au niveau du stator des machines électriques, car ils décroissent très rapidement et présentent peu d'intérêt dans les études de stabilité. Il convient alors de négliger aussi les phénomènes transitoires survenant dans les lignes électriques, autrement il subsisterait une inconsistance dans la représentation des différents éléments du réseau.

2.8.2 Modèle des charges

La caractéristique des charges est représentée par des relations de dépendance non linéaire de la tension et de la puissance. En négligeant la dépendance en fonction de la fréquence, cette caractéristique est de la forme :

$$P_L = P_{L0}\left(\frac{V}{V_0}\right)^m$$
$$Q_L = Q_{L0}\left(\frac{V}{V_0}\right)^n \qquad (2.6)$$

où P_{L0} est la valeur initiale de la composante active de la charge;

Q_{L0} est la valeur initiale de la composante réactive de la charge;

V_0 est la valeur efficace initiale de la tension à la barre de charge;

m et n sont les coefficients respectifs de puissance active et réactive;

P_L, Q_L et V sont respectivement les valeurs actuelles de la composante active, de la composante réactive et de la tension à la barre.

Pour $m = n = 0,$ la charge est dite à puissance constante, car $P = P_0$ et $Q = Q_0$;

$m = n = 1, \frac{P_0}{V_0} = I_{R0}$ et $\frac{Q_0}{V_0} = I_{I0}$: la charge est dite à courant constant;

$m = n = 2, \frac{P_0}{V_0^2} = \frac{1}{R_0}$ et $\frac{Q_0}{V_0^2} = \frac{1}{X_0}$: la charge est dite à impédance constante.

Pour l'étude du réseau-test, les charges sont considérées comme impédance constante.

2.9 COMMENTAIRES

Ce chapitre a permis de décrire les différents modèles sous formes de fonctions de transfert pour les éléments qui composeront le réseau-test en vue d'une simulation d'un scénario qui sera précisé dans le chapitre 3.

CHAPITRE 3
RÉSEAU TEST D'ANDERSON

3.1 PRÉSENTATION DU RÉSEAU TEST D'ANDERSON

Ce réseau test a été créé par P.M Anderson [3] dans le but de retrouver les mêmes caractéristiques des grands réseaux nord-américain interconnectés. Ce réseau test contient trois régions à contrôler (voir figure 3-1). La région 1 représente une application typique ayant une génération totale de 5700 MVA et un pic de charge de 5000 MW. La plus grosse part de la génération, 4400 MVA, revient à une centrale localisée à la barre 3 et est relativement proche de la charge. Une source additionnelle de 1300 MVA, représentant une centrale nucléaire, est éloigné de la charge et est connectée à la charge par des lignes relativement longues de 500 kV.

La région 2 représente une importante source avec un gros pic de charge dans une région proche. Ce système a une capacité de génération de 60 000 MVA avec un pic de charge de 40 000 MW. La région 2 est connectée vers la région 1 par 2 lignes de 500 kV représentées par les lignes A et B de la figure 3-1. Le point "M" sur ces lignes représente le point auquel est faite la mesure de puissance transférée. La région 3 représente aussi un réseau voisin de grande puissance, avec 70 000 MVA de génération et un pic de charge de 50 000 MW. Cette région est aussi connectée à la région 1 par deux lignes de 500 kV représentées par les lignes F et G dans la figure 3-1.

Le réseau test est construit comme un système longitudinal. Les grandes régions, représentées par les régions 2 et 3, sont solidement interconnectées, mais ne sont pas géographiquement adjacentes à chacune. En revanche, elles

sont interconnectées à travers la région 1. On présume donc que pour une de ces raisons, il est permis d'échanger de l'énergie entre la région du nord-ouest du Pacifique des États-Unis et sud de la Californie, ou bien entre le Québec et la région de la Nouvelle Angleterre. L'interconnexion doit être capable de transférer la puissance dans les deux directions, pour permettre plus de solutions possibles advenant des difficultés de transit occasionnées par les intempéries, changement topologique...

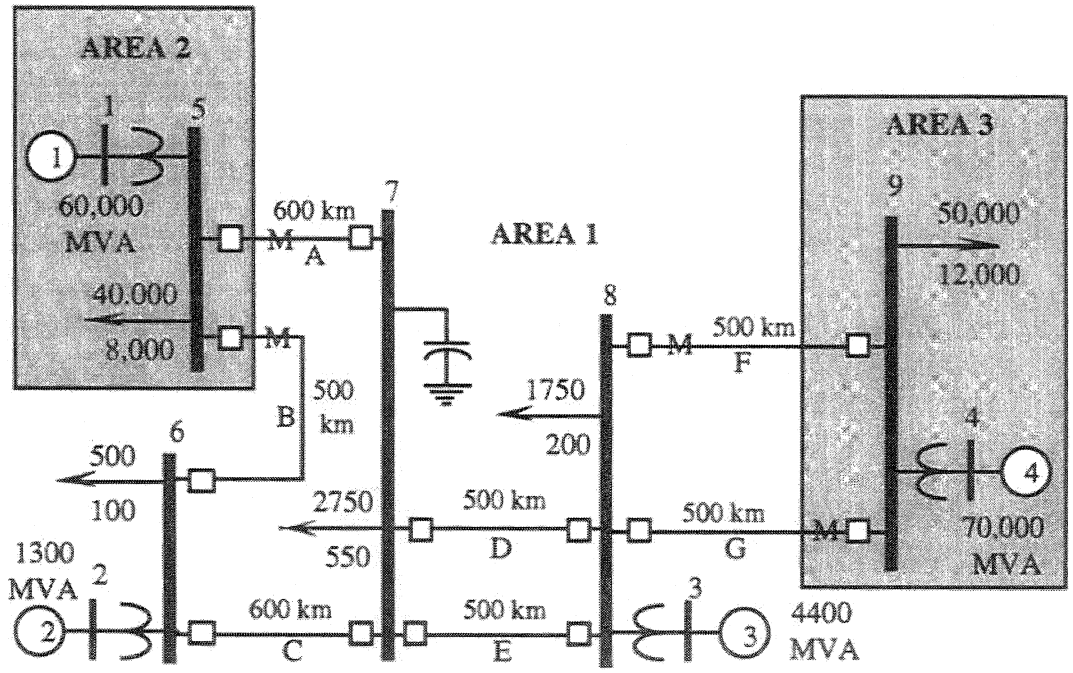


Figure 3-1 : Le réseau test de P.M Anderson [3]

3.2 SIMULATION SOUS CONTINGENCE

3.2.1 Scénario de contingence

Pour apprécier la faiblesse du réseau test, on effectue une contingence double soit un défaut triphasé de 5 cycles à la barre 6 à l'extrémité de la ligne C, avec l'ouverture de la ligne C pour éliminer le défaut.

Les différents modèles pour l'étude de stabilité ont été explicités dans le chapitre 2.

Comme échange d'énergie entre les différentes régions, on a le scénario suivant :

- Exportation de 1000 MW depuis la région 2.
- Importation de 100 MW vers la région 1.
- Importation de 900 MW vers la région 3.

Dans le prochain paragraphe, on présente la répartition de puissance du réseau test pour que l'échange d'énergie entre les différentes régions soit respecté.

3.2.2 Flot initial de puissance

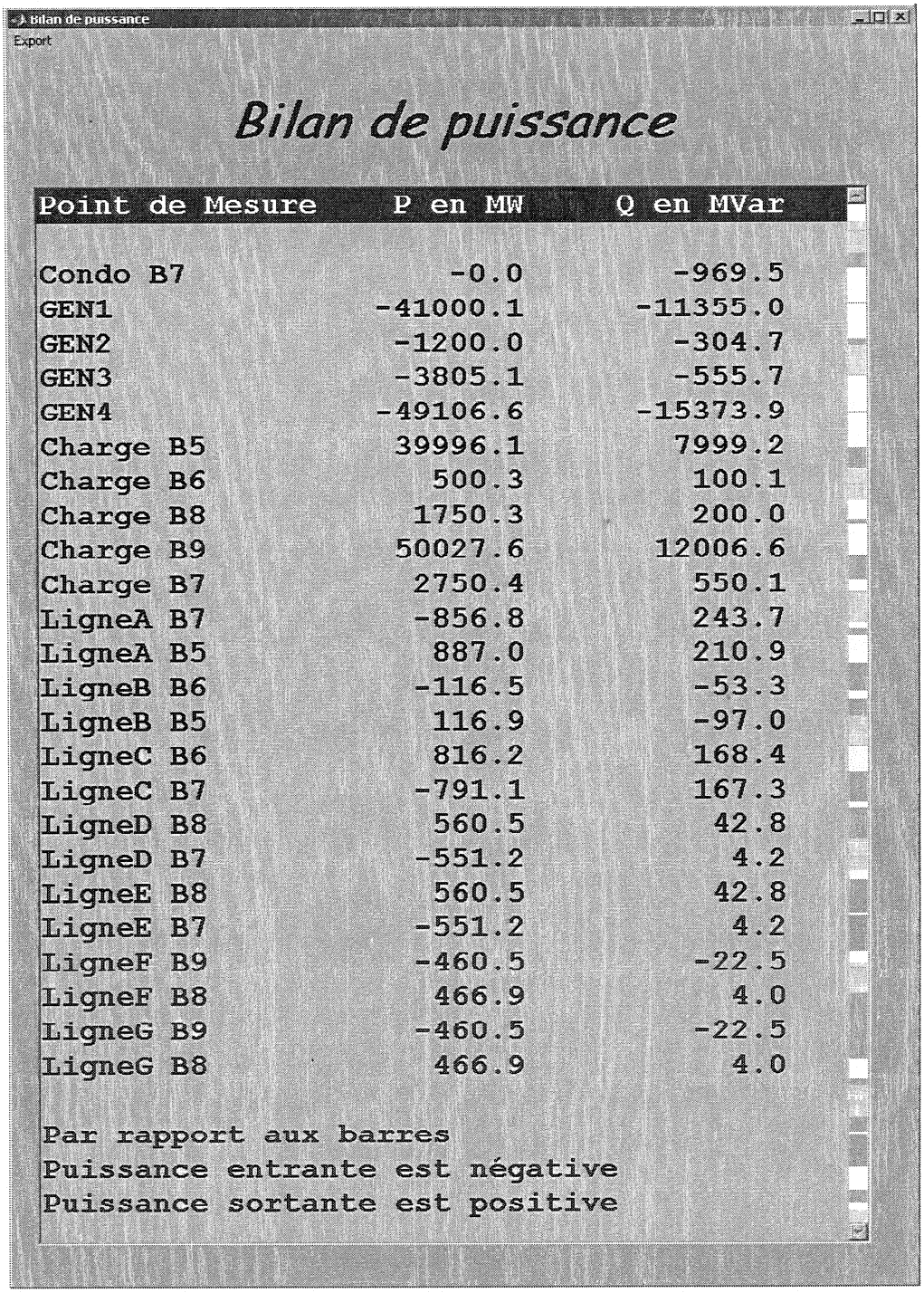


Figure 3-2 : Flot de puissance du réseau test d'Anderson

D'après le flot de puissance de la figure 3-2, on retrouve le scénario de transit de puissance prévu. En effet, la région 2 doit exporter 1000 MW selon le bilan de puissance dans cette région qui est composée, d'après la figure 3-1 et la figure 3-2, de « GEN1 », « Charge B5 »; on remarque que la différence entre la puissance de la source et de la charge fait bien environ 1000 MW.

3.2.3 Test sur le réseau non compensé

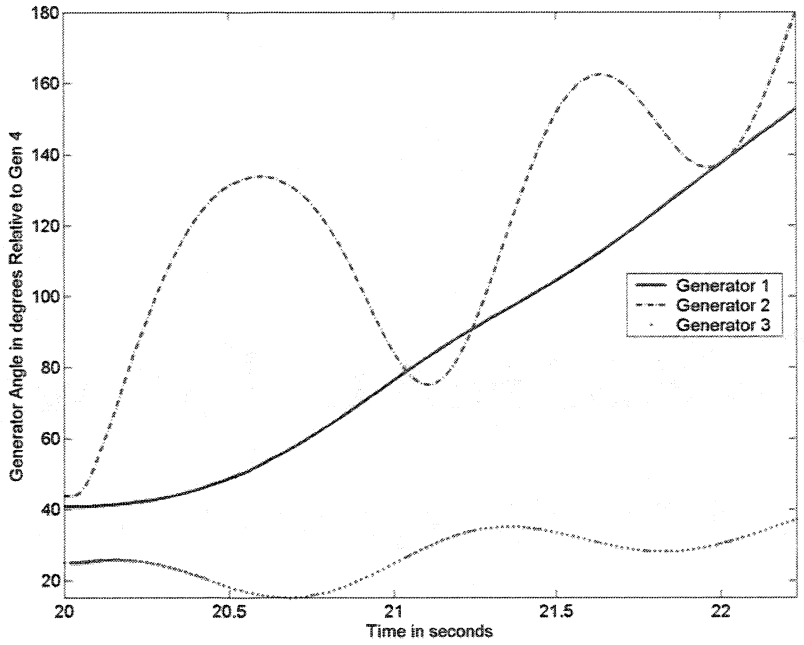


Figure 3-3 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (réseau sans compensation)

Un graphe des angles du rotor des machines pour le défaut critique a été créé avec l'angle du générateur 4 dans la région 3 (figure 3-3). Le défaut est appliqué à 20 secondes plus un cycle (t=20+0.01667 s) et il est retiré au bout de cinq cycles. La simulation se termine après un peu plus de deux secondes à cause d'une fonction de détection d'instabilité. Les figures 3-3, 3-4 et 3-5 indiquent clairement que le système est instable.

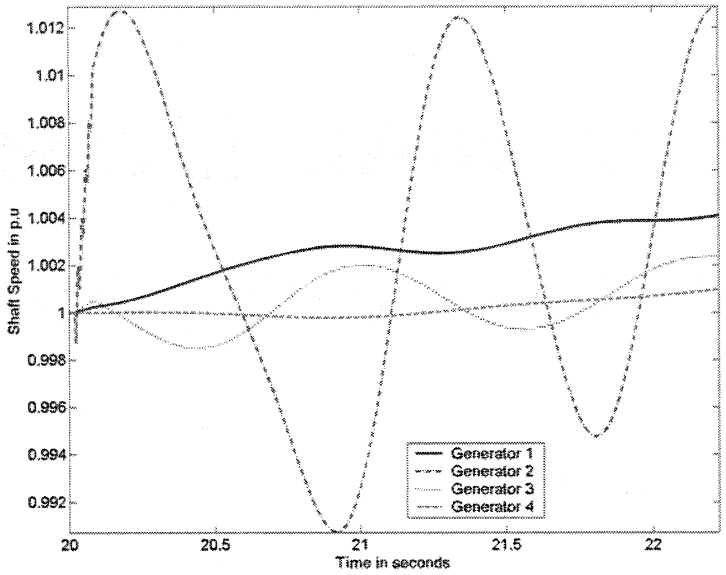


Figure 3-4 : La vitesse de l'arbre des alternateurs en "p.u" (réseau sans compensation)

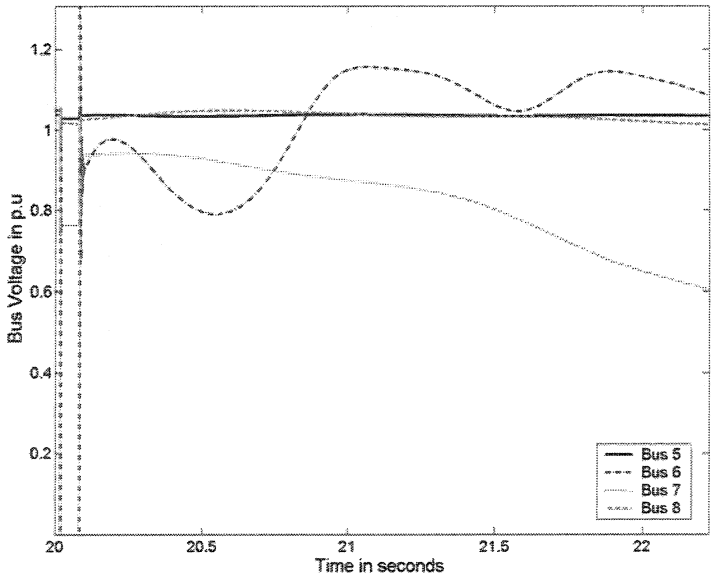


Figure 3-5 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (réseau sans compensation)

La figure 3-5 est la plus démonstrative de l'instabilité; en effet la tension de la barre 7 s'effondre à cause de la divergence angulaire entre les régions 2 et 3. On note aussi que l'amplitude des tensions à la barre 5 et à la barre 8 est presque constante alors que d'après la figure 3-3, la différence angulaire entre les deux régions contrôlées approche les 180° :
La barre 7 est considérée comme « le centre électrique » du système pour cette exemple. D'après des études plus approfondies, l'amplitude de la tension à la barre tend vers zéro, son angle tend vers 90°, et l'angle de la tension a la barre 1 s'approche de 180°. Pour garder la barre 7 à des valeurs normales, il faudrait une source de puissance réactive très forte qui pourrait a priori prévenir de l'énorme angle de la tension de la barre 1.

3.3 SIMULATION AVEC DISPOSITIF DE COMPENSATION

Les simulations suivantes démontrent que les solutions classiques de compensation (compensation série et SVC) ne sont pas les meilleures solutions aux problèmes et que l'utilisation d'un RASC mérite considération.

3.3.1 Compensation-série de 25%

Sur les lignes A, B, C (figure 3-1), un dispositif de compensation série a été mis en place. Le modèle est tout simplement celui d'un condensateur dont le taux de compensation est de 25%. Les résultats de simulation sont montrés dans les figures 3-6, 3-7 et 3-8. Le système est toujours instable, mais le synchronisme est maintenu plus longtemps que dans le cas précédent. On peut remarquer aussi que les angles initiaux du générateur 1 et 2 sont réduits par rapport au cas 1. Il est clair que ce système de compensation n'empêche pas la croissance de l'écart angulaire du générateur 1 et l'angle du générateur 2 tend à osciller sur l'angle du générateur 1 comme dans le cas précédent.

La tension des barres pour le cas compensé est montrée dans la figure 3-8. La tension à la barre 7 est de meilleure qualité que le premier cas de simulation mais pas l'amplitude de la tension continue de chuter.

Pour conclure, la compensation série ici permet d'améliorer le comportement du système mais le degré de compensation n'est pas forcément adéquat pour corriger le problème. Une alternative serait d'augmenter le degré de compensation ou de rajouter un autre dispositif de compensation.

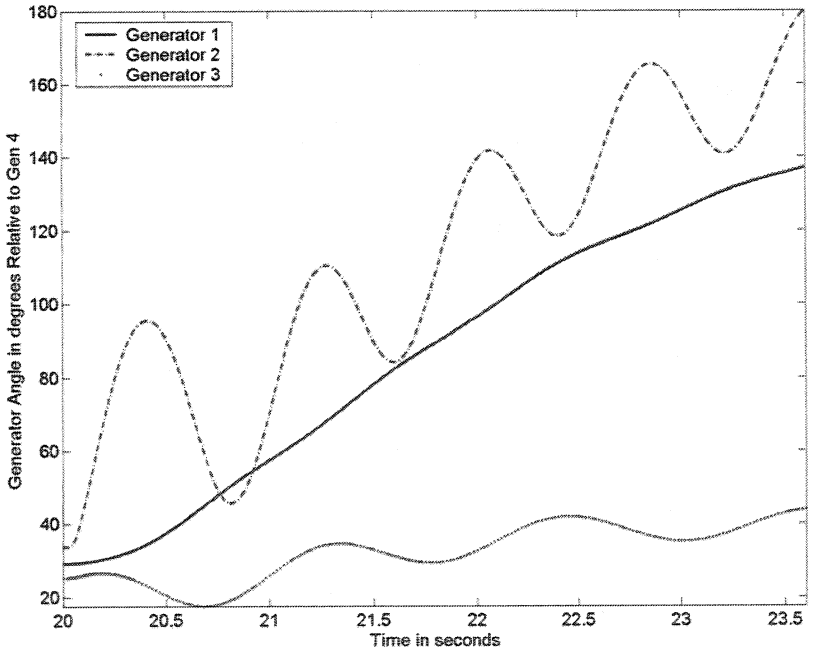


Figure 3-6 : Ecart angulaire des machines par rapport la machine 4 (compensation série 25%)

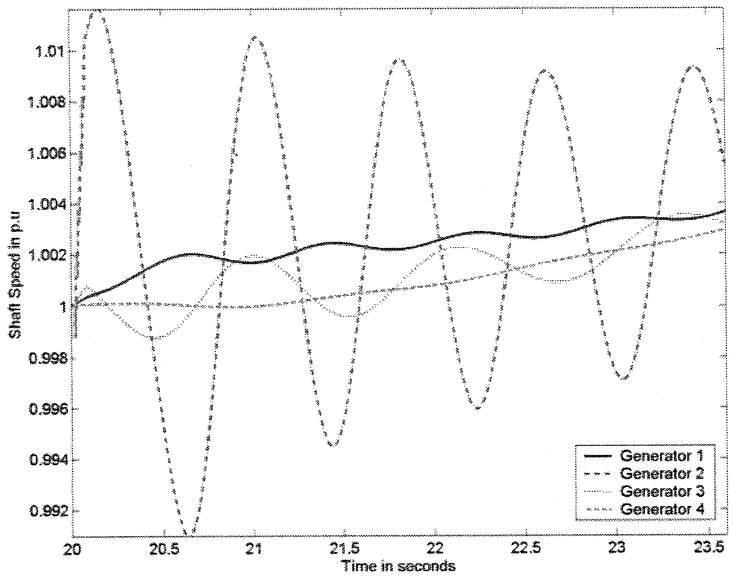


Figure 3-7 : La vitesse de l'arbre des alternateurs en "p.u" (compensation série 25%)

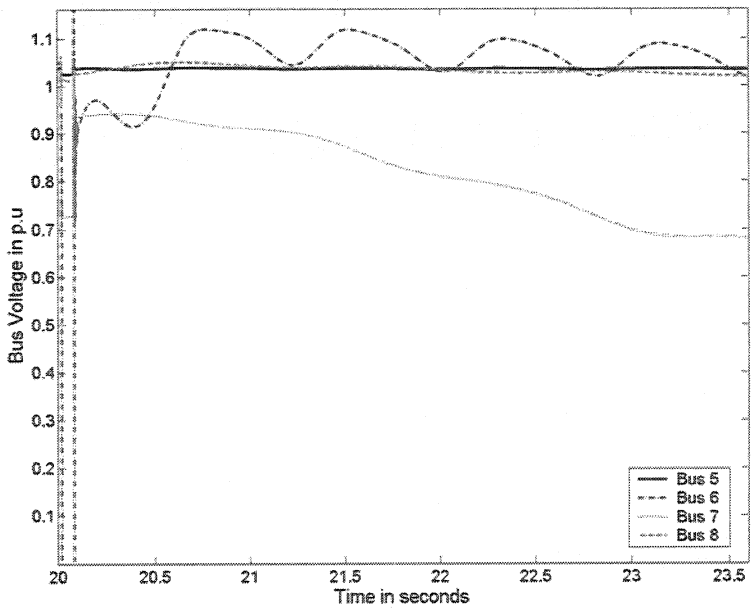


Figure 3-8 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (compensation série 25%)

3.3.2 SVC de 1000 MVA et de 2000 MVA

Du fait que la compensation série n'était pas suffisante, on a ajouté un système de compensation statique (SVC) pour aider la tension de la barre à se maintenir à des valeurs raisonnables. Dans les deux prochains cas, on a ajouté à la compensation série de 25% un SVC de 1000 ou de 2000 MVA, en plus du condensateur statique déjà installé (figure 3-1) à la barre 7. Le but de cette étude est de voir si le SVC peut améliorer la tenue en tension de la barre 7 et améliorer l'écart angulaire du générateur 1. Le contrôleur du SVC est rapide, avec un grand gain et qui est fait pour garder le niveau de tension avec 0% d'erreur en régime permanent.

Les résultats sont montrés dans les figures 3-9, 3-10, pour le SVC à 1000 MVA et dans les figures 3-11, 3-12, pour le SVC à 2000 MVA. Les écarts angulaires des générateurs (figure 3-9 et 3-12). Le SVC permet de maintenir la valeur de la tension à la barre plus élevée, mais l'instabilité angulaire existe toujours. Il est clair qu'un gros SVC n'est pas le système de compensation adéquat pour assurer la stabilité. Dans le prochain paragraphe, on va augmenter la valeur de la compensation série pour voir si le système peut-être stabilisé sans la construction d'une nouvelle ligne.

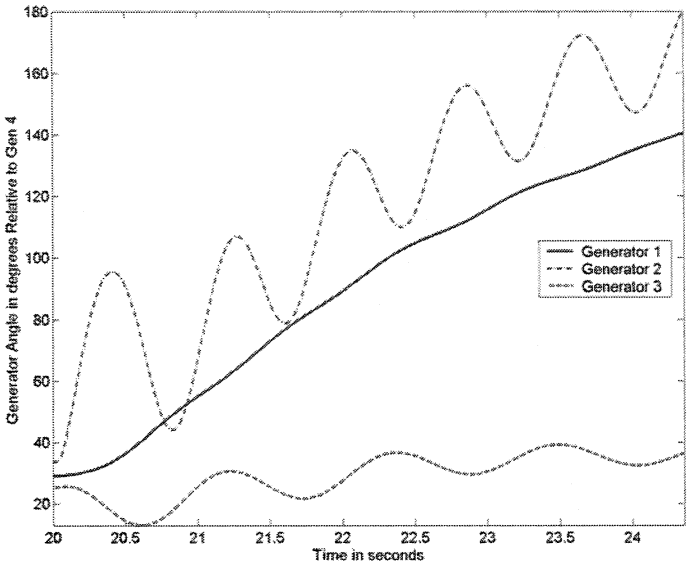


Figure 3-9 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (compensation avec SVC de 1000 MVA)

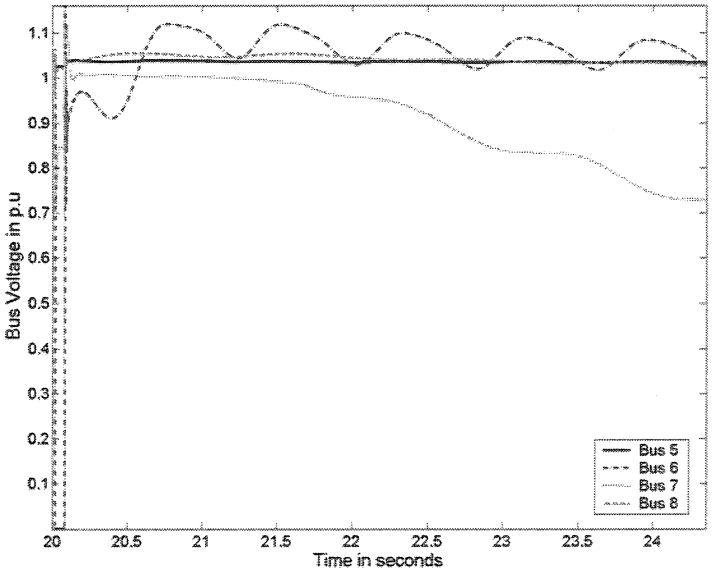


Figure 3-10 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u." (Compensation avec SVC de 1000 MVA)

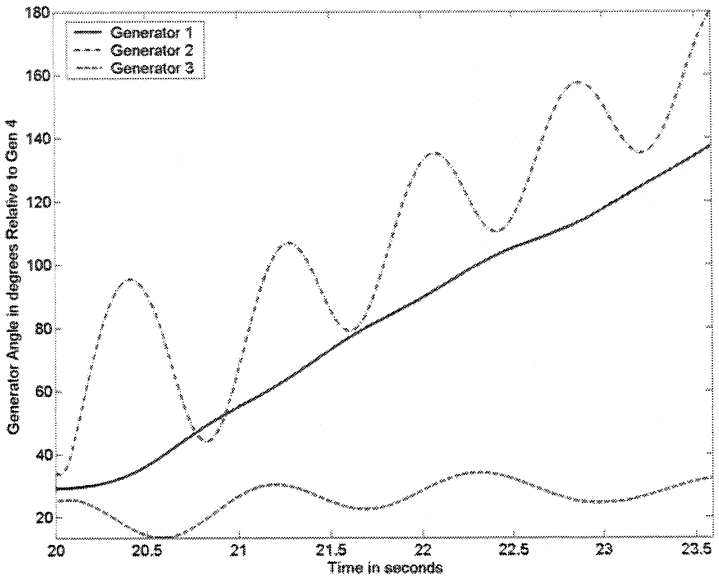


Figure 3-11 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (compensation avec SVC de 2000 MVA)

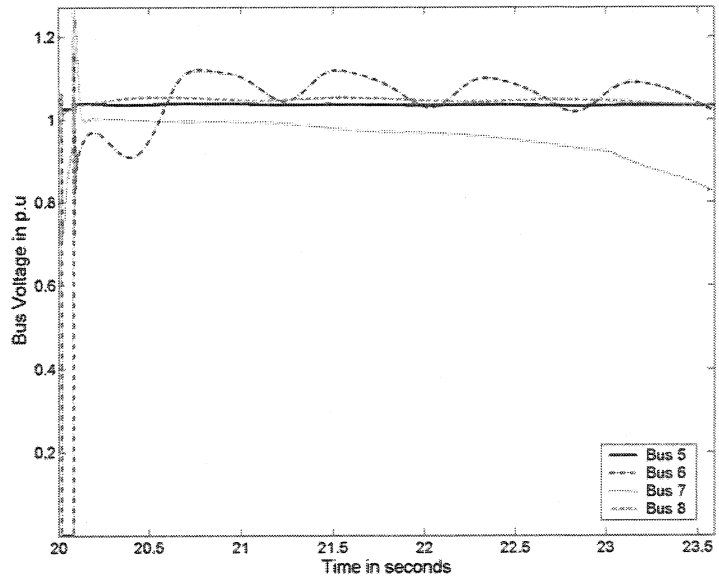


Figure 3-12 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u." (compensation avec SVC de 2000 MVA)

3.3.3 Compensation-série de 50%

Ce cas est identique au cas 1 sauf que la valeur de la compensation est passée à 50%. Les résultats sont montrés dans la figure 3-13 et 3-14. Le système est stable et bien amorti. La tension à la barre 7 est affaiblie (~0,92 p.u) mais elle peut être considérée comme acceptable. Toutes les autres amplitudes de tensions demeurent dans la limite de l'acceptable. En augmentant le degré de compensation, la stabilité s'est grandement améliorée et elle est plus intéressante que le cas avec le SVC à 2000 MVA. On remarque que le système a un mode d'oscillation à environ 0,2 Hz (figure 3-13); c'est donc un mode interrégional.

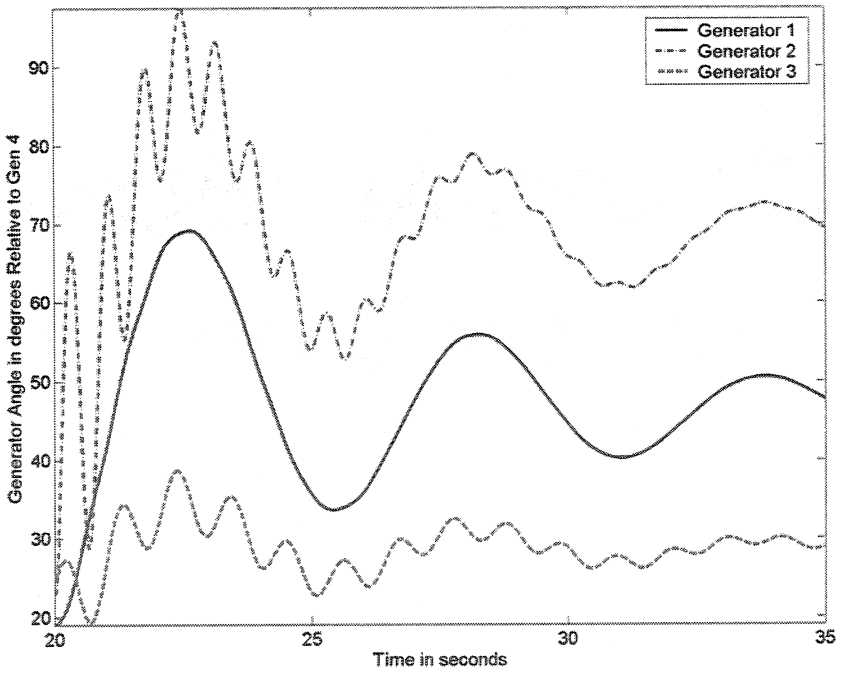


Figure 3-13 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (compensation-série de 50%)

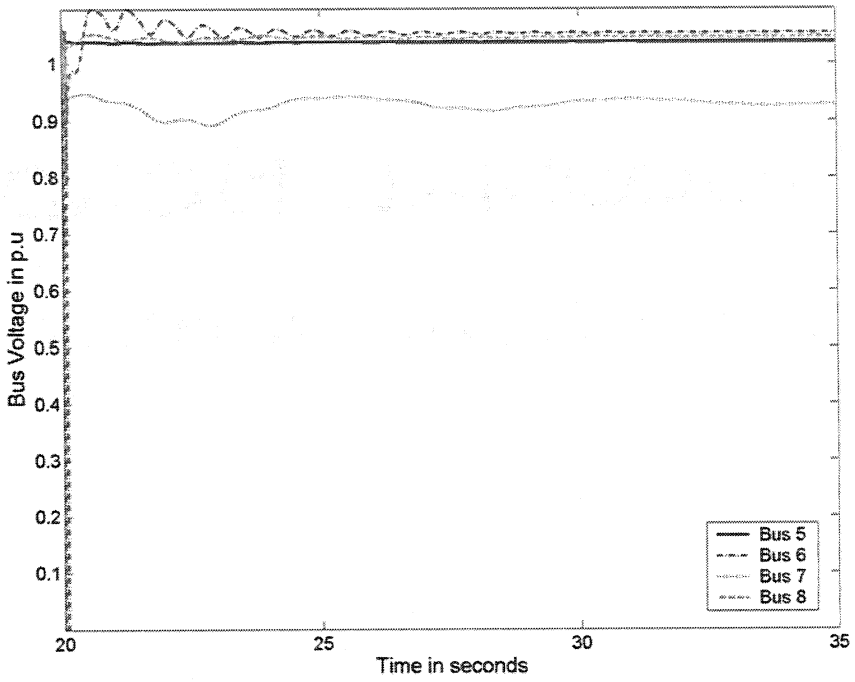


Figure 3-14 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (compensation-série de 50%)

3.3.4 Simulation avec un RASC

Dans cette simulation, on a retiré la compensation série des lignes A, B et C, on a retiré le SVC et on a connecté à la barre 7 un RASC d'une capacité de 300 MVA. Cette petite étude est là pour montrer le potentiel du RASC sans modulation de consigne, avec des réglages de régulateur trouvés de manière empirique. Les résultats sont présentés dans les figures 3-15 et 3-16. Une étude plus explicite sera effectuée dans le chapitre 4.

Bien que le RASC n'ait ni de modulation de consigne et ni de paramètres de régulateurs optimaux, son effet stabilisant est remarquable. L'écart angulaire est stabilisé ainsi que la tension à la barre 7. En revanche, les réponses ne sont pas

très bien amorties, ce qui prouve l'utilité des modulations de consignes et de l'optimisation des paramètres de régulation. On peut remarquer des oscillations numériques dans la figure 3-16 celles-ci ont peu d'impact sur l'étude de la stabilité, ils sont dus au moteur de calcul de « simulink » et en aucun cas elles représentent une réalité physique. Le niveau de tension à la barre 7 est moins elevé qu'avec la compensation-série à 50 % mais avec une valeur de 0,85 p.u, et les écarts angulaires sont plus importants mais se stabilisent.

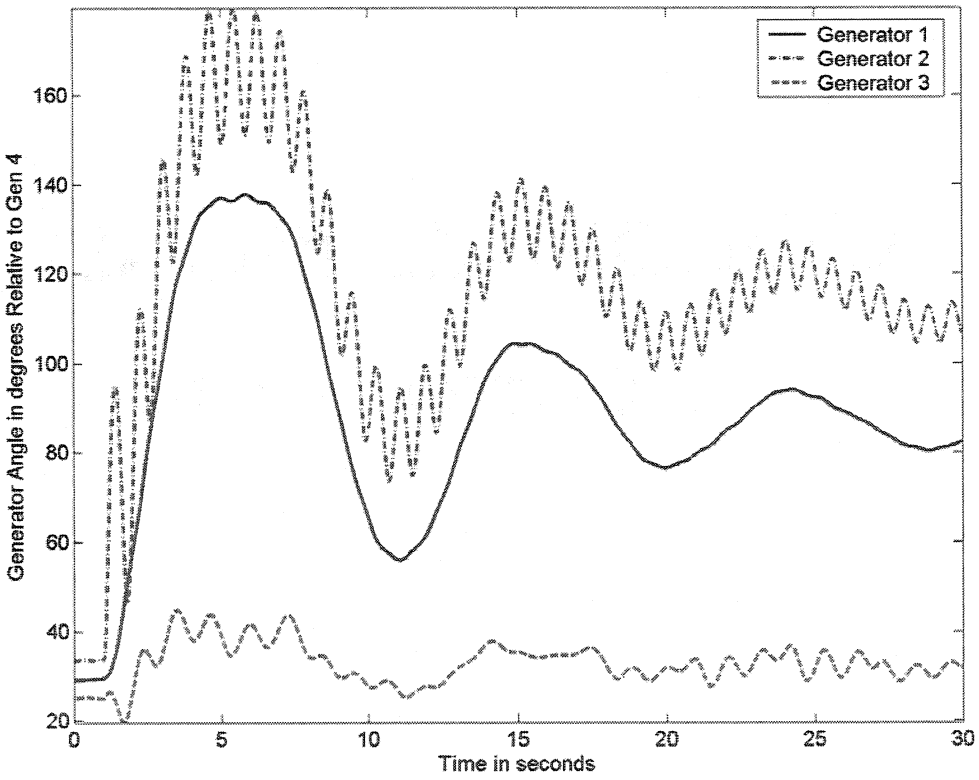


Figure 3-15 : Ecart angulaire des machines par rapport à la machine 4 (RASC de 300 MVA)

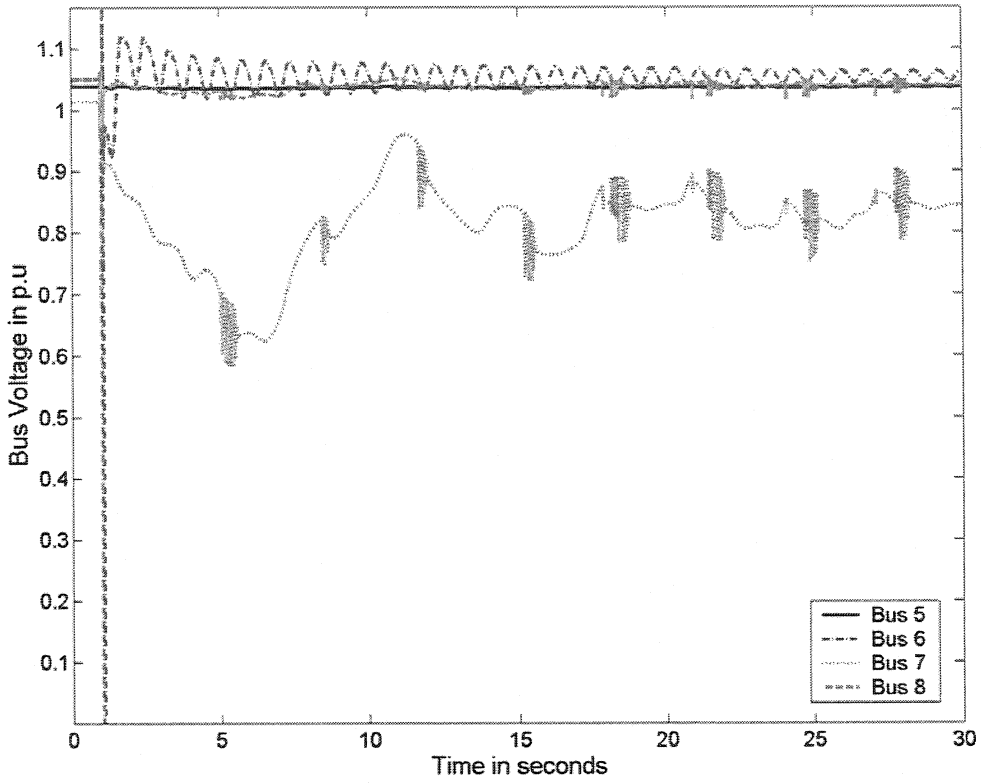


Figure 3-16 : La tension des barres 5,6,7,8 en "p.u" (RASC de 300 MVA)

3.4 COMMENTAIRES

Dans ce chapitre, la présentation du réseau-test d'Anderson a été donnée ainsi que différentes simulations sur l'utilisation de divers organes de compensation. Grâce à la dernière simulation, on a vu tout le potentiel du RASC, alors qu'il n'y a pas de modulation de consigne et que les paramètres des régulateurs ne sont même pas optimisés. Dans le chapitre 4, une explication détaillée de l'interface d'optimisation sera présentée avec l'introduction des méthodes d'optimisation mise en application pour améliorer l'efficacité du RASC.

CHAPITRE 4
OPTIMISATION DES RÉGLAGES

4.1 L'ANALYSE MODALE

4.1.1 L'identification par analyse modale

Les techniques d'analyse modale [25,27], qui reposent sur un modèle linéarisé du réseau électrique, sont très utilisées pour étudier et analyser les oscillations électromécaniques. C'est un outil d'analyse qui vise à quantifier les modes naturels caractérisant la stabilité petit signal des grands réseaux et à concevoir des mesures de correction basées sur une commande améliorée de l'équipement existant ou sur l'ajout d'équipement de renfort. Deux techniques d'analyse retiennent l'attention, à savoir l'analyse modale par calcul direct des valeurs propres et l'analyse modale par expérimentation.

L'analyse modale par calcul direct des valeurs propres du système entier est une méthode d'évaluation de la stabilité du réseau à des faibles perturbations. Cette approche fournit les différents modes résonnants avec leur coefficient d'amortissement, ce qui permet de quantifier la sévérité du problème, de déterminer les machines et les corridors qui y participent et finalement, d'adopter des stratégies de correction.

Une autre technique est l'analyse modale par expérimentation. L'utilité de cette analyse consiste dans l'évaluation quantitative de la stabilité petit signal ainsi que l'identification du modèle d'état d'ordre réduit du système, pour des fins d'analyse et de dimensionnement des contrôleurs d'amortissement.

Dans le cadre de ce travail, l'outil d'analyse modale par expérimentation développé à l'IREQ a été utilisé (Kamwa, 1993; Heniche, 2001). Ce dernier permet d'une part d'obtenir la représentation d'état du système et d'autre part d'évaluer la stabilité, l'amortissement, la commandabilité et l'observabilité des principaux modes du système. On va dans ce qui suit décrire les principales fonctions du logiciel d'analyse modale qui est une phase essentielle pour l'optimisation.

Avant d'utiliser le logiciel d'optimisation, il faut faire une identification du système en boucle ouverte en fonction du régulateur à utiliser. Pour effectuer une identification linéaire autour d'un point de fonctionnement, on doit faire la manipulation suivante, à partir d'un système obtenu en régime permanent, on lui fait subir de petites perturbations (environ 0.02 pu) sur des consignes. Par exemple, si on veut optimiser les réglages d'un stabilisateur de vitesse sur un réseau à deux alternateurs, la perturbation se fera sur la tension d'excitation sur chacune des machines; donc, cela donne deux simulations à effectuer et en sortie on va mesurer les vitesses respectives des deux alternateurs.

4.1.2 Procédure d'identification

L'objectif de l'algorithme d'identification (Kamwa, 1993) est de déterminer la représentation d'état du système :

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx \end{aligned} \tag{4.1}$$

$A \in R^{n \times n}$, $B \in R^{n \times m}$, $C \in R^{l \times n}$. La réponse impulsionnelle du système Y est égale à la mesure échantillonnée au pas T : $y_m = \left[y_m(0), y_m(T), y_m(2T), ..., y_m(kT) \right]$.

Dans la relation (4.1) :

- x est le vecteur des variables d'état : $x = \left[x_1 \; x_2 \; ... \; x_n \right]^T$.
- A est la matrice d'état du système, B est la matrice de commande et

C est la matrice d'observation.

- T est la période d'échantillonnage et y_m représente la variable de sortie mesurée.

Les vecteurs d'entrée $u_k \in R^{m\times l}$ et de sortie $y_j \in R^{l\times l}$ sont mesurés.

Les modes λ_i présents dans les signaux mesurés sont les modes de la matrice d'état A.

L'algorithme d'identification est basé sur la construction de deux matrices H_1 et H_2, dites de Hankel. Les éléments h_{ij} de ces matrices sont les mesures organisées selon les paramètres d'identification choisis. Pour un vecteur de paramètres donné, les matrices H_1 et H_2 se construisent de manière similaire. La différence entre les deux est le décalage d'un rang de l'une par rapport à l'autre : si pour le calcul de H_1, le premier échantillon utilisé est $y_m(0)$, alors pour la matrice H_2 le premier échantillon utilisé sera $y_m(T)$.

a) Paramètres d'identification

Les paramètres d'identification sont :

- y_m signal de mesure.
- T période d'échantillonnage
- ND dimension du système (A,B,C) identifié.
- NR dimension de la matrice de Hankel H_k.
- NI et NJ paramètres de répartition des matrices de Hankel. Ils permettent d'agir sur le rang des échantillons qui vont être utilisés dans la procédure d'identification.

b) Construction des matrices de Henkel H_1 et H_2

Notations : $y_m = \left[y_m(0), y_m(T), y_m(2T), ..., y_m(nT) \right] = \left[y(1), y(2), y(3), ..., y(n+1) \right]$

Avec les notations ci-dessus et pour $k = 1$ ou 2, les matrices de Hankel H_1 et H_2 sont obtenues comme suit :

$$H_k = \begin{bmatrix} y(k) & y(k+NI) & y(k+2NI) & \dots & y(k+(NR-1)NI) \\ y(k+NJ) & y(k+NI+NJ) & y(k+2NI+NJ) & \dots & y(k+(NR-1)NI+NJ) \\ y(k+2NJ) & y(k+NI+2NJ) & y(k+2NI+2NJ) & \dots & y(k+(NR-1)NI+2NJ) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ y(k+(NR-1)NJ) & y(k+NI+(NR-1)NJ) & y(k+2NI+(NR-1)NJ) & \dots & y(k+(NR-1)(NI+NJ)) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

On constate que :

- Les matrices H_k dépendent des paramètres T, NR, NI, NJ.
- Pour une valeur de NR, les paramètres NI et NJ permettent d'augmenter la largeur de la fenêtre d'observation égale à $NR(NI + NJ)$.
- Si $NI = NJ$ les matrices H_1 et H_2 sont symétriques.
- Si $NI = NJ = 1$, on utilise des données contiguës.
- Les paramètres NR, NI, NJ doivent être choisis tels que : $(NR-1)(NI+NJ) \leq n-1$.

c) Calcul du système discret (F, G, H)

La représentation d'état du système discret est :

$$\begin{aligned} x_{k+1} &= F x_k + G u_k \\ y_k &= H x_k \end{aligned} \quad (4.3)$$

Le calcul des matrices F, G, H du système discret se fait en utilisant les matrices H_1 et H_2 de la manière suivante :

1. Décomposition en valeurs singulières de la matrice H_1 : $H_1 = USV^T$. U et V sont respectivement les vecteurs singuliers gauche et droit. S est la matrice des valeurs singulières.
2. Extraction des ND valeurs singulières et des ND vecteurs singuliers droits et gauches associés.
3. Détermination des matrices F, G, H du système discret :

$$\begin{aligned} G &= S_{ND}^{1/2} V_{ND}^T \\ H &= U_{ND} S_{ND}^{1/2} \\ F &= S_{ND}^{-1/2} U_{ND}^T H_2 V_{ND} S_{ND}^{-1/2} \end{aligned} \tag{4.4}$$

d) Calcul des matrices (A, B, C) du système continu

Une fois les matrices F, G, H calculées, le système continu (A, B, C) est obtenu en utilisant la commande « d2c » (transformation de discret à continu) de Matlab.

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx \end{aligned} \tag{4.5}$$

On a jusqu'à présent décrit les principes de l'algorithme qui va être utilisé pour identifier les modes d'oscillations électromécaniques. Dans ce qui suit, on présente les outils qui vont permettre d'analyser la stabilité, la commandabilité et l'observabilité de ces modes.

4.1.3 Analyse des modes : stabilité, commandabilité et observabilité

Une fois le système multivariable (A, B, C) identifié, les valeurs propres du système peuvent être calculées. Le spectre de A consiste en « n » valeurs propres supposées distinctes.

$$\text{Spectre}(A) = (\lambda_1,\ \lambda_2,\ ...,\ \lambda_n) \tag{4.6}$$

Les valeurs propres de A sont associées aux vecteurs propres droits :

$$E = [e_1,\ e_2,\ ...,\ e_n] = [e_i]$$

La matrice E des vecteurs propres droits est une matrice carrée de dimension $n \times n$.

Par ailleurs, sachant que le spectre de la matrice A^T est le même que celui de A, on a donc :

$$\text{Spectre}(A^T) = (\lambda_1,\ \lambda_2,\ ...,\ \lambda_n) \tag{4.7}$$

En revanche le spectre de A^T est associé aux vecteurs propres gauches :

$$F = [f_1, f_2,\ ...,\ f_n] = [f_i]$$

La matrice F des vecteurs propres gauches est une matrice carrée de dimension $n \times n$.

Les vecteurs e_i et f_i vérifient les relations :

$$A \cdot e_i = \lambda_i \cdot e_i, \quad \overline{f}_i^T \cdot A = \lambda_i \cdot \overline{f}_i^T \tag{4.8}$$

λ_i représentent les valeurs propres de A Ces valeurs propres peuvent-être réelles ou complexes conjuguées. $\overline{f}_i^T$ désigne le vecteur transposé conjugué de f_i. Cette notation plus générale que f_i^T, est utilisée afin de tenir compte des valeurs propres complexes.

La partie réelle de la valeur propre λ_i détermine la stabilité d'un mode d'oscillation naturel $z_j = K_j \cdot e^{\lambda_j \cdot t}$. Si une valeur propre a la partie réelle positive ou nulle, le système est instable. La stabilité d'un mode est mesurée au moyen d'un facteur appelé le taux d'amortissement ζ. Pour une valeur propre complexe $\lambda = \sigma + j\omega$, $\zeta = -\dfrac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$.

Les matrices E et F sont des bases de l'espace $n \times n$, appelés respectivement base directe et base réciproque. Les vecteurs e_i et f_i sont orthogonaux les uns par rapport aux autres et peuvent être normalisés de telle sorte que : $\overline{f}_i^T e_j = 1$. Par conséquent, sans perte de généralité nous avons :

$$\overline{f}_i^T e_j = \begin{cases} 0, & \text{si} \quad i \neq j \\ 1, & \text{si} \quad i = j \end{cases} \tag{4.9}$$

Compte tenu de la relation de bi-orthogonalité entre les vecteurs e_i et f_j les matrices E et F vérifient :

$$E \cdot \overline{F}^T = F \cdot \overline{E}^T = I_n \tag{4.10}$$

soit

$$E^{-1} = \overline{F}^T \quad \wedge \quad F^{-1} = \overline{E}^T .$$

La matrice de transfert du système linéaire (4.5) comprenant l sorties et m entrées est la suivante :

$$\Phi(s) = C \cdot (sI - A)^{-1} \cdot B = \sum_{i=1}^{n} \frac{R_i}{s - \lambda_i} \tag{4.11}$$

R_i de dimension $l \times m$ est la matrice des résidus du système réel associés au mode λ_i. Elle se calcule de la manière suivante :

$$R_i = C \cdot e_i \cdot \overline{f}_i^T \cdot B \tag{4.12}$$

La relation (4.12) montre que la matrice des résidus associée au mode λ_i est facile à déterminer une fois l'analyse modale complétée : elle est uniquement fonction des vecteurs propres droits (e_i) et gauches (f_i) et des matrices B et C.

Notations :

$$B = [b_1 \quad b_2 \quad \ldots \quad b_m] \qquad C = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \ldots \\ c_l \end{bmatrix}$$

- $\theta(f_i, b_j)$, l'angle géométrique entre le vecteur d'entrée j et le vecteur propre gauche associé à λ_i,
- $\theta(e_i, c_k^T)$, l'angle géométrique entre le vecteur de sortie k et le vecteur propre droit associé à λ_i.

Étant donné la relation étroite entre commandabilité (respectivement observabilité) et orthogonalité des vecteurs f_i et b_j (respectivement e_i et c_k), on peut caractériser la commandabilité du mode λ_i de l'entrée j (respectivement l'observabilité de la sortie k) en utilisant le cosinus de l'angle entre ces vecteurs. Plus le cosinus est proche de zéro, plus les vecteurs correspondants sont proches de l'orthogonalité, donc le mode λ_i se rapproche de la non commandabilité (respectivement de la non observabilité). Par contre, plus le cosinus est proche de un, plus le mode λ_i est commandable de l'entrée j (respectivement observable de la sortie k). De façon plus précise, basées sur le test de Popov-Belevitch-Hautus les mesures géométriques de commandabilité et d'observabilité se définissent comme suit (Kamwa, 1993).

a) Mesure de commandabilité

Le mode λ_i est commandable à partir de l'entrée j si et seulement si la mesure suivante est non-nulle :

$$m_{ci}(j) = \cos\left(\theta\left(f_i, b_j\right)\right) = \frac{\left|b_j^T \cdot f_i\right|}{\left\|f_i\right\| \cdot \left\|b_j\right\|} \tag{4.13}$$

b) Mesure d'observabilité

Le mode λ_i est observable à partir de la sortie k si et seulement si la mesure suivante est non-nulle :

$$m_{oi}(k) = \cos\left(\theta\left(c_k^T, e_i\right)\right) = \frac{\left|c_k \cdot e_i\right|}{\left\|e_i\right\| \cdot \left\|c_k\right\|} \tag{4.14}$$

Notons que la formulation géométrique présente l'avantage de fourni des mesures adimensionnelles, qui ne dépendent pas de l'échelle relative des variables d'état, ni même du fait qu'elles soient physiques ou non. Elles sont donc tout à fait adaptées pour des problèmes d'analyse concernant les réseaux électriques.

4.2 L'OPTIMISATION

4.2.1 Les indices de performances

a) L'indice de performance temporelle

Pour cet indice de performance on utilise le critère ITAE (Integrate Time Absolute Erreur) définit par l'expression mathématique suivante :

$$J_1 = \int_0^\infty |e| t \, dt$$

L'indice de performance consiste donc à minimiser ce critère. Il permet de

trouver des paramètres de régulateur de telle manière que dans le système bouclé la sortie suit la consigne le plus rapidement possible.

b) L'indice de performance modale sélective

Au chapitre 1, on a montré qu'il fallait améliorer l'approche de l'indice performance modale, notamment dans le cas où, pour le même coefficient d'amortissement, on ait une fréquence d'oscillation différente.

D'après le rapport [15], l'indice de performance modale constitue une mesure de l'énergie contenue sous les enveloppes des réponses sinusoïdales amorties, celles-ci étant calculées à partir de conditions initiales données. Par conséquent, plus grande est la valeur de l'indice de performance modale, plus le système en boucle fermée est mal amorti. Autrement dit, la minimisation de cet indice, en ajustant par exemple les paramètres du compensateur, conduit à un système en boucle fermé qui est amorti de manière optimale.

Tout d'abord, une décomposition modale du système en boucle fermée

$$\begin{cases} \dot{x}_{cl}(t) = A_{cl}x_{cl}(t) + B_{cl}r(t) \\ y(t) = C_{cl}x_{cl}(t) \end{cases} \tag{4.15}$$

peut être exprimée sous la forme :

$$\begin{cases} \dot{z}(t) = \Lambda z(t) + Gr(t) \\ y(t) = Fz(t) \end{cases} \text{ avec } x_{cl} = Tz \tag{4.16}$$

La matrice $\Lambda = diag(\lambda_1, \lambda_2, ..., \lambda_n) \,|\, (\lambda_k = \sigma_k \pm j\omega_k)$ contient les valeurs propres de A_{cl}, alors que la matrice $T = \left[t_1\, t_2 \ldots t_n\right] \in \Re^{n\times n}$ est la matrice des vecteurs propres

correspondante. Par conséquent :

$$F = C\,T = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \cdots \\ f_p \end{bmatrix} \qquad G = T^{-1}B = \begin{bmatrix} g_1 & g_2 & \cdots & g_m \end{bmatrix} \tag{4.17}$$

A partir de (4.16), et en assumant des conditions initiales nulles, une impulsion unitaire injectée dans la j-ème entrée produit le vecteur d'état

$$z(t)|_j = e^{\Lambda t}G(;,j) = \begin{bmatrix} e^{\lambda_1 t}g_{1j} \\ e^{\lambda_1 t}g_{1j} \\ \cdots \\ e^{\lambda_n t}g_{nj} \end{bmatrix} \quad \begin{matrix} j = 1,2,...,m \\ i = 1,2,...,p \end{matrix} \tag{4.18}$$

alors que la réponse du système à la i-ème sortie s'exprime par :

$$y_i(t)|_j = F(i,;)z(t)|_j = \sum_{k=1}^{n} R_{ikj}e^{\lambda_k t} = \sum_{k=1}^{n} \tilde{y}_{ikj} \tag{4.19}$$

où $R_{ikj} = f_{ik}g_{kj}$ est le résidu du k-ème mode, dans la fonction de transfert de l'entrée j vers la sortie i. Le scalaire $y_i(t)|_j$ désigne pour sa part la réponse de la i-ème sotie à une excitation impulsionnelle de la j-ème entrée. L'enveloppe de contribution du k-ième mode à la sortie scalaire $y_i(t)|_j$ peut être défini comme suit :

$$a_k \tilde{y}_{ikj}\tilde{y}^*_{ikj} \tag{4.20}$$

avec

$$\tilde{y}_{ikj} = R_{ikj}\exp(\varepsilon_j^2 \lambda_j t) \tag{4.21}$$

où :

- $a_k = 1$ lorsque λ_k est réel
- $a_k = 2$ lorsque λ_k est complexe
- $\varepsilon_k = \dfrac{-\sigma_k}{\sqrt{\sigma_k^2 + \omega_k^2}}$ dénote le facteur d'amortissement de λ_k.

Partant de ces définitions, l'indice de performance pour un mode est essentiellement l'intégrale de la surface comprise sous l'enveloppe de la réponse modale à travers un horizon de temps T, accumulé sur toutes les entrées et sorties du systèmes $y_i(t)|_j$:

$$J_k = \int_0^T \left(\sum_{i=1}^{p} \sum_{j=1}^{m} a_k \tilde{y}_{ikj} \tilde{y}_{ikj}^* \right) dt = a_k \tilde{\Psi}(\sigma_k, \omega_k) \sum_{i=1}^{p} \sum_{j=1}^{m} R_{ikj}^2 \tag{4.22}$$

avec

$$\tilde{\Psi}(\sigma_k, \omega_k) = \frac{\sigma_k^2 + \omega_k^2}{2\sigma_k^3} \left(\exp\left(\frac{2\sigma_k^3}{\sigma_k^2 + \omega_k^2} \right) - 1 \right) \tag{4.23}$$

Par prolongement, l'indice de performance total (ou brut) est la somme des indices de performance associés à chaque mode naturel λ_k :

$$J_{brut} = \sum_{k=1}^{n} \sqrt{J_k} \tag{4.24}$$

où J_k est donné par (4.22).

L'indice brut de performance modale en 4.24 incorpore tous les modes naturels du système, autant les réels que les complexes, bien que la justification d'un stabilisateur soit fondamentalement dans l'amélioration de l'amortissement des modes électromécaniques. De plus, certains modes oscillatoires peuvent ne pas êtres gouvernables à partir de certains sites alors que d'autres ne le sont pas du tout, considérant les sites de localisation des stabilisateurs retenus. Ces derniers

sont des modes fixes par rapport au patron d'information défini par les entrées et les observations de commande.

Ces observations suggèrent donc qu'il peut être utile dans certaines circonstances d'exclure certains modes spécifiques de la sommation (4.10), en procédant comme suit :

1. Inclure uniquement les modes oscillatoires mal amortis dans l'évaluation de l'indice de performance :

$$J = \sum_{k} \sqrt{J_K} \Big| (abs(\omega_k) > epsi \quad \wedge \quad \varepsilon_k < EPSI) \tag{4.25}$$

où $epsi$ est un « petit » nombre dans l'intervalle de 10^{-6} à 10^{-2} et $EPSI$ est choisi entre 0.1 et 1.

2. Ordonner les modes naturels suivant leur énergie modale spécifique J_k et étendre l'évaluation de l'indice de performance sur les K modes les plus influents; ce qui a pour effet de soustraire les modes ingouvernables de la liste.

Une amélioration additionnelle consiste à diviser la plage de fréquence d'intérêt en trois bandes :

$$LF = [\omega_{LL} \quad \omega_{LU}], \quad IF = [\omega_{IL} \quad \omega_{IU}] \quad \wedge \quad HF = [\omega_{HL} \quad \omega_{HU}] \tag{4.26}$$

et d'assigner ensuite à chaque énergie partielle J_k un poids ω_k qui est en fonction de son appartenance à la bande des basses fréquences, des fréquences intermédiaires ou des hautes fréquences, de sorte qu'en général :

$$J_{SM} = \sum_{k|\omega_k \in LF} W_{LF} \sqrt{J_k} + \sum_{k|\omega_k \in IF} W_{IF} \sqrt{J_k} + \sum_{k|\omega_k \in HF} W_{HF} \sqrt{J_k} \tag{4.27}$$

sujet à :

$$\left[abs(\omega_k) > epsi;\quad \varepsilon_k < EPSI\right] \quad \wedge \quad k \geq \kappa \tag{4.28}$$

où W_F est un coefficient de pondération et κ est une constante de conception, indiquant la κ-ème valeur propre par ordre de gouvernabilité décroissante. Lorsqu'un poids quelconque s'annule, la bande de fréquences associée est tout simplement ignorée dans l'évaluation de l'indice de performance modale sélective J_{SM}.

4.2.2 Les algorithmes d'optimisation

a) Matlab V2

Par défaut l'algorithme, V2 de Matlab choisira l'algorithme « large-scale » [40] si l'utilisateur le défini lors de l'exécution de l'algorithme et si seulement les bornes inférieures et supérieures existent ou si seulement des contraintes linéaires existent. Cet algorithme est une méthode de région de confiance d'un sous espace (subspace trust region method) et est basé sur la méthode réflective intérieure de Newton. Chaque itération fait évoluer la solution approximée d'un système linéaire en utilisant la méthode des gradients conjugués préconditionnés (PCG). De manière générale, l'algorithme V2 utilise une méthode de programmation quadratique séquentielle (SQP). Dans cette méthode, un sous problème d'un programme quadratique (QP) est résolu à chaque itération. Une estimation de la matrice Hessienne de la Lagrangienne est remise à jour à chaque itération, en utilisant une stratégie d'initialisation active.

b) GRG2

L'algorithme GRG2 [36] est d'un concept équivalent au Matlab V2; la différence majeure se situe au niveau du rafraîchissement de la matrice Hessienne qui est inexistante car on utilise la méthode du gradient réduit. Les équations de base avec les bornes de contraintes sont identiques au V2 de Matlab.
L'autre point commun avec V2 est que le vecteur initial de l'algorithme pour la résolution des problèmes avec contraintes soit assez proche de la solution réelle. Tout comme V2, l'algorithme GRG2 converge rapidement.

c) Génétique

Les algorithmes génétiques [41] sont des techniques de recherche globale, basés sur les opérations observées dans la sélection naturelle et génétique. Ils opèrent sur une population des approximations courantes, les individus étant initialisés de manière aléatoire. Les individus sont encodés comme chaîne de caractères (Chromosomes) construits à partir d'un alphabet particulier, l'alphabet binaire $\{0,1\}$ tel que les valeurs de chromosomes sont uniquement rangés selon le domaine de variable de décision. La représentation du domaine des variables de décisions de la population courante est calculée, la performance individuelle est assumée par la fonction objective qui caractérise le problème à être résolu.
Il est aussi possible d'utiliser les paramètres directement pour représenter les chromosomes dans l'algorithme génétique.

d) Recuit simulé (Simulated annealing)

L'algorithme du recuit simulé [1-2] est une technique qui simule le processus physique du recuit dans le champ d'optimisation combinatoire. Le recuit est le processus physique de chauffer un solide jusqu'à sa fonte suivi par un lent

refroidissement en faisant descendre la température de l'environnement en marche. A chaque étape, la température est maintenue constante pour une période de temps suffisant pour que le solide atteigne l'équilibre thermique.

Au niveau algorithmique, l'analogie avec le processus physique du recuit et un problème d'optimisation combinatoire est basé sur :

- Les solutions d'un problème sont équivalentes aux configurations du système physique.
- Le coût de la solution est équivalent à l'énergie de la configuration

En plus, un paramètre de contrôle C_p est introduit pour jouer le rôle de température T

L'algorithme général de SA peut être décrit parles étape suivantes.

1. Initialiser la valeur de C_{po} et de manière aléatoire générer une solution $x_{initial}$ et calculer la fonction objective. Affecter cette solution comme le solution courante jusqu'à la meilleur solution, c'est-à-dire $x_{initial} = x_{current} = x_{best}$.
2. Générer un ensemble n_1 de solutions dans le voisinage de la solution courante.
3. Vérifier le critère d'acceptation de ces solutions et le rapport d'acceptation. Si le rapport est en dessous de 1 aller à l'étape 4 ; sinon faire $C_{p0} = \alpha C_{p0}$, $\alpha > 1$, et aller dans l'étape 2.
4. Initialiser le compteur de chaîne de (Markov) k_{ch}=0.
5. Générer une solution d'essais x_{trial}. Si x_{trial} satisfait le critère d'acceptation faire $x_{current} = x_{trial}$, $J(x_{current}) = J(x_{trial})$, et aller à l'étape 6 sinon aller a l'étape 5.
6. Vérifier la condition d'équilibre. Si c'est satisfait aller à l'étape 7 sinon aller à l'étape 5
7. Vérifier le critère d'arrêt. Si un des critères est satisfait alors on arrête, sinon on fait $k_{ch} = k_{ch} + 1$ et $C_p = \mu C_p, \mu < 1$ et aller à l'étape 5.

4.2.3 Optimisation des régulateurs

La stratégie adéquate pour optimiser un PSS (Power System Stabilizer [15,17,26,32]) ou un régulateur PID quelconque utilisé dans un réseau électrique est de trouver le bon compromis entre les deux indices de performances. L'indice de performance modale va faire en sorte d'améliorer les coefficients d'amortissement au détriment de la rapidité de réponse du régulateur alors que l'indice de performance temporelle va augmenter la rapidité du temps de réponse, mais l'amortissement des oscillations s'en trouvent détériorer. Dans l'optimisation d'un régulateur PID, cette stratégie s'est avérée la meilleure néanmoins pour optimiser un PSS le temps de réponse est un facteur moins important d'où l'importance des contraintes d'optimisation surtout les contraintes fréquentielles qui permettent de construire un gabarit de la réponse en fréquence du système en boucle fermée.

4.3 INTERFACE USAGER POUR L'OPTIMISATION

4.3.1 Présentation du GUI

Il n'y a pas eu tellement de contraintes en ce qui concerne la qualité graphique du GUI [13]. Ce qui compte avant tout, c'est que l'optimisation soit de qualité et que l'interface soit simple d'utilisation puisqu'en en fait les experts d'Hydro-Québec ne vont que l'utiliser que quelques fois par an. Il faut être capable de reconnaître un modèle fait par l'analyse modale d'une centrale, ensuite, il faut pouvoir sélectionner les entrées et les sorties et leurs associer des poids pour l'algorithme d'optimisation. Puis, on entre les paramètres du régulateur. Ensuite, il faut définir une échelle fréquentielle, un indice de performance temporelle, fréquentielle et modale. Puis il faut définir des contraintes d'optimisations comme l'amortissement, l'immunité au bruit, après cette étape on simule le système initial, et on observe les résultats dans des tableaux de valeurs et différents graphiques comme la marge de gain et la marge de phase, la réponse temporelle et fréquentielle d'une des sorties de la boucle fermée; il y a aussi la réponse fréquentielle du régulateur seul. Une fois que cette phase est faite, on doit lancer une optimisation après avoir choisi l'algorithme d'optimisation (V2 de Matlab, GRG2 d'Hydro-Québec, Génétique et Recuit Simulé). Ensuite par une sauvegarde de chaque cas d'optimisation, il faut comparer les divers scénarios d'optimisation pour savoir quel est le résultat qui donne les réponses les plus satisfaisantes au problème posé.

4.3.2 Flux de données

a) Synthèse d'utilisation

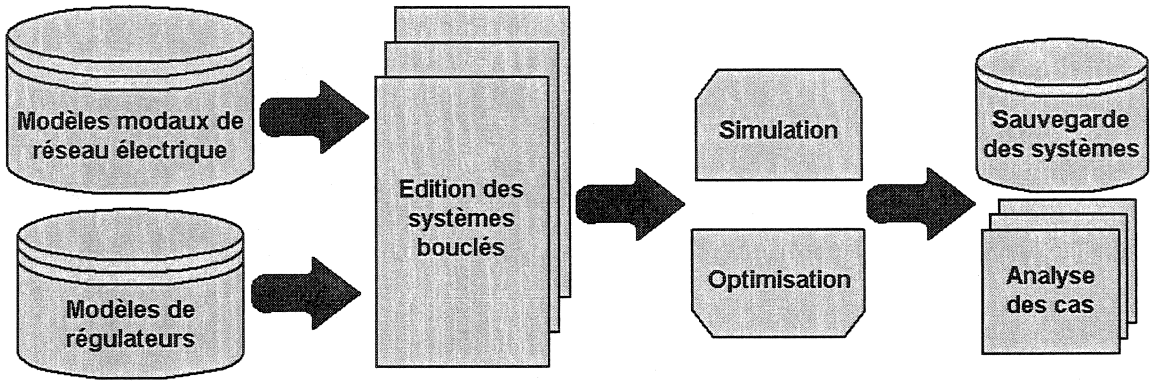


Figure 4-1: Diagramme principal d'utilisation

Le diagramme de la figure 4-1, permet de décrire de manière globale le fonctionnement de l'interface. Les modèles des réseaux obtenus par l' analyse modale et les modèles des régulateurs sont reconnus par l'interface ensuite on peut éditer le système en boucle fermée ensuite on peut faire des simulations , optimiser les paramètres des régulateurs visualiser les résultats, les analyser et les sauvegarder. Les différentes fenêtres de l'interface d'optimisation seront présentées dans l'annexe...

b) Fenêtre principale

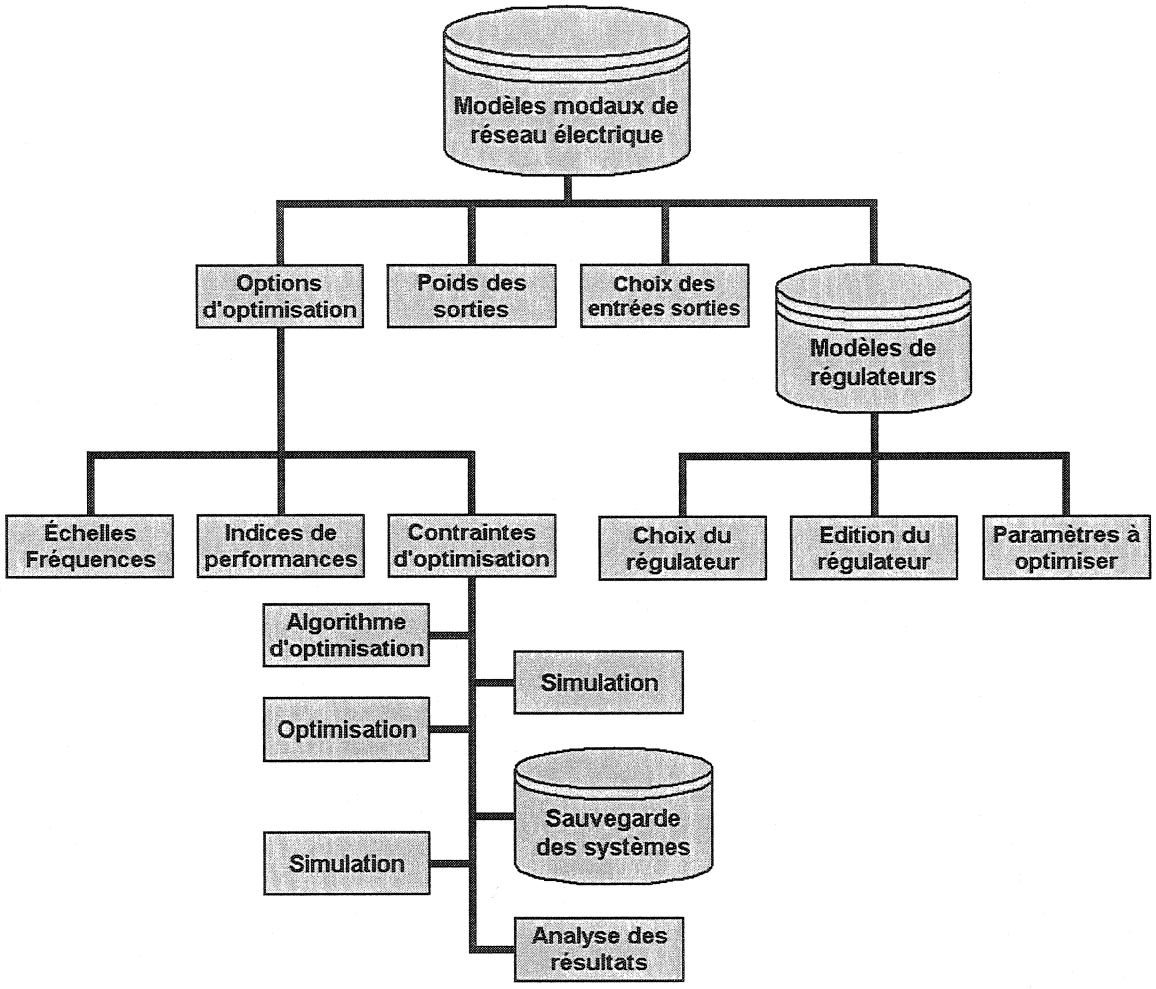


Figure 4-2 : Diagramme de la fenêtre principale

La diagramme de la figure 4-2 décrit les fonctionnalités qu'on peut effectuer à partir de la fenêtre principale. Comme on peut le constater ce diagramme permet d'aiguiller l'usager sur la séquence du processus de l'utilisation de l'interface.

Les figures 4-3 et 4-4 décrit les fenêtres qui permettent d'éditer le choix des entrées-sorties et d'éditer le type de régulateur ainsi que son paramétrage et les paramètres qu'on veut optimiser.

c) Choix des entrées sorties

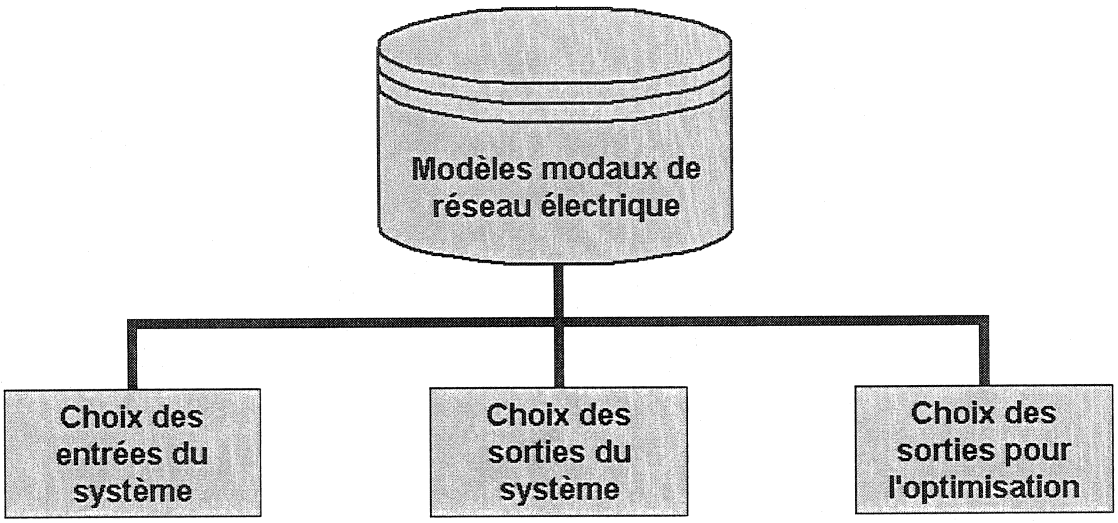


Figure 4-3 : Diagramme du choix des entrées-sorties

d) Choix du régulateur à optimiser

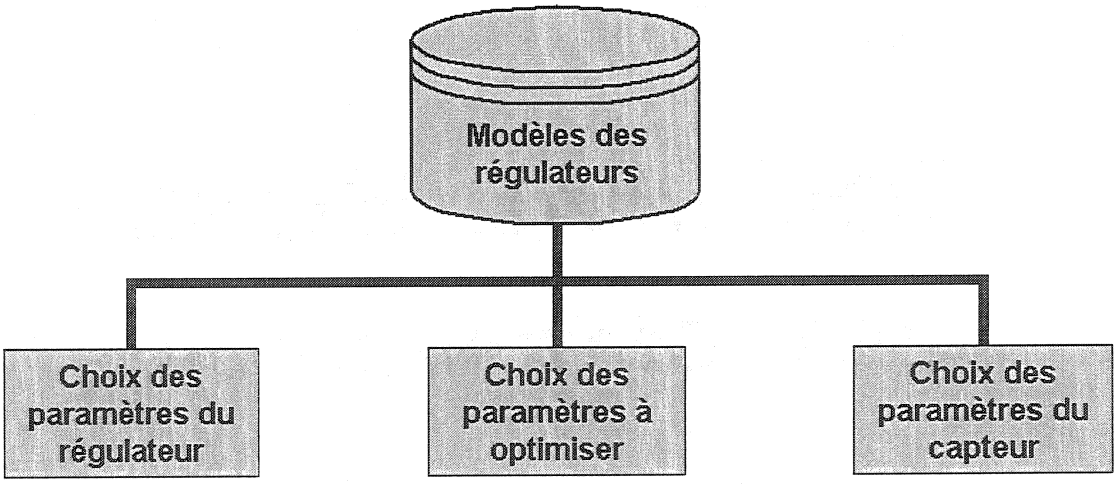


Figure 4-4 : Diagramme du paramétrage des régulateurs

e) Choix des échelles de données

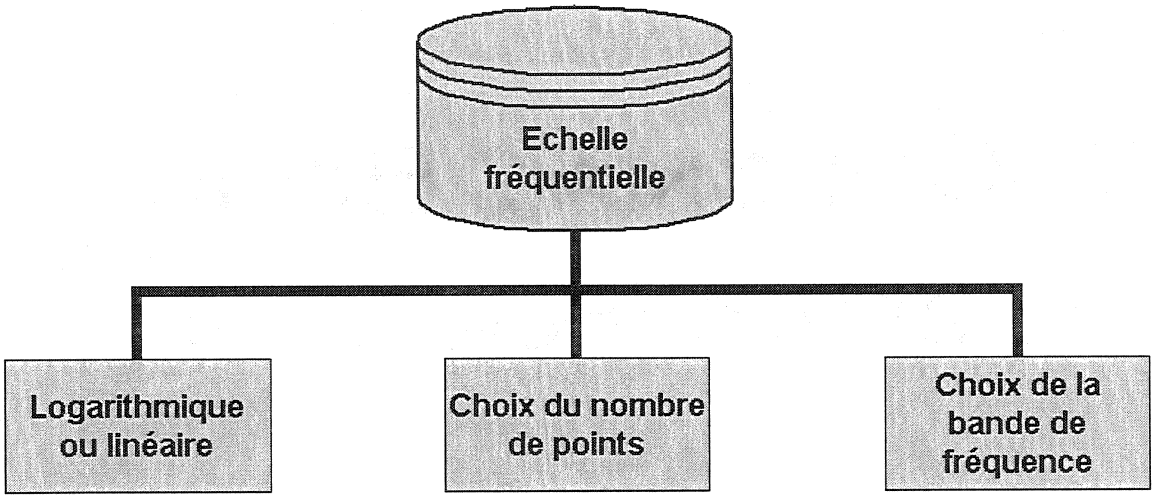


Figure 4-5 : Diagramme de l'échelle fréquentielle

Le diagramme de la figure 4-5 décrit la fenêtre pour éditer les caractéristiques de l'échelle fréquentielle .

Les figures 4-6 et 4-7 décrivent les fenêtres du choix de l'indice de performance et de l'édition des contraintes d'optimisation.

La figure 4-8 décrit la fenêtre pour le choix de l'algorithme d'optimisation. La figure 4-9 décrit la séquence à effectuer pour effectuer une analyse de résultats complète. Toutes les fenêtres seront présentées dans l'annexe correspondante...

f) Choix des indices de performances

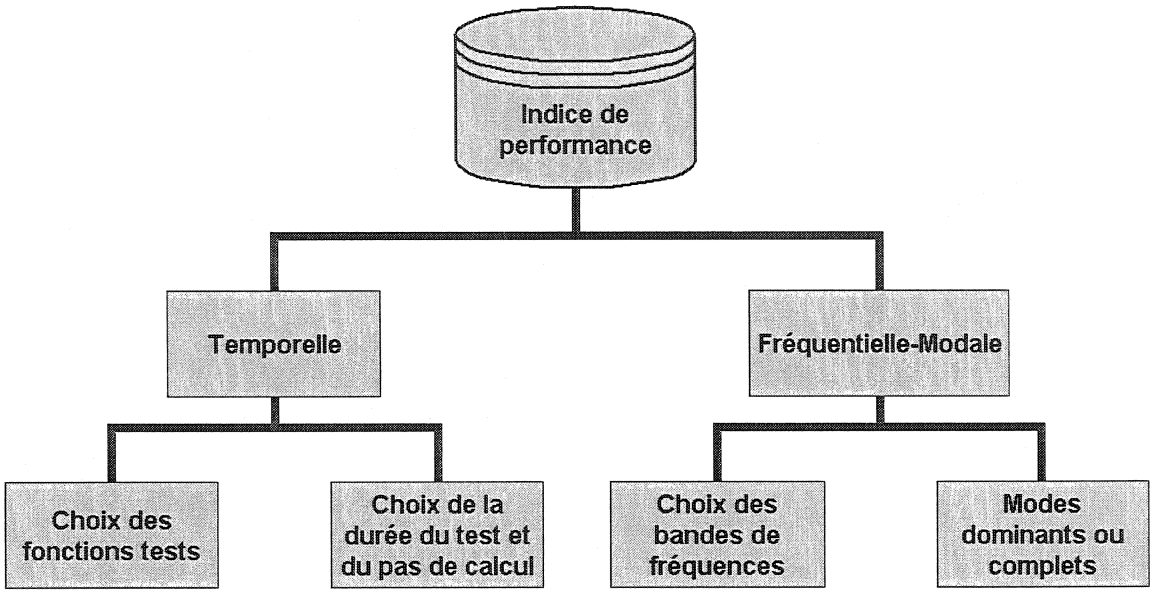


Figure 4-6 : Diagramme pour les indices de performances

g) Choix des contraintes d'optimisation

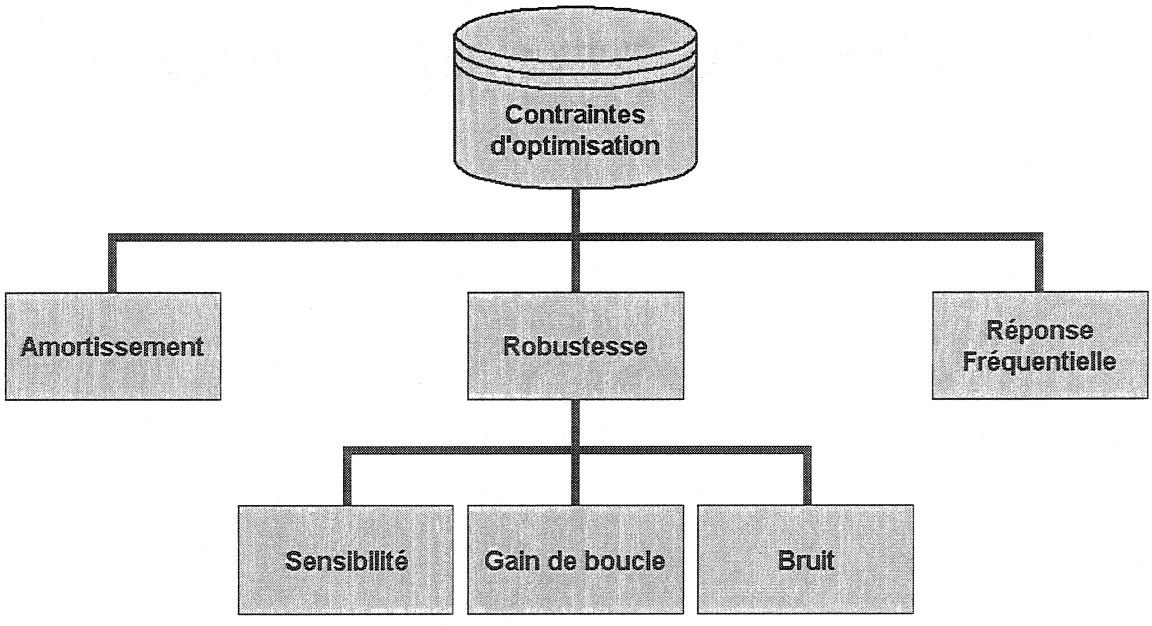


Figure 4-7 : Diagramme des contraintes d'optimisations

h) Choix de l'algorithme d'optimisation

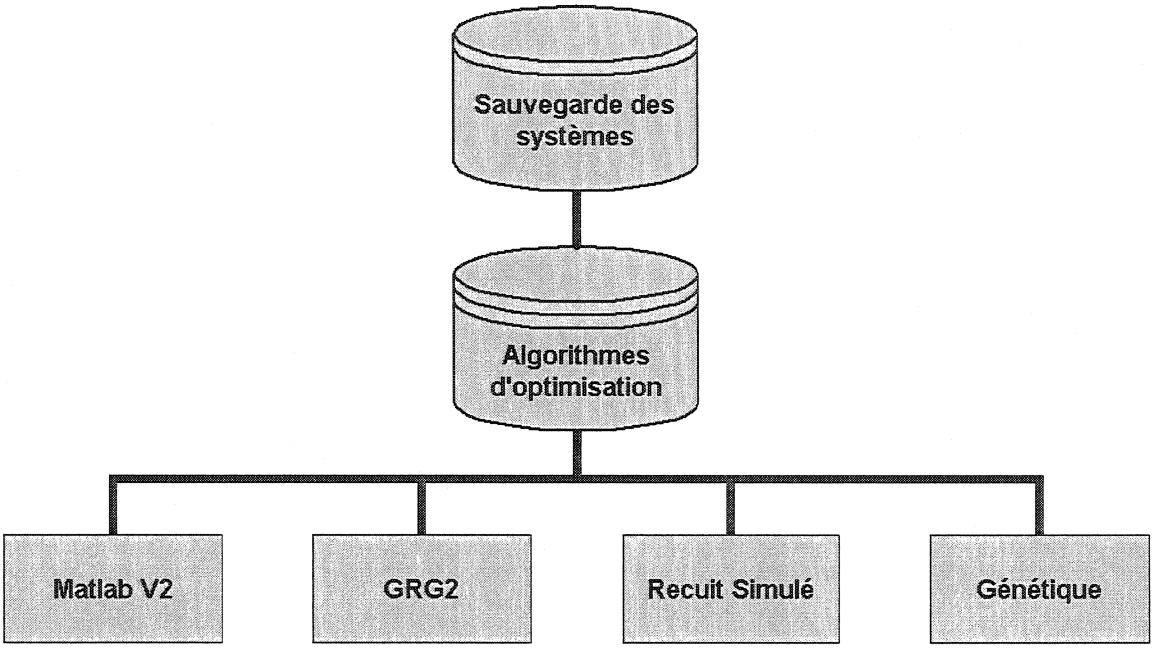


Figure 4-8 : Diagramme des algorithmes d'optimisations

i) Visualisations des résultats

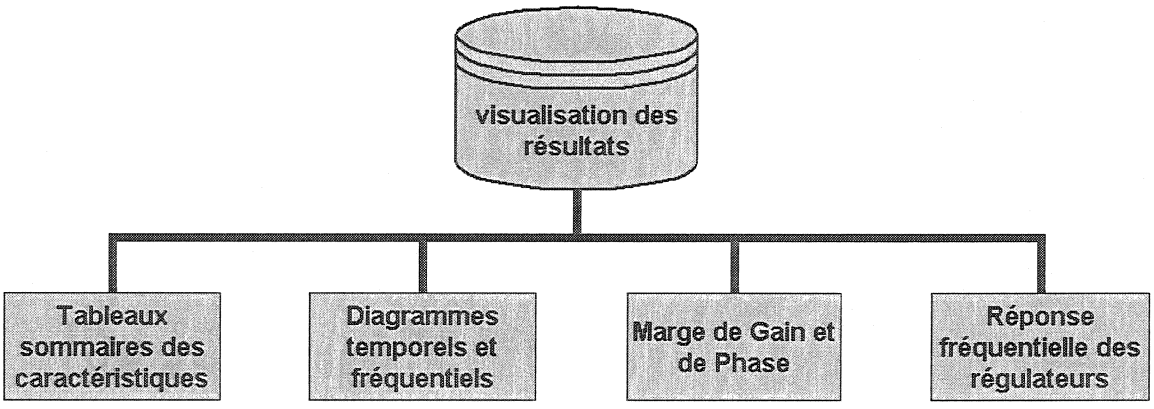


Figure 4-9 : Diagramme de la visualisations des résultats

4.4 VALIDATION DU GUI

4.4.1 Optimisation d'un MB-PSS

L'outil de CAO a été utilisé par Hydro-Québec dans le cadre d'un projet de développement d'un nouveau stabilisateur multi-bandes avec leur partenaire ABB. Pour des raisons de confidentialité, il n'est pas possible de présenter des résultats néanmoins la réussite de ce projet montre que l'outil est utilisable à des fins pratiques.

4.4.2 Optimisation d'un régulateur de vitesse

Avant de créer une version graphique du logiciel de CAO, Dr Kamwa, avait travaillé sur une version batch. Grâce à cela, pendant l'année 2002, des réglages de la centrale Manic5 ont pu être effectuées et ont confirmé la pertinence des résultats via la comparaison des résultats avec des cas déjà traités.

4.5 COMMENTAIRES

Dans ce chapitre, une présentation sur l'optimisation des réglages de commande a été effectuée. On a vu l'efficacité de son application dans le réseau d'Hydro-Québec. L'interface existe en deux versions : une pour les PSS et l'autre pour les régulateurs, à cause de l'identification en boucle ouverte. Maintenant, on va utiliser ce puissant outil de CACSD pour optimiser le fonctionnement d'un RASC dans un réseau test.

CHAPITRE 5
MODULATION DU RASC EN RÉSEAU

5.1 FORMULATION DU PROBLEME

5.1.1 Objectifs de la modulation

La modulation des consignes de puissance active et de puissance réactive du régulateur alternatif supraconducteur peut améliorer la stabilité des oscillations interrégionales dans un réseau électrique. Un amortissement supplémentaire des modes interzones est obtenu par la mise au point de dispositifs de régulation qui comprennent le choix de signaux modulants efficaces, la détermination des paramètres des régulateurs ainsi que l'emplacement du RASC. La capacité du RASC à moduler simultanément la puissance active et la puissance réactive le confirme comme étant un outil de prédilection pour l'optimisation du fonctionnement de réseaux électriques interconnectés. Parmi les applications envisagées dans ce contexte, mentionnons le nivellement de la charge de pointe, le réglage puissance-fréquence, le réglage de la tension, l'amélioration de la stabilité et l'amortissement des résonances de torsion de l'arbre du rotor.

La modulation s'opère par le biais de stabilisateurs flexibles dont le dimensionnement utilise des algorithmes d'optimisation, notamment : la mesure de performance modale et l'ITAE. Les réponses fréquentielles, les simulations temporelles ainsi que l'analyse des valeurs propres sont utilisées dans ce chapitre pour analyser et illustrer le processus de commande décentralisé par modulation des consignes du RASC. Le réseau test a été décrit dans le chapitre 3. Pour la modélisation des charges, on admet que la composante active et la composante réactive sont assimilables à une impédance constante,

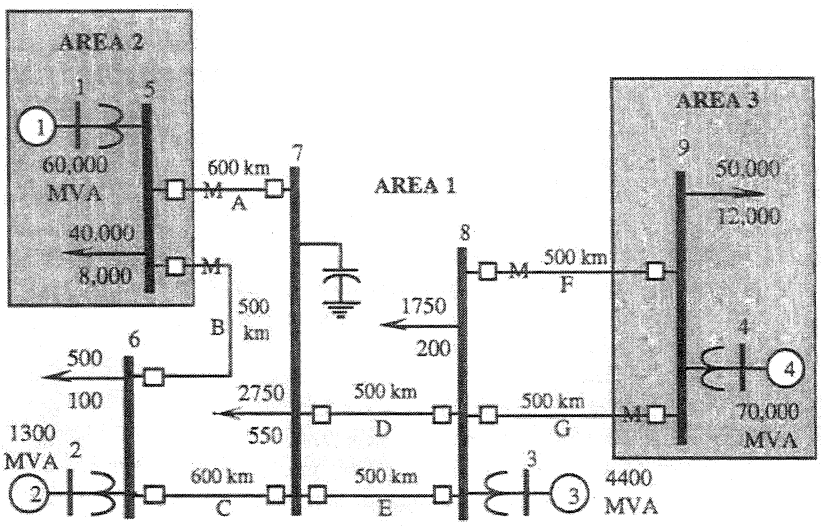


Figure 5-1 : Schéma unifilaire du réseau d'Anderson

5.1.2 Localisation du RASC

Diverses études indiquent que les facteurs de participation des signaux modulants (tension, angle, fréquence) constituent de bons indices lors du choix d'un emplacement pour un RASC. Par ailleurs, la localisation optimale du RASC est celle qui conduit à la meilleure amélioration de l'amortissement global. Aussi, pour le reseau test en étude, la procédure de localisation du RASC a consisté à calculer les valeurs propres du réseau linéarisé pour divers emplacement du RASC en boucle ouverte, c'est-à-dire le RASC sans aucune modulation des consignes de puissance. Les paramètres du RASC sont fournis en annexe. Avec Les valeurs propres obtenues, on a calculé les fréquences et les amortissements correspondant pour chaque mode du réseau-test. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

	Amortissement selon la position du RASC						
Fréquence Hz	**A vide**	**RASC B7**	**RASC B6**	**RASC B8**	**RASC B5**	**RASC B9**	**Partout**
1,5704	0,0411	0,0421	0,0417	0,0417	0,0409	0,0409	0,0441
0,2119	0,1062	0,1063	0,1064	0,1062	0,1062	0,1062	0,1065
0,2330	0,3390	0,3403	0,3378	0,3441	0,3361	0,3360	0,3584
0,4225	0,1041	0,1043	0,1047	0,1039	0,1043	0,1042	0,1044
0,7293	0,0981	0,0961	0,0973	0,0995	0,0967	0,0969	0,0992
0,9345	0,0832	0,0866	0,0828	0,0857	0,0828	0,0828	0,0895
0,9519	0,0268	0,0270	0,0267	0,0276	0,0268	0,0268	0,0277
1,1854	0,0491	0,0492	0,0492	0,0498	0,0487	0,0487	0,0511
1,4318	0,0461	0,0462	0,0478	0,0461	0,0461	0,0461	0,0479

Table 5-1 : Amortissement en boucle ouverte selon la position du RASC.

Les valeurs d'amortissement obtenues figurant dans le tableau 5-1 montrent que, quelque soit la position du RASC, la valeur des amortissements a sensiblement augmenté même dans le cas où on positionne le RASC à toutes les barres possibles (barre B5, B6, B7, B8, B9). Ce qui signifie que la position du RASC a peu d'importance dans ce réseau-test, d'où l'importance des modulations de consigne de puissance lors de la phase d'optimisation. Il est légitime de se poser la question pourquoi le RASC a peu d'effet en boucle ouverte. La réponse vient de la topologie du réseau. Nous avons deux grosses machines de 60 GVA et de 70 GVA dans les régions 2 et 3, ensuite nous avons deux machines moyennes de 1.3 GVA et 4.4 GVA dans la région 1. Notre objectif, via l'optimisation, étant d'améliorer la stabilité petit signal du réseau-test à l'aide d'un RASC de 300 MVA, il est évident que la puissance des différents systèmes est complètement déséquilibrée néanmoins il suffit d'un grain de sable pour bloquer un engrenage... De manière arbitraire, on choisit de positionner la RASC à la barre B7.

5.2 ANALYSE DU PROBLÈME

La phase préliminaire dans tout problème de commande consiste à analyser en profondeur le système en boucle ouverte. Cette analyse vise à déterminer l'observabilité et la commandabilité du système, à anticiper l'influence des entrées de commande tant sur les sorties que sur le comportement interne du système.

L'analyse du problème comporte alors les phases suivantes :

- L'analyse des modes d'oscillations du système, ainsi que les formes et les amplitudes initiales de ces modes,

- Le calcul des mesures d'observabilité et de gouvernabilité

- La simulation temporelle du réseau en boucle ouverte

5.2.1 Analyse des valeurs propres du système en boucle ouverte

Les modes d'oscillation du réseau en boucle ouverte sont représentés dans le tableau 5-2, Nous avons gardé que les valeurs propres les plus intéressantes car le système est d'ordre 50, seules les fréquences les moins amorties ont été conservées. Ce réseau en boucle ouverte, qui inclut le RASC sans modulation des consignes, présente :

- 8 modes locaux dont le spectre de fréquence varie de 1.0751 à 1.9033 Hz.
- 10 modes interrégionaux avec des fréquences variant de 0.1896 à 0.9542 Hz.

Valeur propre	Fréquence (Hz)	Amortissement
-0.24629 + 1.1913i	0.1896	0.20247
-0.14056 + 1.328i	0.21135	0.10526
-0.22448 + 1.4745i	0.23467	0.15051
-0.30758 + 2.6505i	0.42184	0.11527
-0.15237 + 2.6828i	0.42697	0.056706
-0.21435 + 3.9885i	0.63479	0.053665
-0.30949 + 4.6421i	0.73882	0.066522
-0.33031 + 5.2087i	0.82899	0.063288
-0.1684 + 5.9939i	0.95396	0.028083
-0.38764 + 5.9956i	0.95424	0.064519
-0.34347 + 6.755i	1.0751	0.050782
-0.34858 + 7.3005i	1.1619	0.047693
-1.0391 + 7.6925i	1.2243	0.13387
-0.29673 + 8.2118i	1.3069	0.036111
-0.40133 + 9.0171i	1.4351	0.044463
-0.70783 + 9.0802i	1.4452	0.077718
-0.66329 + 10.393i	1.654	0.063694
-0.3489 + 11.959i	1.9033	0.029163

Table 5-2 : Modes d'oscillation du système en boucle ouverte.

Le but de la commande sera d'améliorer l'amortissement des modes interrégionaux, sans déstabiliser les autres modes. Dans le cadre de l'étude on

ne se préoccupe pas des modes locaux bien qu'il y a un mode à 1.9033 Hz avec un faible amortissement de 0.029163. Ce type de mode peut facilement être facilement amorti à l'aide d'un stabilisateur de puissance ou de vitesse directement sur la centrale.

5.2.2 Mesures d'observabilité et de gouvernabilité

L'utilisation des mesures d'observabilité et de gouvernabilité conduit, de manière générale, à la sélection non ambiguë du site optimal pour stabiliser un mode naturel donné. Dans le cas d'une commande décentralisée par RASC, ces mesures, permettent d'anticiper l'efficacité des signaux locaux de commande et des mesures; ils permettent aussi la comparaison avec d'autres hypothèses de commande telles que l'installation de stabilisateurs à toutes les machines ou la possibilité de télécommande via l'établissement de liens de communications. L'étude de ces mesures ne sera conduite que pour les modes d'intérêt qui sont les modes interrégionaux du tableau précédent.

a) Entrées de commande

Les entrées éventuelles de commande sont :

- Pour une machine : la référence de tension Vref du système d'excitation exprimé en per-unit.
- Pour un RASC : Les signaux de modulation de consigne Vss et Pss, toutes exprimées en per-unit sur la base du RASC.

b) Signaux de sortie

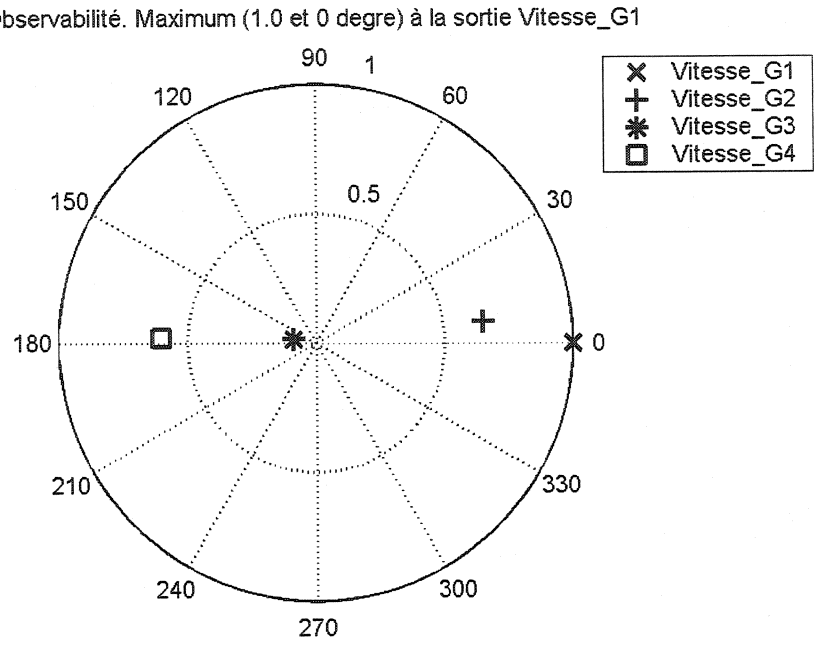
Les signaux de sorties, pouvant aussi servir d'entrées pour les systèmes de commande ou de modulation de consignes, sont :

- Pour une machine : la variation d'angle du rotor par rapport à une machine de référence et la variation de vitesse, exprimées toutes les deux en per-unit;
- Pour un RASC : la variation de tension à la barre d'attache et la variation de la puissance de transit de la ligne A toutes deux exprimées en per unit.

Les formes modales, exprimées en coordonnées polaires, sont calculées à l'aide des vecteurs propres. Les vecteurs propres droits permettent d'étudier la commandabilité et ceux de gauche permettent d'étudier l'observabilité (Chapitre 4). Pour éviter une overdose d'information on s'est intéressé plus précisément aux modes suivants : 0.2129 Hz, 0.4272 Hz, 0.9544 Hz. Ces trois modes interrégionaux ont les coefficients d'amortissement relatifs les plus faibles ($\xi = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$).

Sur les figures de 5-2 à 5-7, il y a en haut l'étude de l'observabilité du mode et dans le deuxième moitié on étudie la commandabilité. Les figures 5-2 et 5-3 montrent que les signaux de vitesses G1, G4 et G2, G3 oscillent en opposition de phase. L'observabilité du mode à 0.2129 Hz est maximale avec la vitesse de la région 1 et la puissance de transit de la ligne A. La commandabilité de ce mode lent est maximale avec le générateur G1. D'après les figures 5-4 et 5-5, l'observabilité du mode à 0.4272 Hz est maximale avec la vitesse de G3 et la puissance de transit de la ligne A. La commandabilité de ce mode est maximale avec le générateur G3. Les figures 5-6 et 5-7 montrent que l'observabilité du mode à 0.95 Hz est maximale avec la vitesse de G3 et la puissance de transit de la ligne A. La commandabilité de ce mode lent est avec le générateur G1. La commandabilité de ce mode est maximale avec le générateur G3. On note que les trois modes sont observables à partir de la puissance de transit de la ligne A qui est connecté avec la barre du RASC. Cela confirme le choix de ce signal comme entrée pour le stabilisateur de puissance active du RASC.

c) *Formes modales*



Mode à 0.21293 Hz avec zèta de 0.10573 - am_anderson_rasc_bo

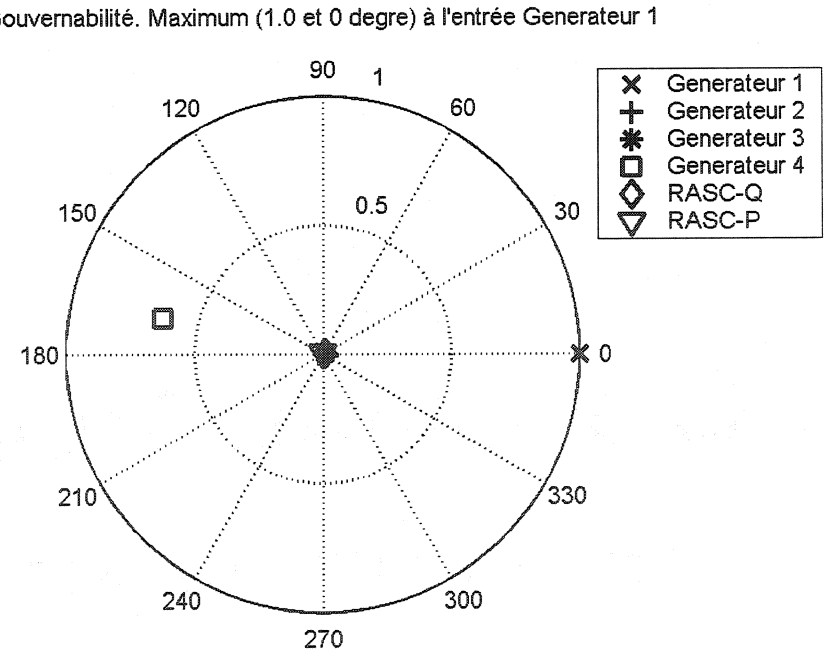
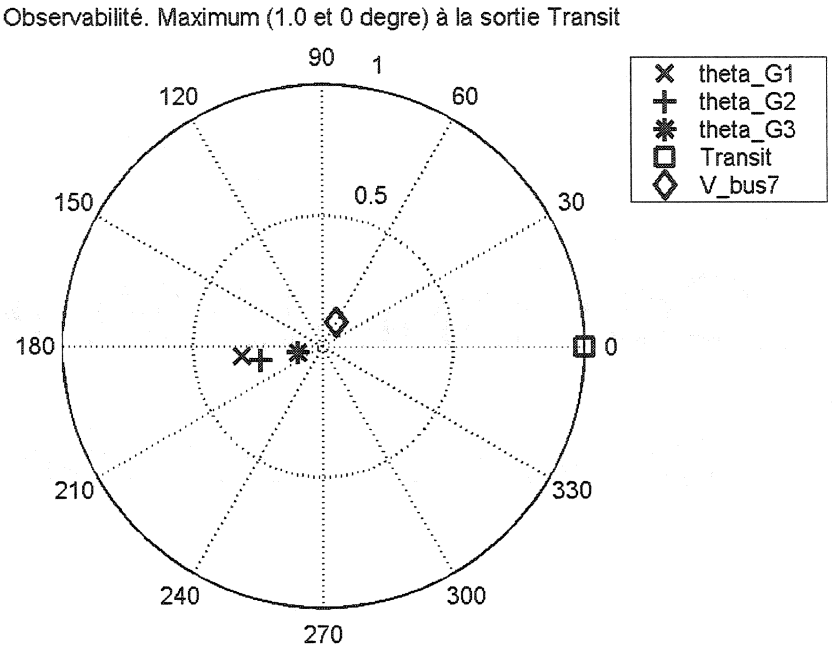


Figure 5-2 : forme modale du mode à 0.2129 Hz



Mode à 0.21283 Hz avec zèta de 0.080848 - am_anderson_rasc_bo

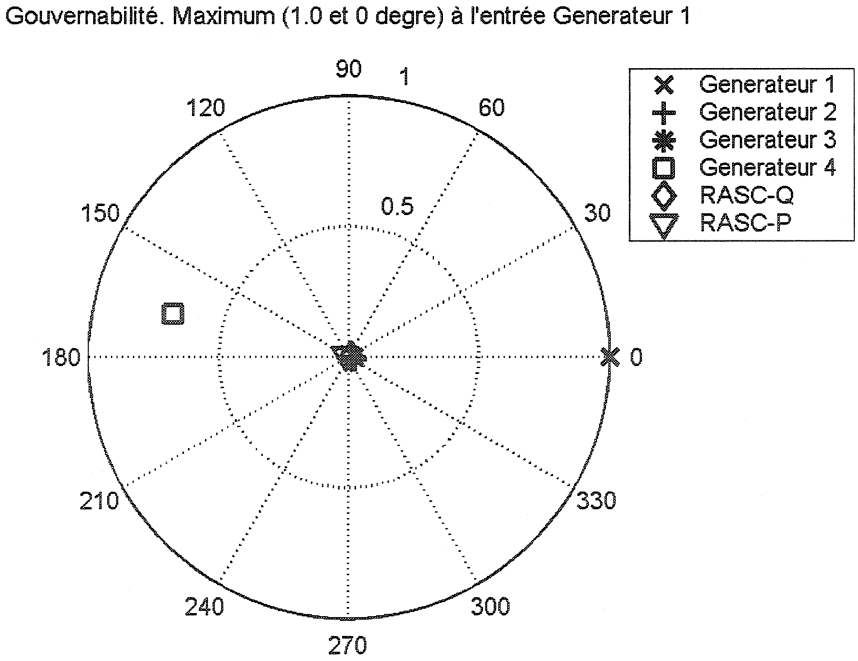
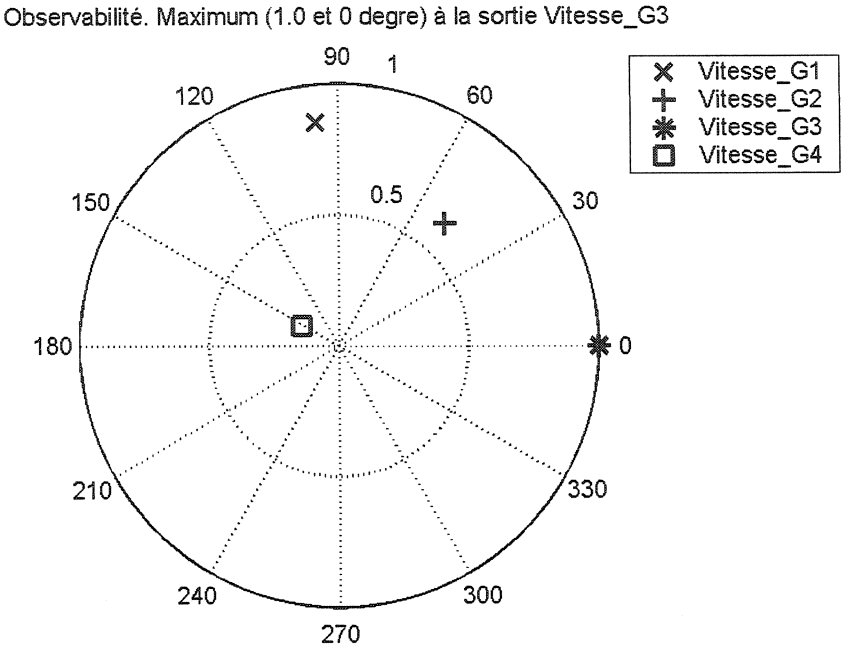


Figure 5-3 : forme modale du mode à 0.2129 Hz



Mode à 0.42723 Hz avec zèta de 0.10297 - am_anderson_rasc_bo

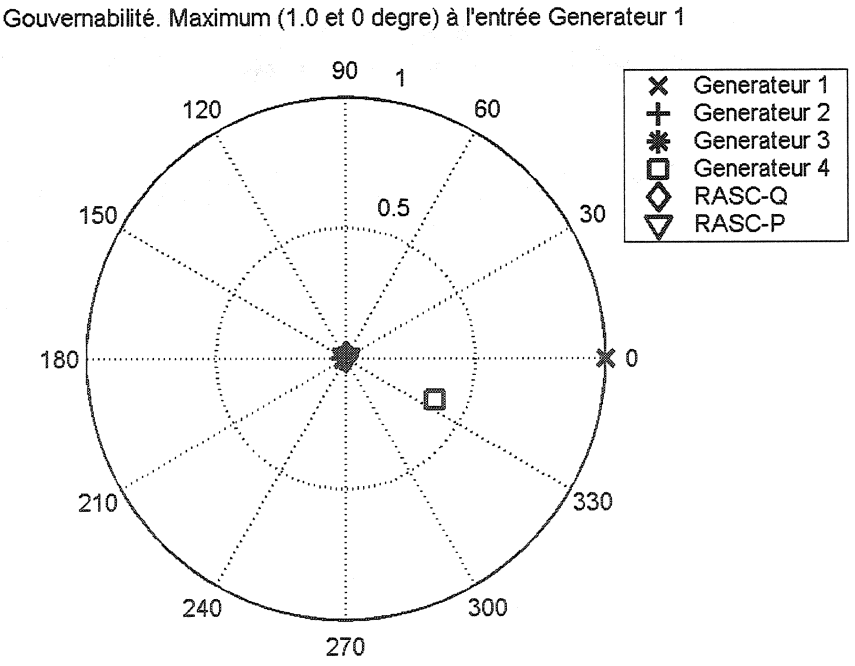
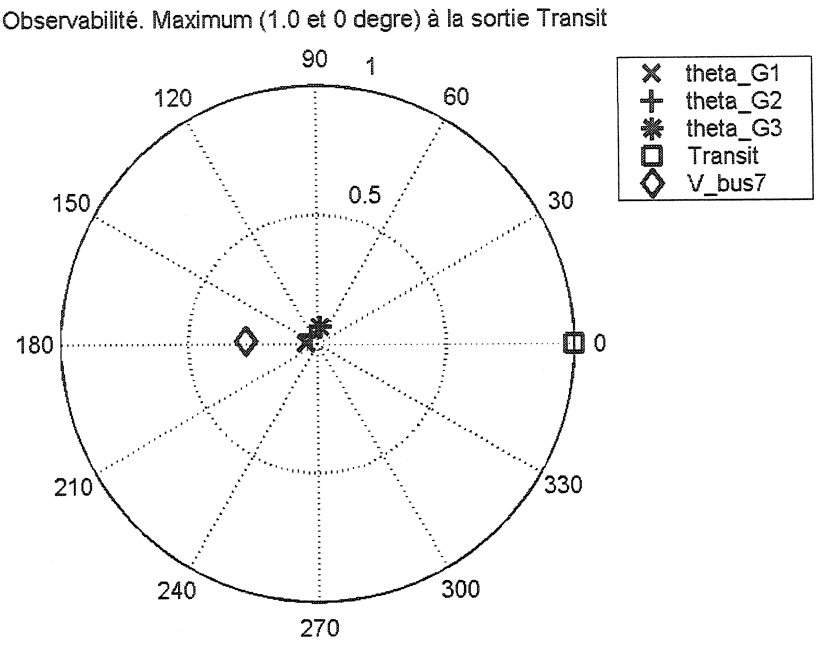


Figure 5-4 : forme modale du mode à 0.4272 Hz



Mode à 0.42546 Hz avec zèta de 0.1116 - am_anderson_rasc_bo

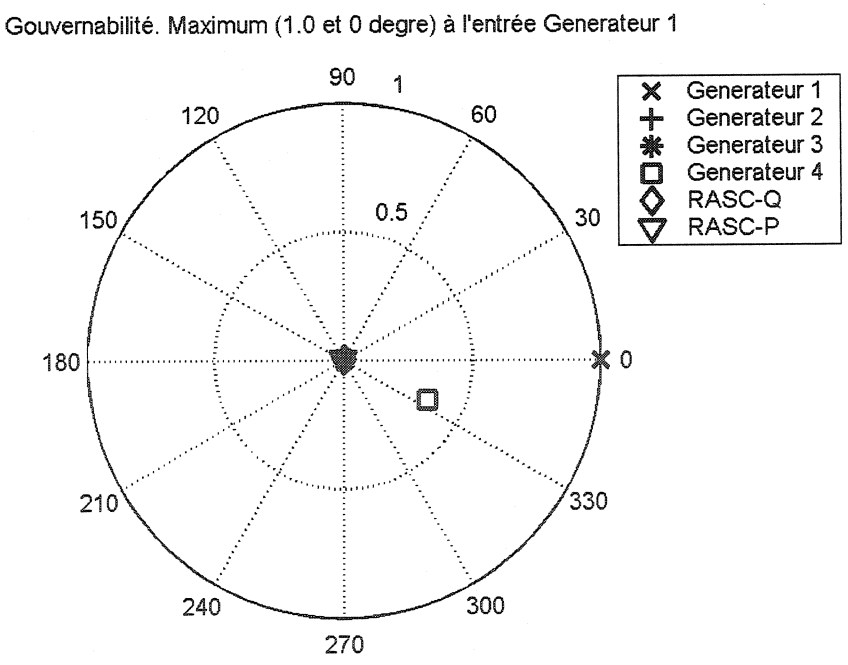
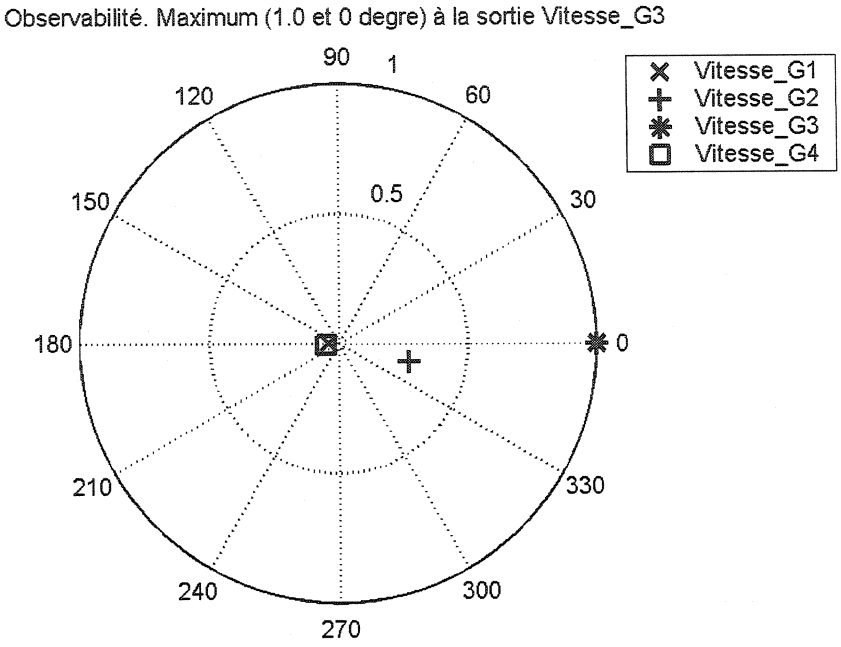


Figure 5-5 : forme modale du mode à 0.4272 Hz



Mode à 0.95439 Hz avec zèta de 0.028023 - am_anderson_rasc_bo

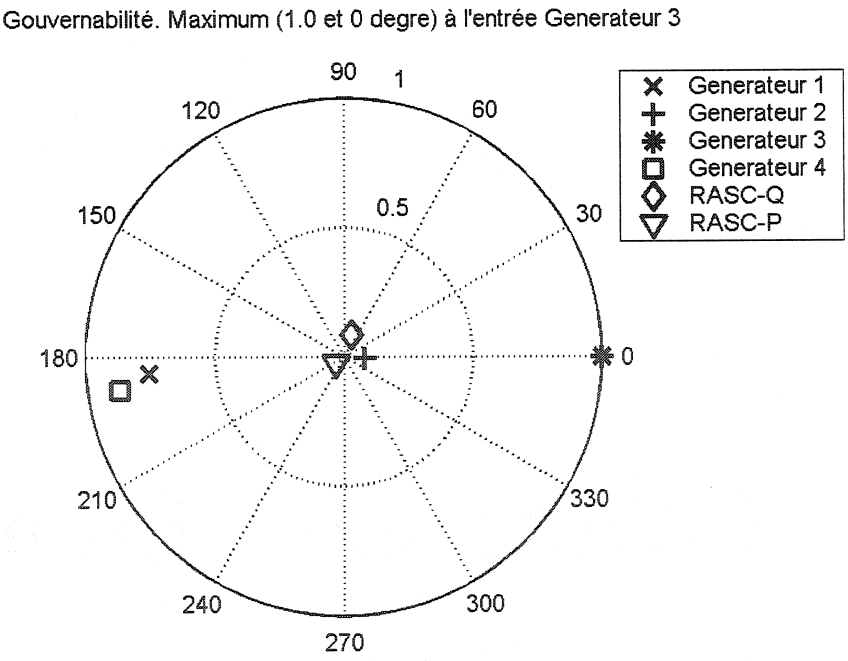
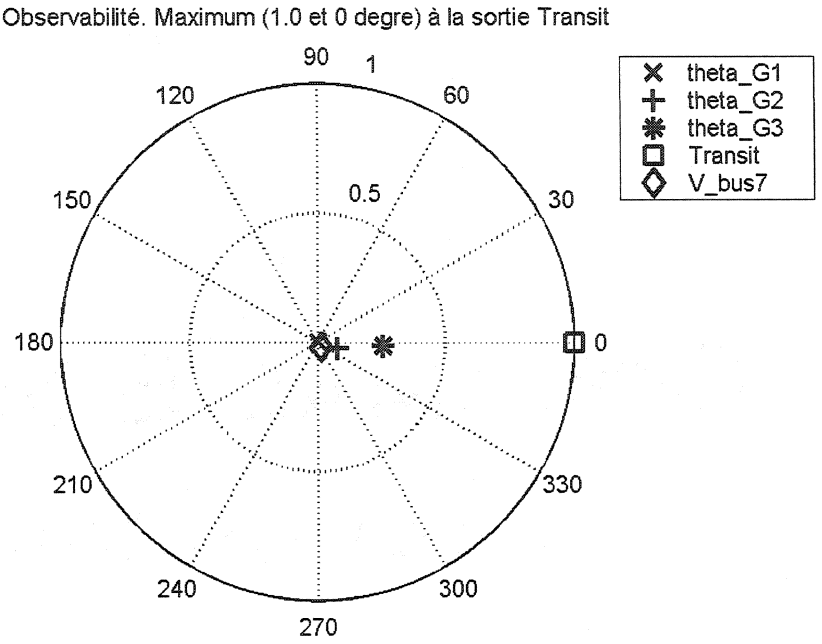


Figure 5-6 : forme modale du mode à 0.9546 Hz



Mode à 0.95466 Hz avec zèta de 0.028308 - am_anderson_rasc_bo

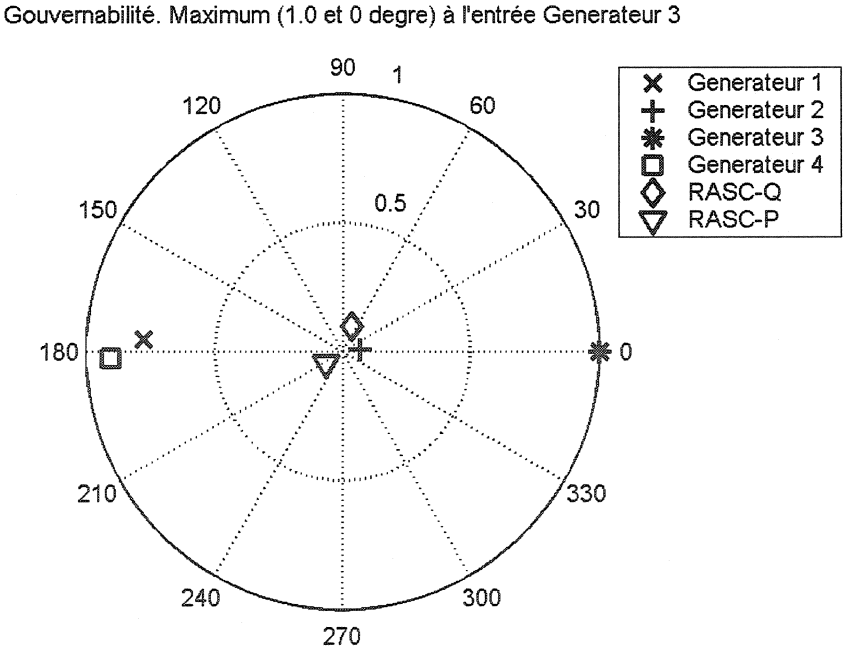


Figure 5-7 : forme modale du mode à 0.9546 Hz

5.2.3 Simulation temporelle du réseau linéarisé

Les différentes figures illustrent les réponses des générateurs 1,2,3,4, à l'application respective d'une impulsion d'amplitude égale à 5% sur les consignes de tension et de puissance du RASC fonctionnant en boucle ouverte, c'est-à-dire sans aucune modulation de consignes. On constate que les oscillations des signaux de vitesse sont plus importantes pour les machines G2, G3 et G4 que la Machine G1. Cela montre que les génératrices des régions réceptrices possèdent une amplitude d'oscillation plus grande que celle des génératrices de la région de départ, dans le cas d'un transfert de puissance d'une région à l'autre. L'amplitude des oscillations est plus élevée dans le cas d'impulsion appliqué sur la consigne de puissance active. On peut anticiper qu'à énergie de commande égale, la modulation de la consigne de puissance active aura un impact plus marqué dans la stabilisation du mode interrégional que la modulation de la consigne de puissance réactive.

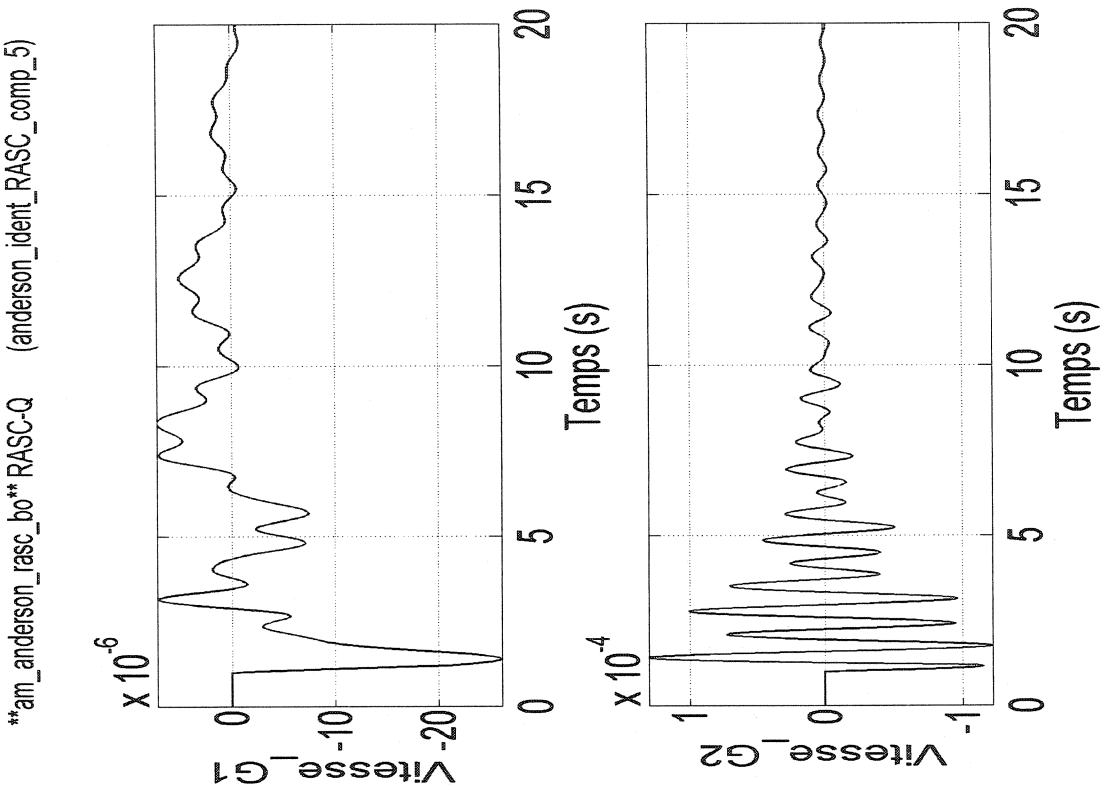


Figure 5-8 : Réponse en vitesse des machines 1 et 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de tension Vss du RASC

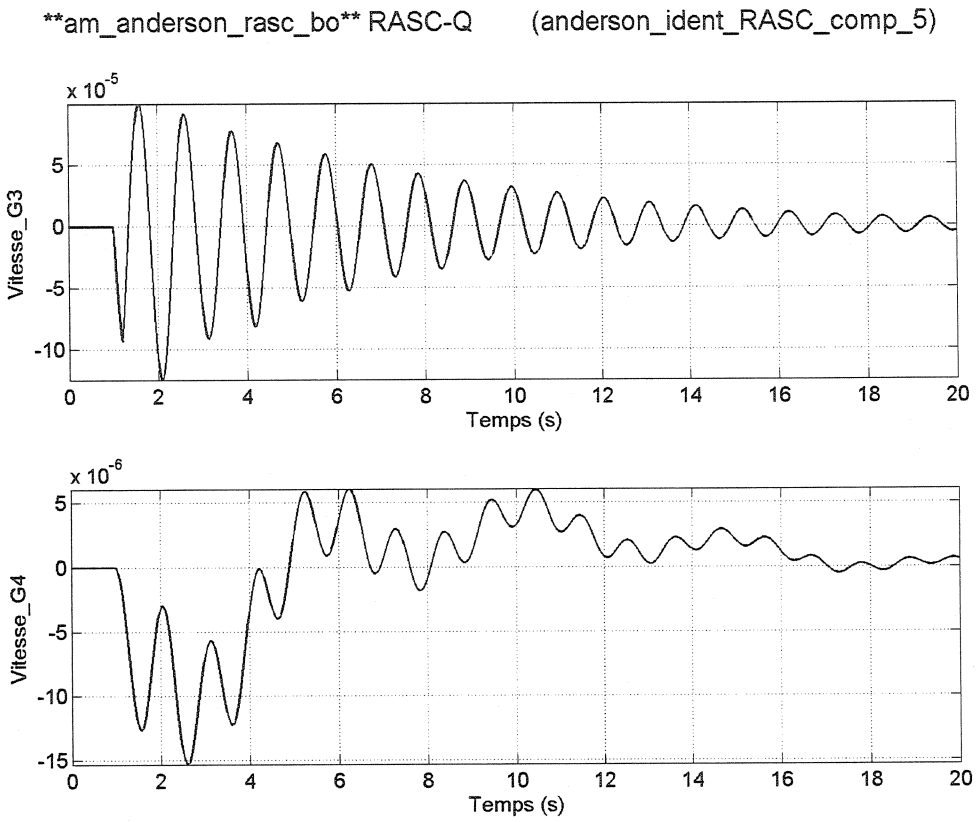


Figure 5-9 : Réponse en vitesse des machines 3 et 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de tension Vss du RASC

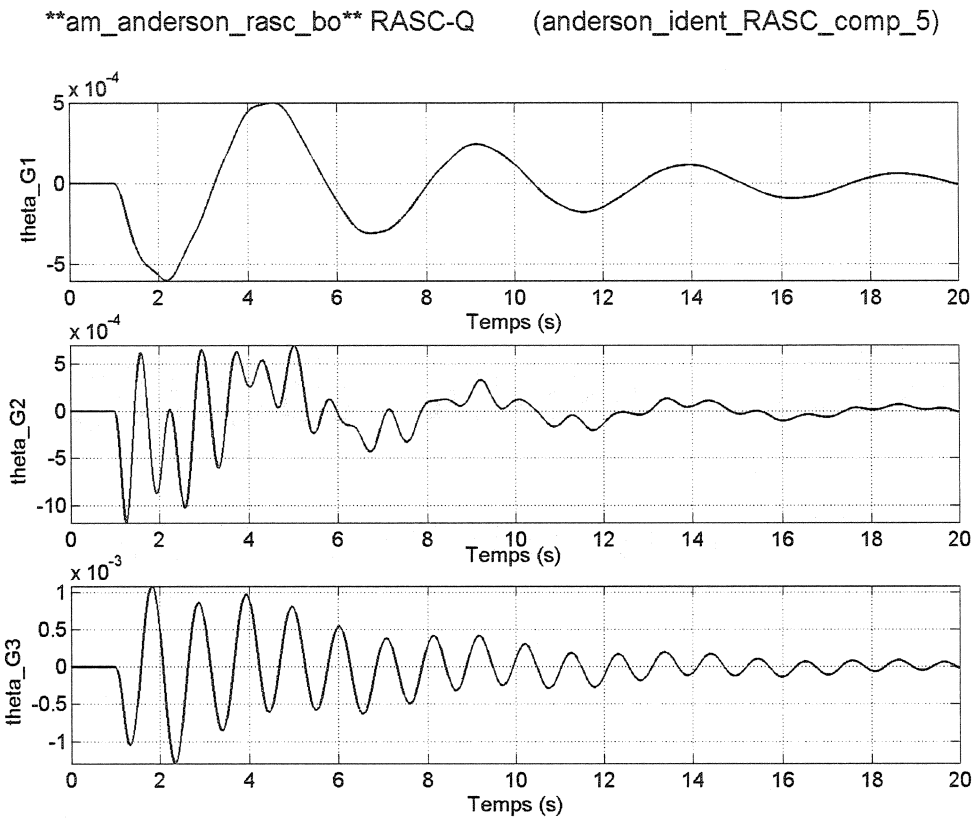


Figure 5-10 : Réponse angulaire des machines 1, 2 et 3 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de tension Vss du RASC

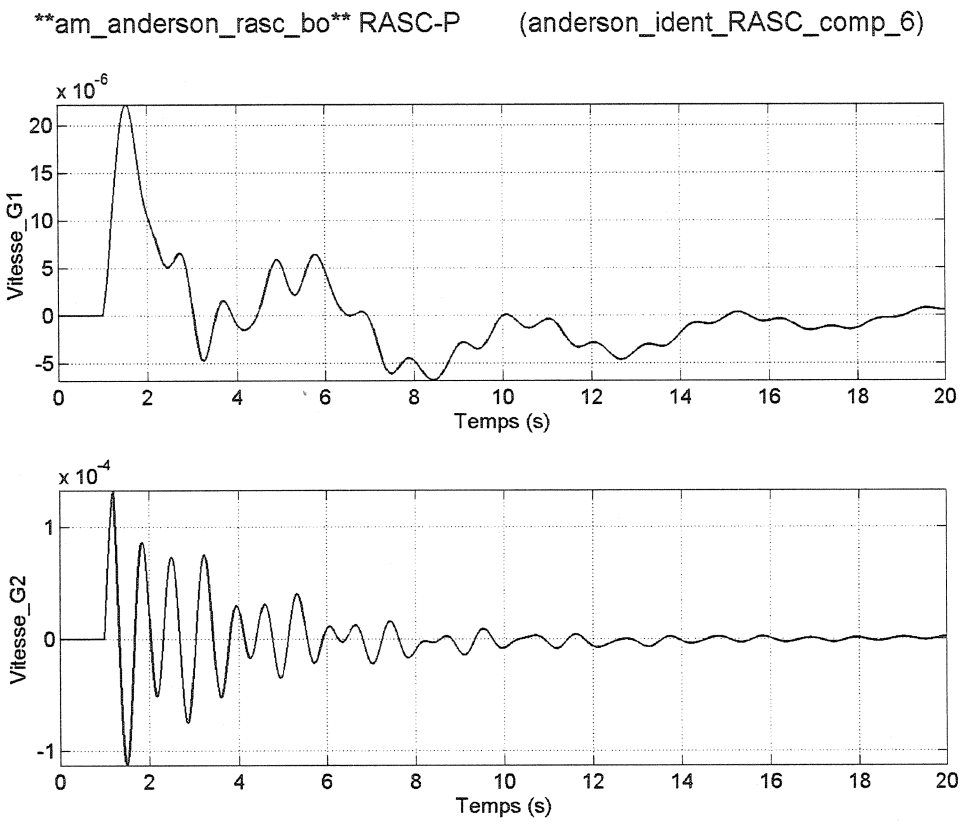


Figure 5-11 : Réponse en vitesse des machines 1 et 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

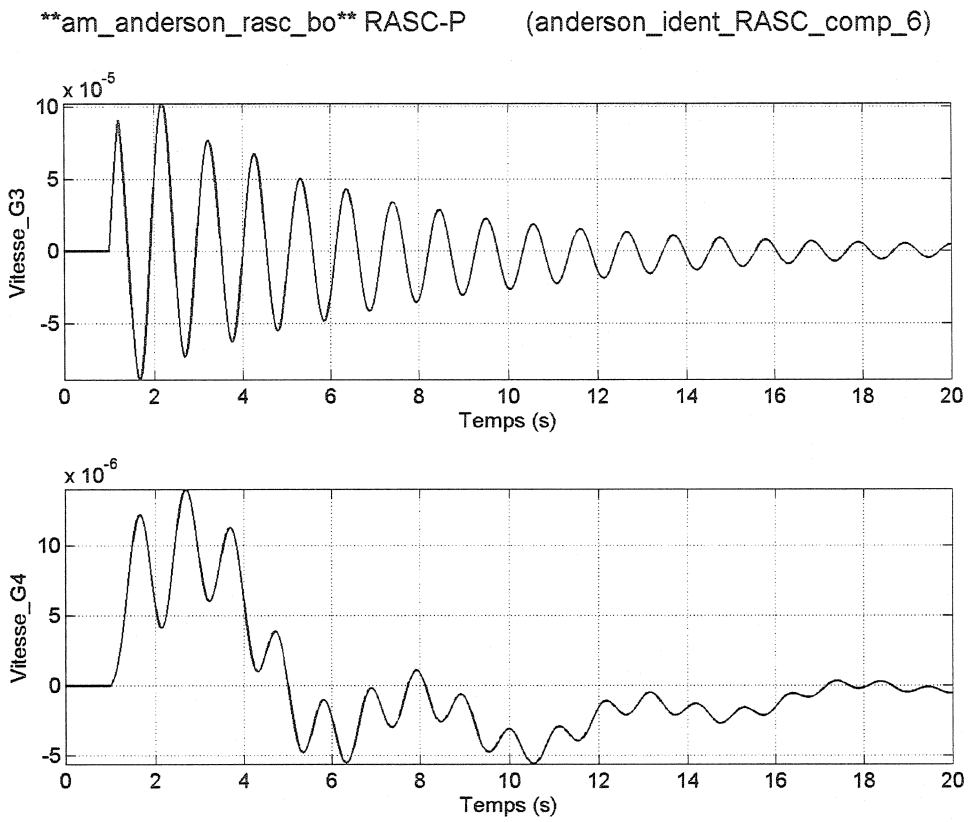


Figure 5-12 : Réponse en vitesse des machines 3 et 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

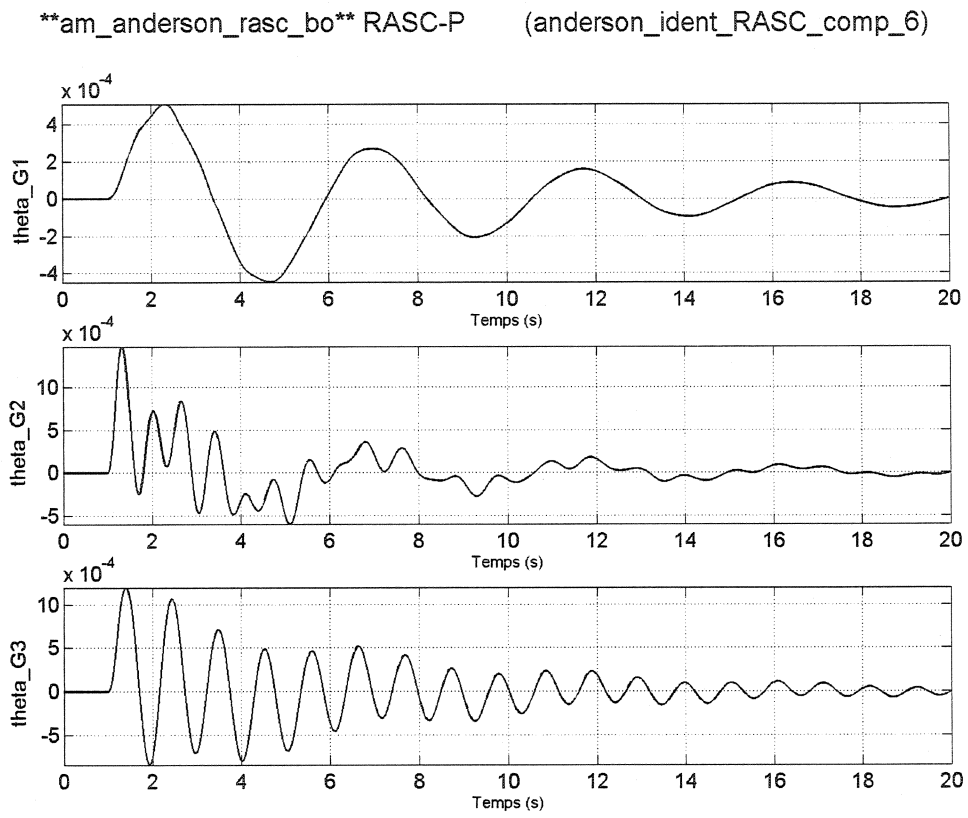


Figure 5-13 : Réponse angulaire des machines 1, 2 et 3 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

5.3 OPTIMISATION DES MODULATIONS DE CONSIGNES

5.3.1 Méthodologie d'optimisation

Dans le chapitre 4, on a présenté deux indices de performance pour l'optimisation des réglages : l'ITAE et l'énergie modale. Ces deux indices ont un impact différent sur l'évolution des paramètres recherchés. L'indice de performance temporelle comme il est décrit dans le chapitre 4.2.1, il va donc chercher que le système en boucle fermée sera rapproche de sa consigne le plus vite possible (voir figure 5.11). Dans le cas, la minimisation de l'énergie modale, celui va aussi faire en sorte que le système en boucle fermée se rapproche de sa consigne mais en minimisant les surfaces des réponses temporelles (voir figure 5.11). Le logiciel permet via des outils d'analyse performants de trouver un bon compromis.

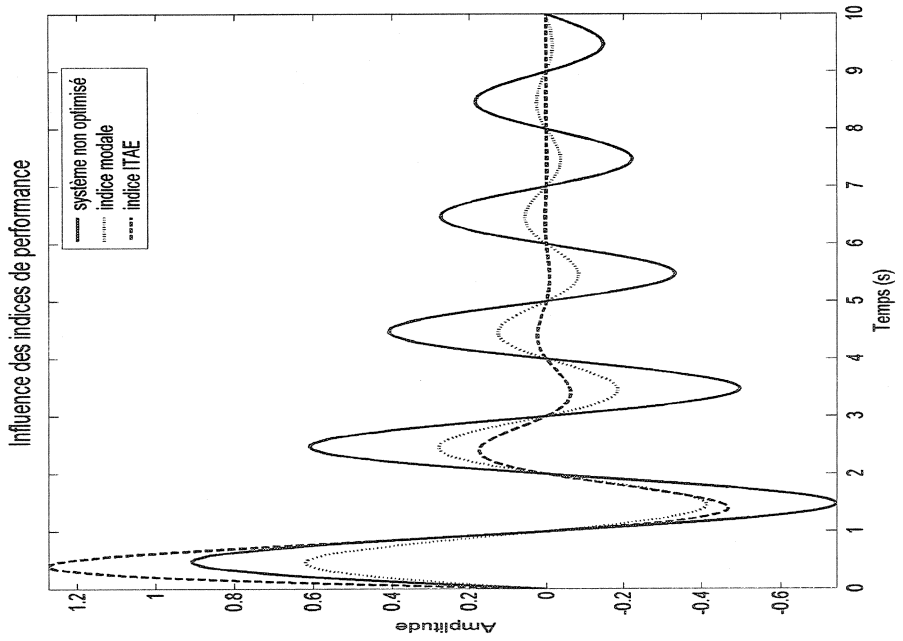


Figure 5-14 : Impact des indices de performances

Par expérience, la première étape est de choisir une structure de régulateur déjà paramétrée. Ensuite, les premiers paramètres qui vont être analysés ce sont les gains de chaque étage du stabilisateur multi-bande. D'après la figure 2-16, ces gains sont représentés par les variables K_B, K_I, K_H. Ensuite, on analysera les constantes de temps représentés par les variables $T_{Bij}, T_{Iij}, T_{Hij}$. On commence par optimiser à l'aide de l'indice performance ITAE et on continue avec l'indice de performance modale.

5.3.2 Optimisation de la consigne de puissance active

a) Valeurs des paramètres

A la figure 5-15, est présentée la structure d'un MB-PSS de vitesse. Dans notre cas le capteur de vitesse sera remplacé par un capteur de puissance. En fait, on va utiliser la puissance de transit de la ligne A. Comme, on s'intéresse à amortir les modes interrégionaux et que le mode le moins amorti est à environ 0.2 Hz, le modulateur de puissance active aura 2 étages : basse fréquence et fréquence intermédiaire. La façon la plus simple dans la conception d'un MB-PSS est l'utilisation d'une approche symétrique dans la synthèse des filtres différentiels de bande. Pour construire un tel filtre différentiel symétrique, les constantes de temps et les gains sont définis selon les relations suivantes (on prend comme exemple la bande intermédiaire, mais la bande basse fréquence utilise les mêmes relations) :

$$\begin{aligned} K_{I11} &= K_{I17} = 1 \\ T_{I2} &= T_{I7} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot F_I \sqrt{R}} \\ T_{I1} &= T_{I2} / R \\ T_{I8} &= T_{I7} \times R \\ K_{I1} &= K_{I2} = \left(R^2 + R\right) / \left(R^2 - 2R + 1\right) \end{aligned} \tag{5.1}$$

K_I représente le gain global de bande de fréquence intermédiaire. F_I représente la fréquence où le gain de l'étage est maximal, on lui associe la constante de temps $T_I = 1/F_I$. Le signal de sortie de l'étage est limité à un certain intervalle de travail prédéterminé. En général, $R = 1.2$ et $K_{I1} = K_{I2} = 66$. Chaque étage est construit à partir du même principe. Pour les gains initiaux, on a utilisé des gains déjà existant dans les références suivantes [10, 31]. Dans la table 5-3, on a répertorié les gains initiaux du MB-PSS pour le modulateur de puissance active. On commence par optimiser le gain global de l'étage intermédiaire avec comme contrainte principale la minimisation coefficient d'amortissement globale, ensuite on utilise toutes les options possibles du logiciel d'optimisation. Dans la table 5-4, on a répertorié les principaux gains du MB-PSS optimisé sachant que le cas 1 correspond au modulateur le plus adéquat obtenu à l'aide de l'algorithme GRG2 et un mélange d'indice de performance modale et temporelle. Le cas 2 représente une optimisation par recuit simulé et une indice de performance modale, le cas 3 a été fait avec l'algorithme génétique et une indice de performance temporelle, le cas 4 est le cas avec les paramètres initiaux et le cas 5 a été effectué avec l'algorithme Matlab V2 et l'indice de performance modale.

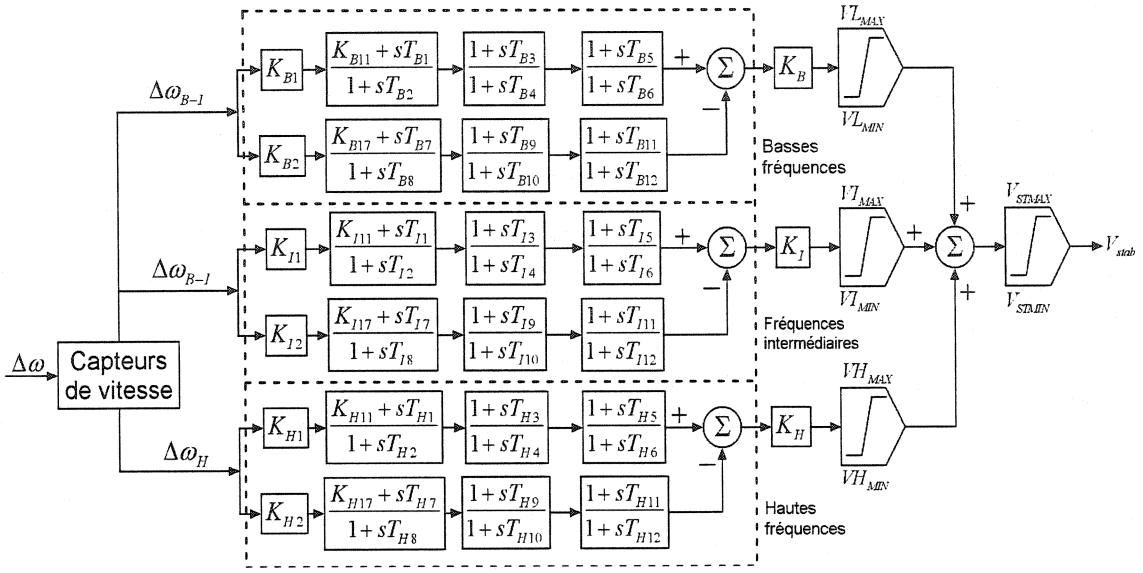


Figure 5-15 : Structure d'un MB-PSS de vitesse

Bande Fréquence Intermédiaire	
TI1	1.00
TI2	1.00
TI3	0.2018
TI4	0.2421
TI5	1.00
TI6	1.00
TI7	1.00
TI8	1.00
TI9	0.2421
TI10	0.2906
TI11	1.00
TI12	1.00
KB11	1.00
KB17	1.00
KB1	66.0
KB2	66.0
KB	2.00

Table 5-3 : Paramètres initiaux du MB-PSS à optimiser

On remarque que les gains des modulateurs optimisés sont négatifs et ont une faible valeur donc l'amortissement supplémentaire observé (Tableau 5-5) dans le

réseau avec la modulation de la consigne de la puissance active s'obtient avec une énergie de commande peu élevée, c'est-à-dire un effort de contrôle peu contraignant. Les gains des saturateurs ont été fixés à 0.15 p.u., ces valeurs sont purement arbitraires. D'après le figures 5-18 à 5-24, on voit très bien que le mode interrégional à 0.2 Hz est très bien amorti sur toutes les signaux de sorties notamment sur l'écart angulaire du générateur 1.

VAR	MIN	CAS1	CAS2	CAS3	CAS4	CAS5	MAX
TB	2.2859	4.5715	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	9.1437
KB	0.5388	1.0776	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.1552
TI	0.1615	0.3229	0.1615	0.1615	0.2421	0.4200	0.6458
KI	-4.0000	-2.0000	-1.5477	-1.0000	2.0000	-1.6457	-1.0000

Table 5-4 Valeurs des principaux paramètres pour le modulateur de puissance active

Bande Basse Fréquence		Bande Fréquence Intermédiaire	
TB1	1.00	TI1	1.00
TB2	1.00	TI2	1.00
TB3	3.6572	TI3	0.2575
TB4	4.5715	TI4	0.3219
TB5	1.00	TI5	1.00
TB6	1.00	TI6	1.00
TB7	1.00	TI7	1.00
TB8	1.00	TI8	1.00
TB9	4.5715	TI9	0.3219
TB10	5.4858	TI10	0.3863
TB11	1.00	TI11	1.00
TB12	1.00	TI12	1.00
KB11	1.00	KI11	0.00
KB17	1.00	KI17	0.00
KB1	66.0	KI1	66.0
KB2	66.0	KI2	66.0
KB	1.0776	KI	-2.00

Table 5-5 : Paramètres complets du modulateur sélectionné

b) Contraintes de robustesse

Avec le tableau 5-5, on peut voir pour chaque cas si les contraintes de robustesse sont respectées. On remarque bien que le cas sélectionné a l'amortissement global le plus grand en valeur absolue.

		MIN	CAS1	CAS2	CAS3	CAS4	CAS5	MAX
Amortissement	min	-Inf	-0.1750	-0.1656	-0.1655	0.0617	-0.1655	-0.1800
Marges gain S	(p.u)	0.5000	0.6435	0.5002	0.6153	0.3395	0.5000	Inf
Marges gain T	(p.u)	0.5000	1.0467	0.6382	0.9177	0.3713	0.8066	Inf
Gains de boucle	(p.u)	0.1000	2.0296	2.1018	1.3580	2.4608	1.4455	Inf
Limite bruit BF	(dB)	-Inf	-28.1795	-53.2821	-57.0762	-47.5378	-44.4509	-10.0000
Limite bruit HF	(dB)	-Inf	-57.1469	-53.0668	-56.8603	-54.3215	-60.7808	-10.0000
Limite saturation	(dB)	0.1000	9.4512	9.7896	4.2079	14.2390	10.1386	100.0000

Table 5-6 : Valeur des contraintes de robustesse pour le modulateur de puissance active

c) Réponses fréquentielles

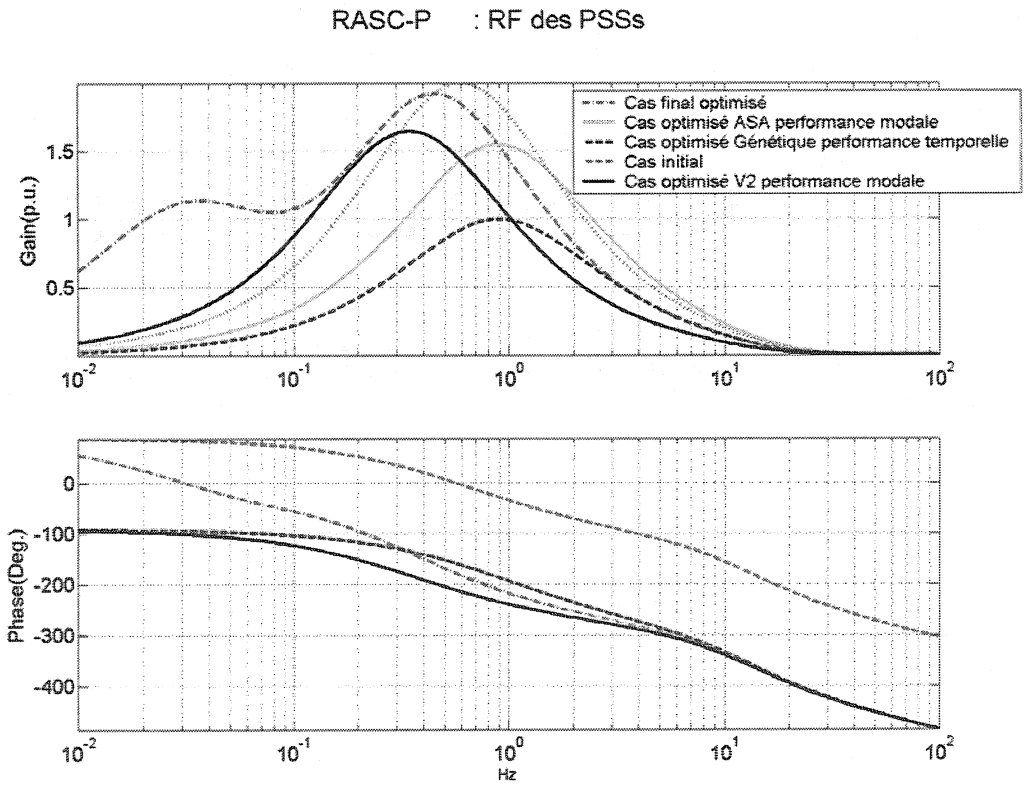


Figure 5-16 : Réponses fréquentielles des modulateurs de puissance active

optimisés

d) Réponse fréquentielle du modulateur sélectionné

Après de longues étapes de calculs et de simplifications on obtient les réponses fréquentielles suivantes :

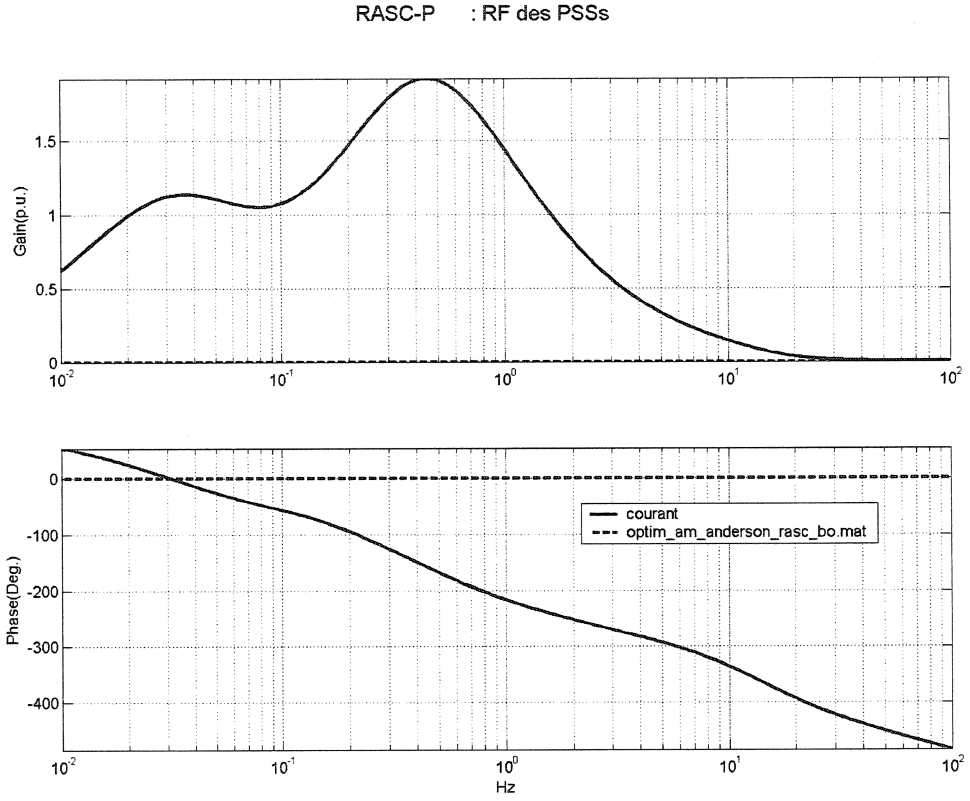


Figure 5-17 : Réponse fréquentielle du modulateur de puissance active

e) Caractérisation du système en boucle fermée

VAR		MIN	CAS1	CAS2	MAX
K3B		0.5388	1.0776	0.0000<	2.1552
K3I		-4.0200	-2.0100	1.0000>	-1.0050

Table 5-7 : Valeur des gains globaux des étages des fréquences basses et intermédiaires

		MIN	CAS1	CAS2	MAX
Amortissement	min	-Inf	-0.1750	-0.1417	-0.1800
Marges gain S	(p.u)	0.5000	0.6418	1.0000	Inf
Marges gain T	(p.u)	0.5000	1.0433	Inf	Inf
Gains de boucle	(p.u)	0.1000	2.0401	0.0000	Inf
Limite bruit BF	(dB)	-Inf	-28.1793	-Inf	-10.0000
Limite bruit HF	(dB)	-Inf	-57.1018	-Inf	-10.0000
Limite saturation	(dB)	0.1000	9.5166	-Inf	100.0000

Table 5-8 : Contraintes d'optimisation pour le modulateur de la puissance active

f) Réponse temporelle des sorties

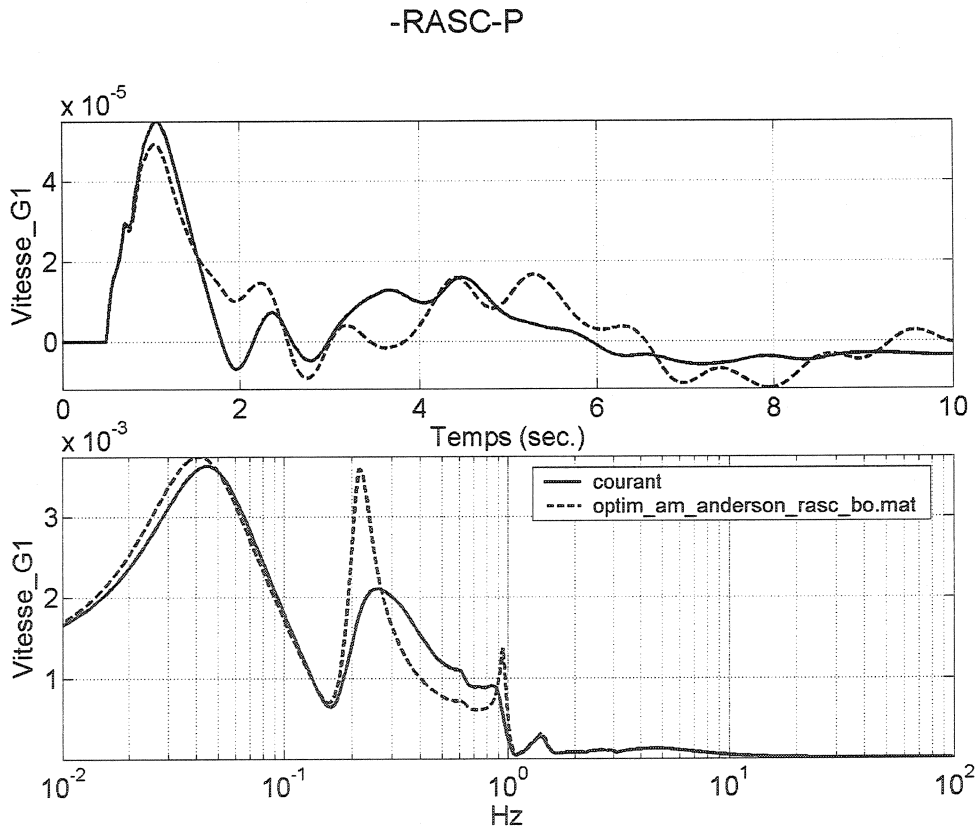


Figure 5-18 : Réponse en vitesse de la machine 1 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

-RASC-P

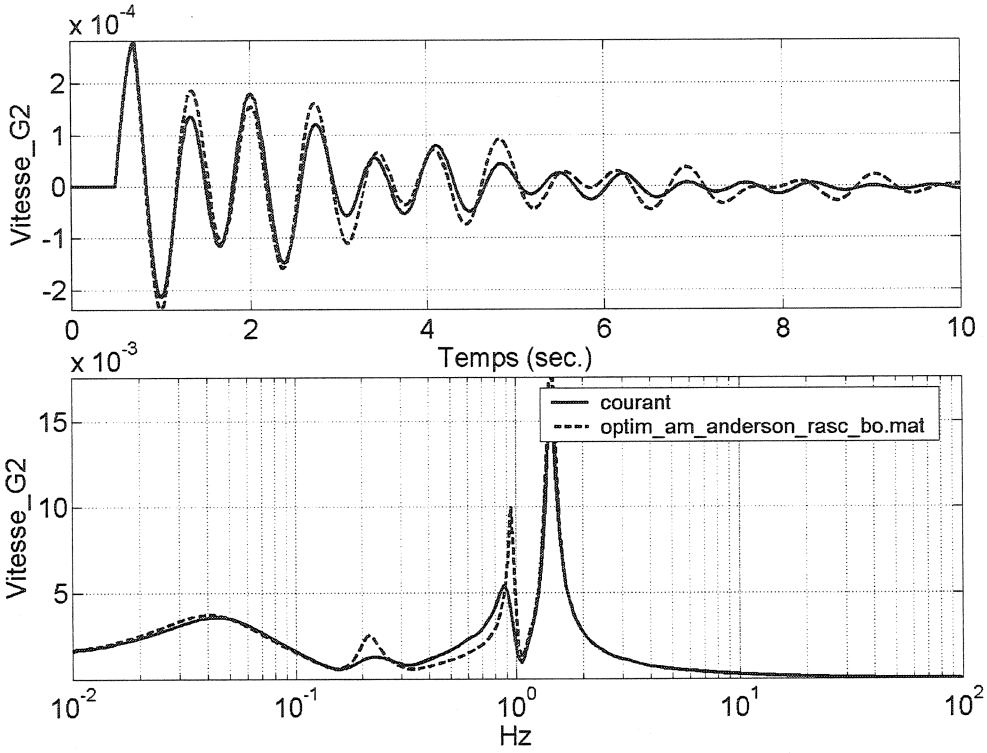


Figure 5-19 : Réponse en vitesse de la machine 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

-RASC-P

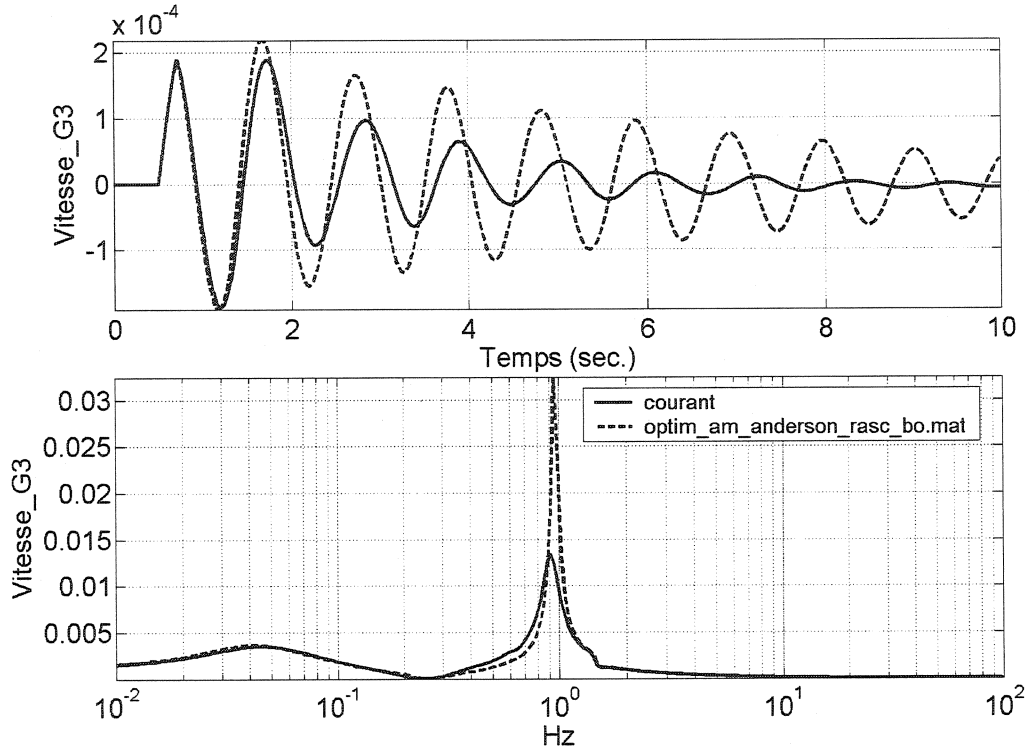


Figure 5-20 : Réponse en vitesse de la machine 3 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

-RASC-P

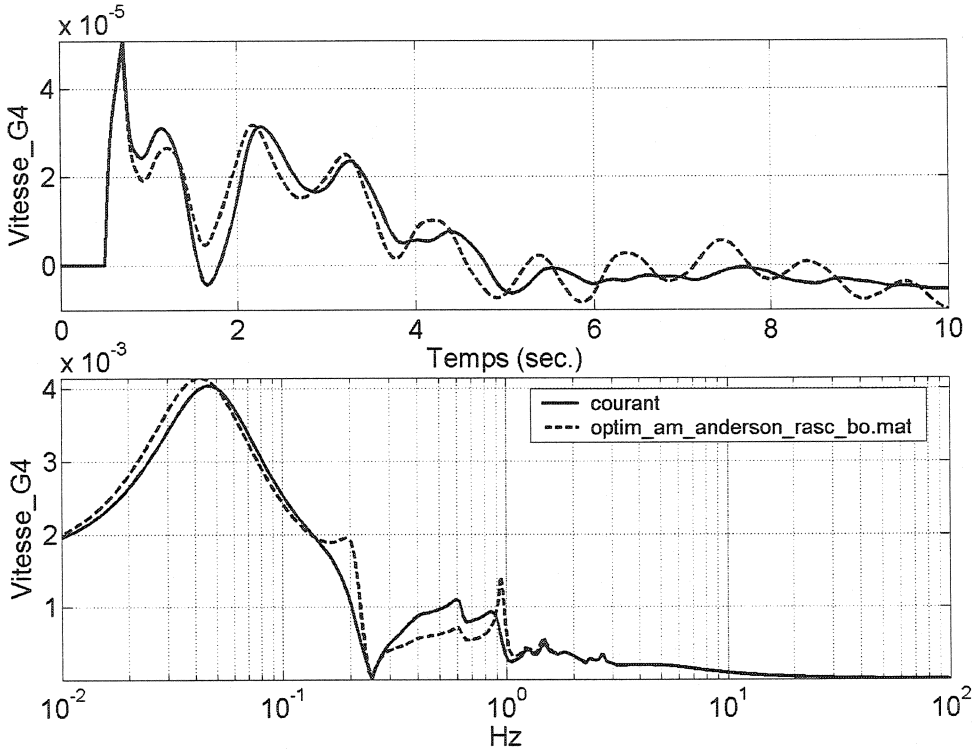


Figure 5-21 : Réponse en vitesse des machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

-RASC-P

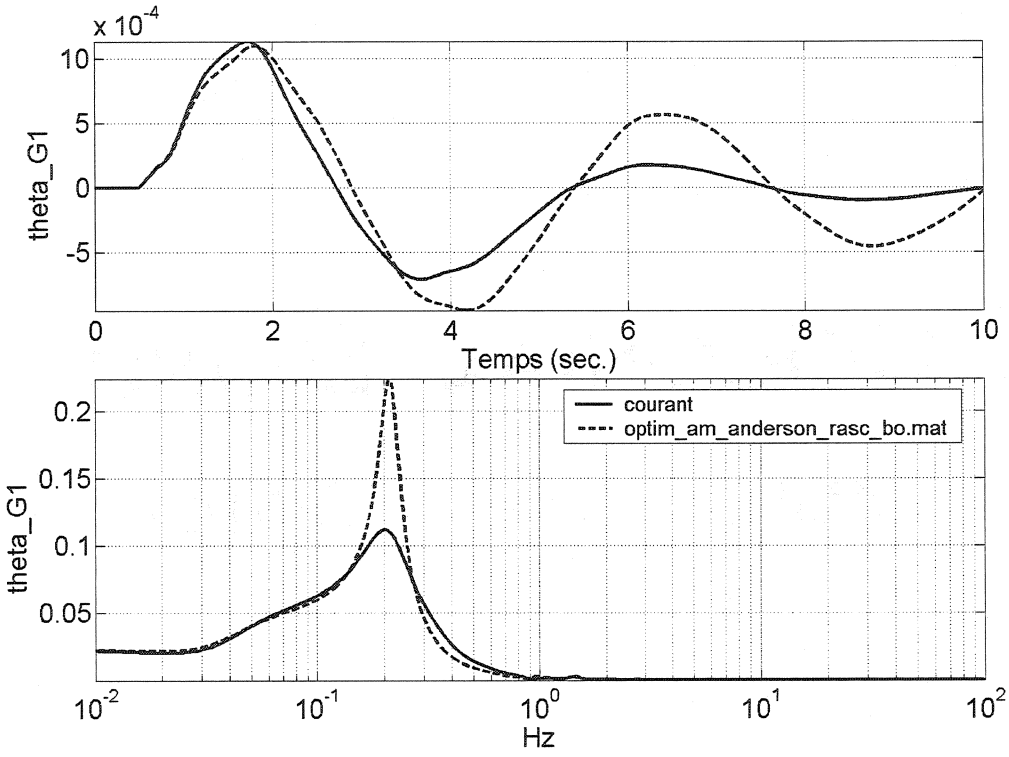


Figure 5-22 : Réponse de l'écart angulaire de la machine 1 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

-RASC-P

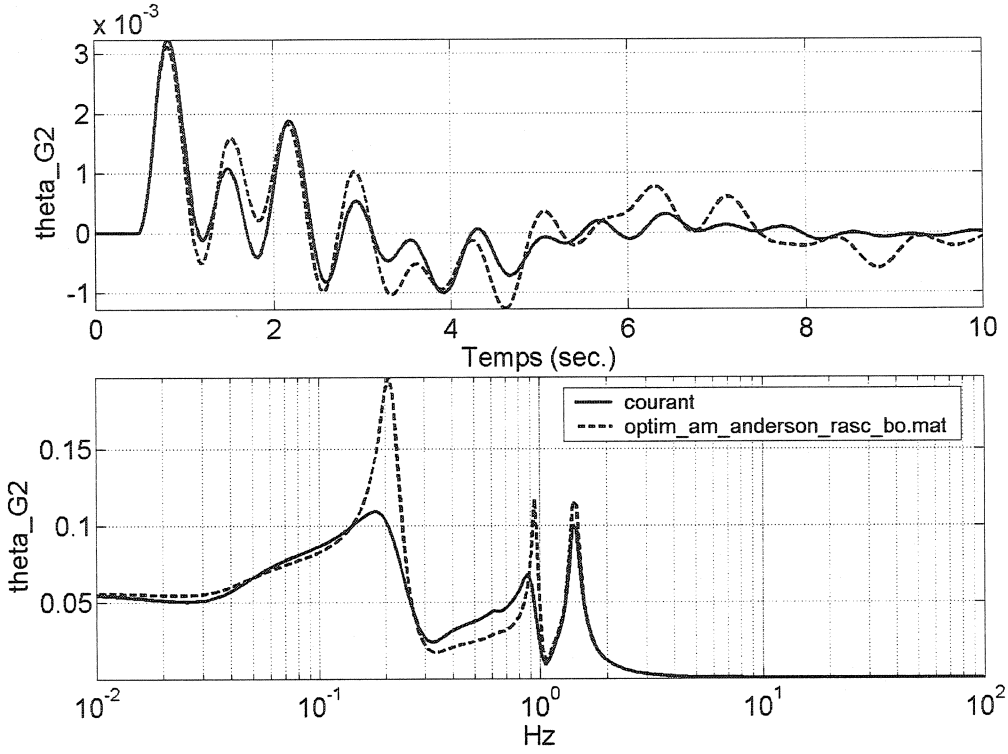


Figure 5-23 : Réponse de l'écart angulaire de la machine 2 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

-RASC-P

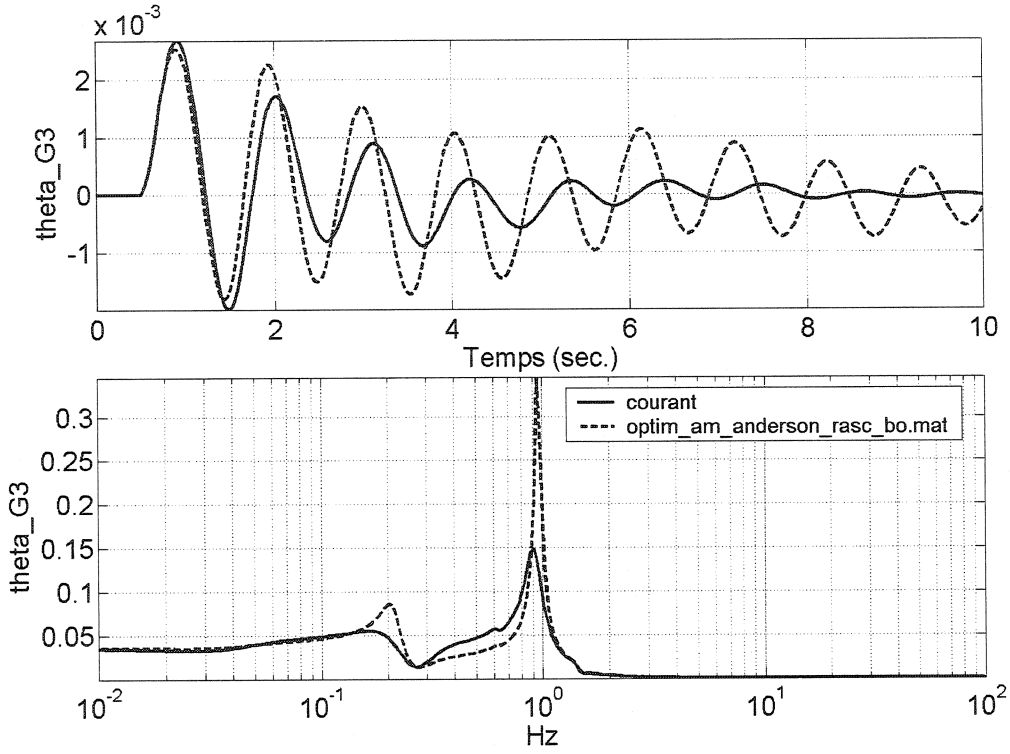


Figure 5-24 : Réponse de l'écart angulaire de la machine 3 vs la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de puissance active Pss du RASC

5.3.3 Optimisation de la consigne de puissance réactive

a) Valeur des paramètres

Dans notre cas le capteur de puissance sera remplacé par un capteur de tension. En fait, on va utiliser la tension de la barre d'attache du RASC (Barre 7). D'après l'étude gouvernabilité et d'observabilité, le signal de tension n'est pas ce qu'il y a de mieux donc on peut anticiper que les gains globaux vont être plus grand que ceux de la branche de puissance active. En outre, ce choix de signal est du au fait qu'on utilise les principes de commande décentralisé d'où on doit utiliser des signaux locaux.

Dans la table 5-10, on a répertorié les gains initiaux du MB-PSS pour le modulateur de puissance active. On commence par optimiser le gain global de l'étage intermédiaire avec comme contrainte principale la minimisation coefficient d'amortissement globale, ensuite on utilise toutes les options possibles du logiciel d'optimisation. Dans la table 5-9, on a répertorié les principaux gains du MB-PSS optimisé sachant que le cas 3 correspond au modulateur le plus adéquat obtenu à l'aide de l'algorithme GRG2 et un mélange d'indice de performance modale et temporelle. Le cas 2 représente une optimisation par recuit simulé et une indice de performance modale, le cas 4 est le cas avec les paramètres initiaux et le cas 1 a été effectué avec l'algorithme Matlab V2 et l'indice de performance modale sur deux étages. *On remarque qu'il y a des coefficients pour deux étages, mais seulement dans le cas 1. Dans le reste des tests il n'y a qu'un étage et même si les gains sont décris avec la lettre B en indice il faut les considérer comme dans la bande de fréquence intermédiaire.* D'après le tableau 5-11, on note que par rapport le cas initial, l'amortissement global c'est bien améliorer. Néanmoins, avec les figures des réponses temporelles (5-27 à 5-33), on note que la branche réactive à moins d'impact sur le mode interrégional de 0.2 Hz. De toute manière, dans la globalité les signaux

sont meilleurs qu'avec la boucle ouverte et c'est bien là l'essentiel.

VAR	MIN	CAS1	CAS2	CAS3	CAS4	MAX
TB	1.2108	2.4215	0.1551	0.5000	1.0000	4.8430
KB	-20.0000	10.0000	34.0130	26.8022	0.0000	-5.0000
TI	0.0775	0.1551	1.0000	1.0000	0.3420	0.3101
KI	17.0000	34.0000	0.0000	0.0000	50.0000	68.0000

Table 5-9 : Valeurs des principaux paramètres pour le modulateur de puissance réactive

Bande Fréquence Intermédiaire		Bande Fréquence	
TI1	1.00	TI1	1.00
TI2	1.00	TI2	1.00
TI3	0.1368	TI3	0.4000
TI4	0.3420	TI4	0.5000
TI5	1.00	TI5	1.00
TI6	1.00	TI6	1.00
TI7	1.00	TI7	1.00
TI8	1.00	TI8	1.00
TI9	0.3420	TI9	0.5000
TI10	0.1710	TI10	0.6000
TI11	1.00	TI11	1.00
TI12	1.00	TI12	1.00
KI11	1.00	KI11	1.00
KI17	1.00	KI17	1.00
KI1	66.0	KI1	66.0
KI2	66.0	KI2	66.0
KI	50.00	KI	26.80

Table 5-10 : Paramètres initiaux et sélectionnés du MB-PSS

b) *Contraintes de robustesse*

		MIN	CAS1	CAS2	CAS3	CAS4	MAX
Amortissement	min	-Inf	-0.1526	-0.1658	-0.1673	-0.0932	-0.1800
Marges gain S	(p.u)	0.5000	0.6498	0.6549	0.5166	0.2394	Inf
Marges gain T	(p.u)	0.5000	1.3169	1.4346	1.0142	0.3122	Inf
Gains de boucle	(p.u)	0.1000	1.4383	1.4596	0.8446	1.6053	Inf
Limite bruit BF	(dB)	-Inf	-34.0722	-47.0406	-38.9506	-36.8279	-10.0000
Limite bruit HF	(dB)	-Inf	-38.4323	-38.5886	-50.7610	-42.0542	-10.0000
Limite saturation	(dB)	0.1000	32.9192	32.7596	34.2906	45.8682	100.0000

Table 5-11 : Contraintes d'optimisation pour le modulateur de la puissance réactive

c) *Réponses fréquentielles*

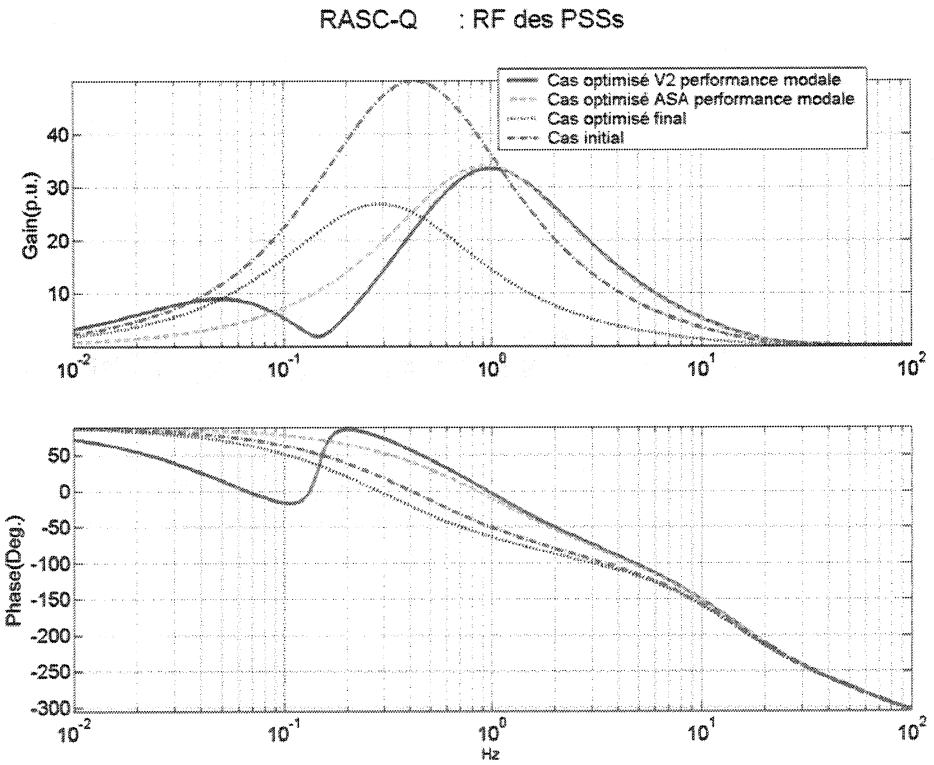


Figure 5-25 : Réponses fréquentielles des modulateurs de puissance réactive optimisés

d) Réponse fréquentielle du modulateur sélectionné

Après de longues étapes de calculs et de simplifications on obtient les réponses fréquentielles suivantes :

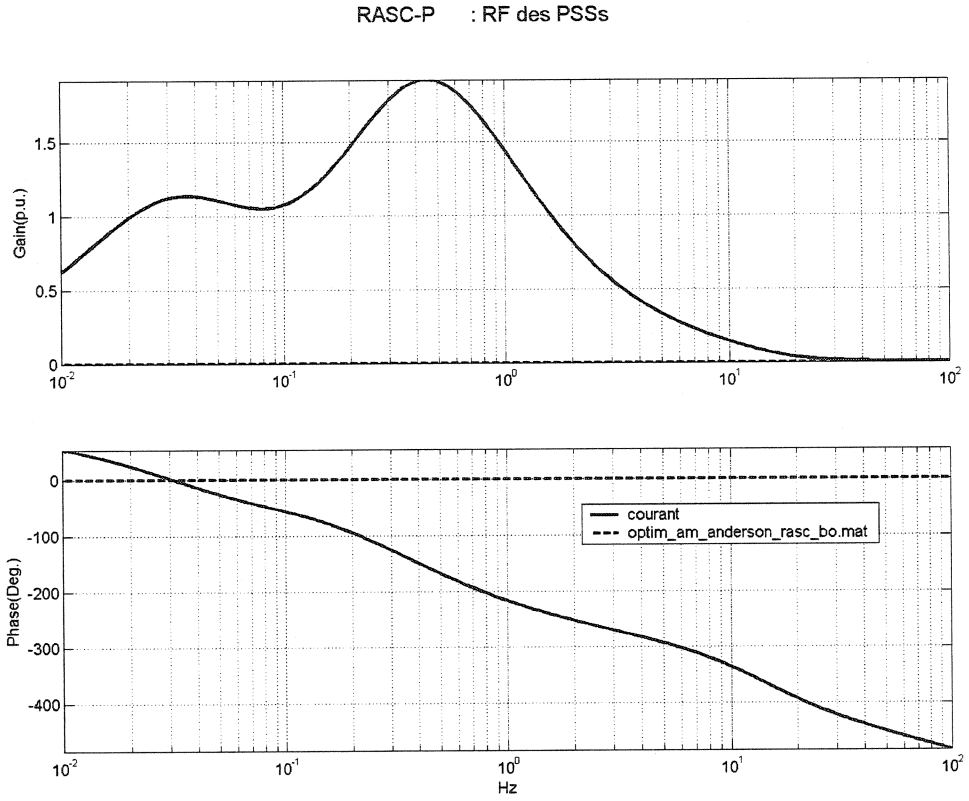


Figure 5-26 : Réponse fréquentielle du modulateur de tension

e) Caractérisation du système en boucle fermée

VAR		MIN	CAS1	CAS2	MAX
TI		0.5000	0.5000	4.5715	5.0000
KI		0.0000	26.8022	0.0000	100.0000

Table 5-12 : Valeur des gains globaux de l'étage des fréquences intermédiaires

		MIN	CAS1	CAS2	MAX
Amortissement	min	-Inf	-0.1673	-0.1417	-0.1800
Marges gain S	(p.u)	0.5000	0.5166	1.0000	Inf
Marges gain T	(p.u)	0.5000	1.0142	Inf	Inf
Gains de boucle	(p.u)	0.1000	0.8446	0.0000	Inf
Limite bruit BF	(dB)	-Inf	-38.9506	-Inf	-10.0000
Limite bruit HF	(dB)	-Inf	-50.7610	-Inf	-10.0000
Limite saturati	on (dB)	0.1000	34.2906	-Inf	100.0000

Table 5-13 : Contraintes d'optimisation pour le modulateur de la tension

f) Réponse temporelle des sorties

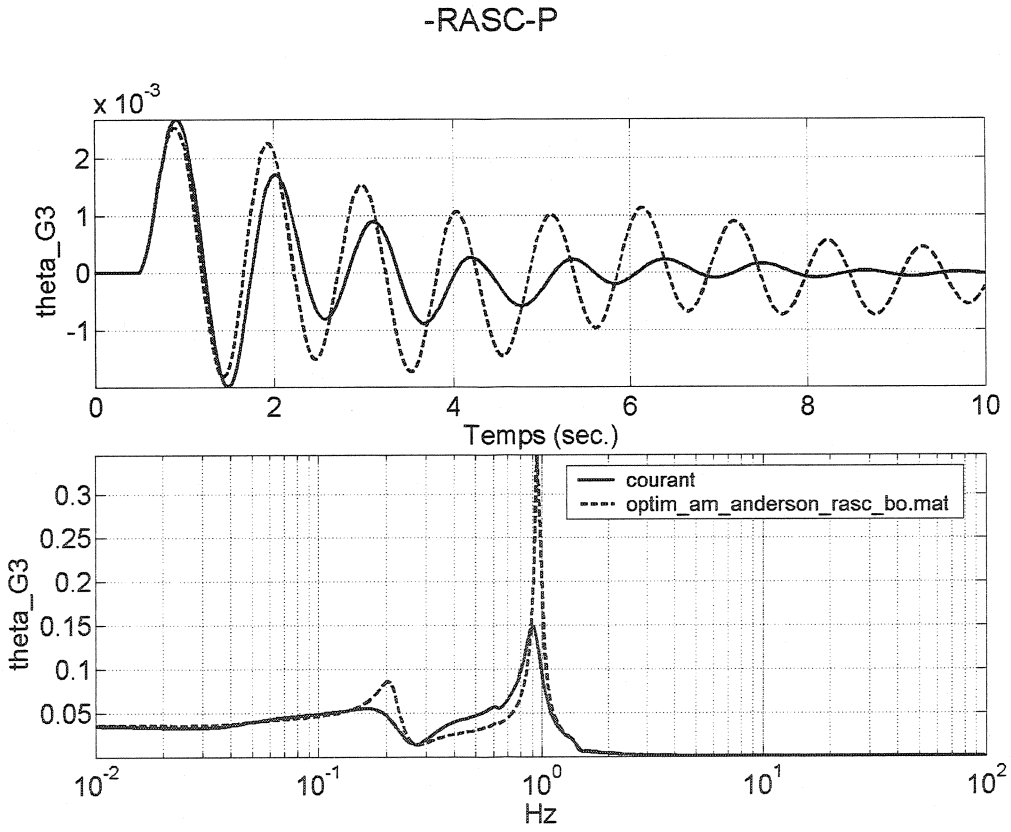


Figure 5-27 : Réponse en angle de la machines 3 vs 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

-RASC-P

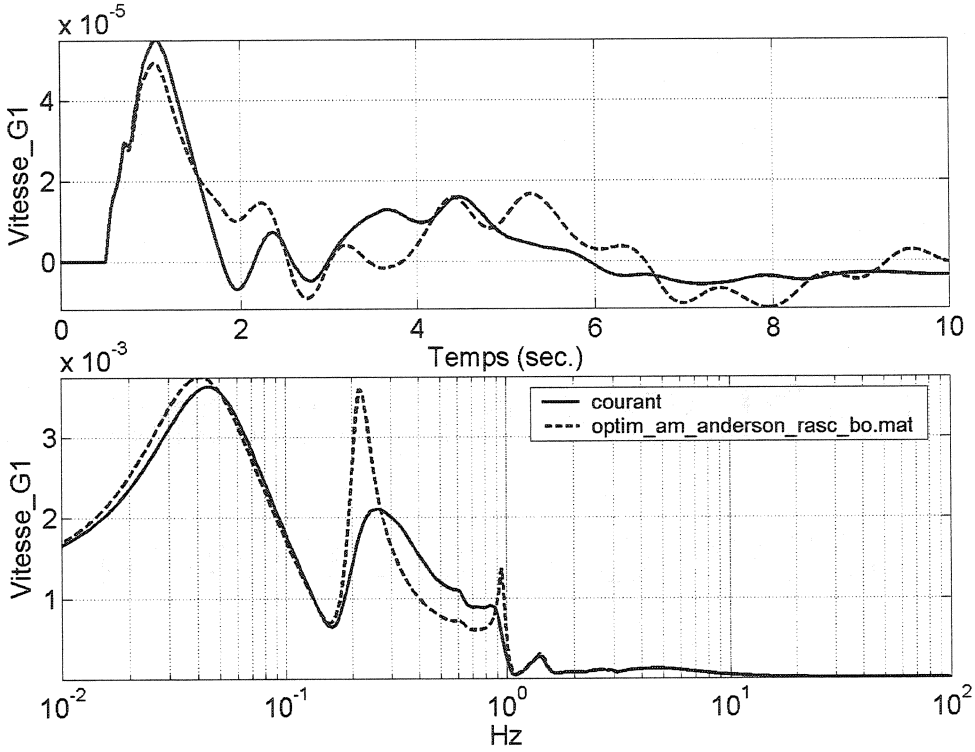


Figure 5-28 : Réponse en vitesse des machines 1 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

-RASC-P

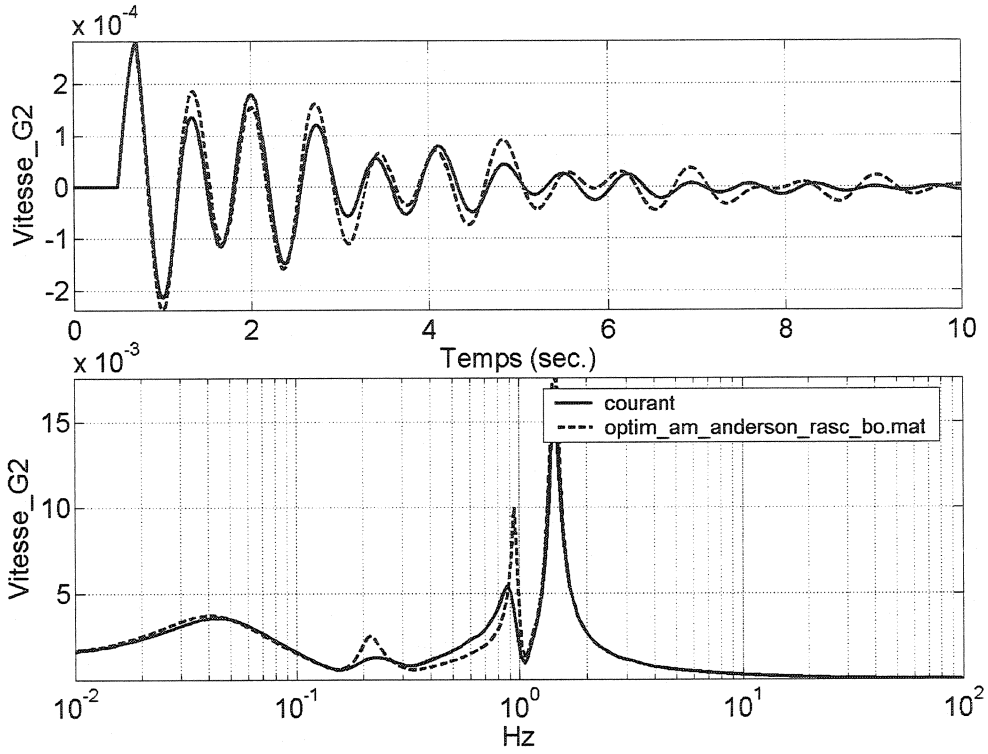


Figure 5-29 : Réponse en vitesse de la machines 2 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

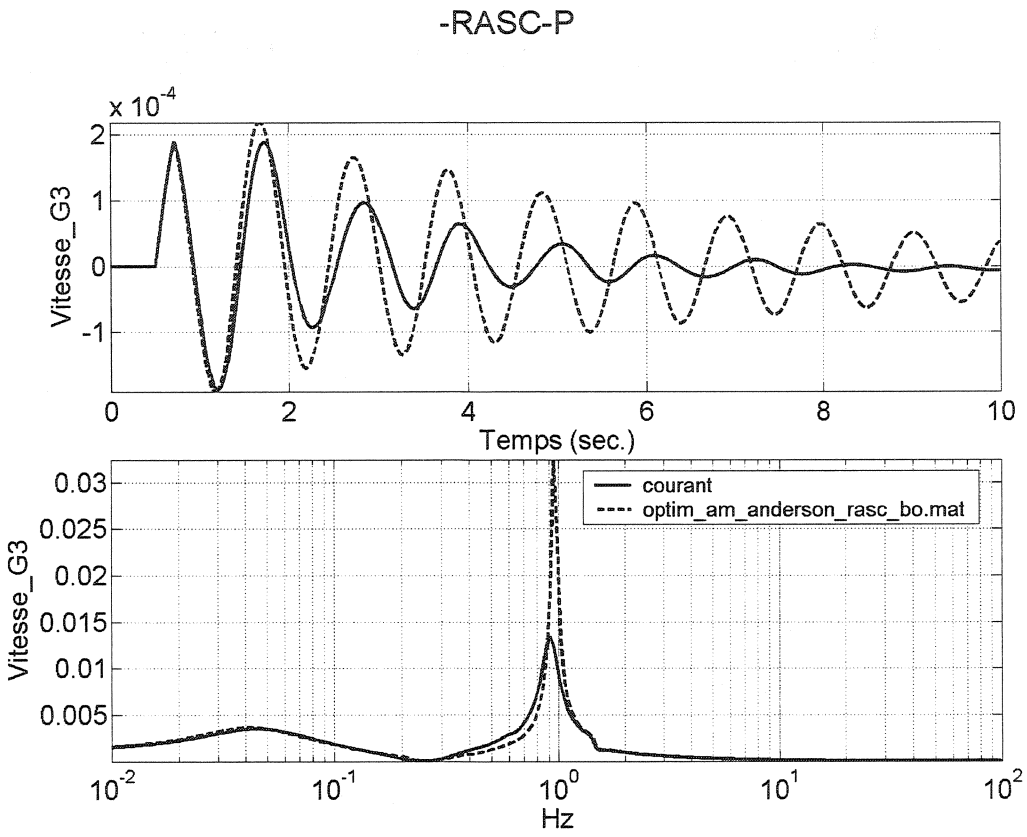


Figure 5-30 : Réponse en vitesse de la machine 3 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

-RASC-P

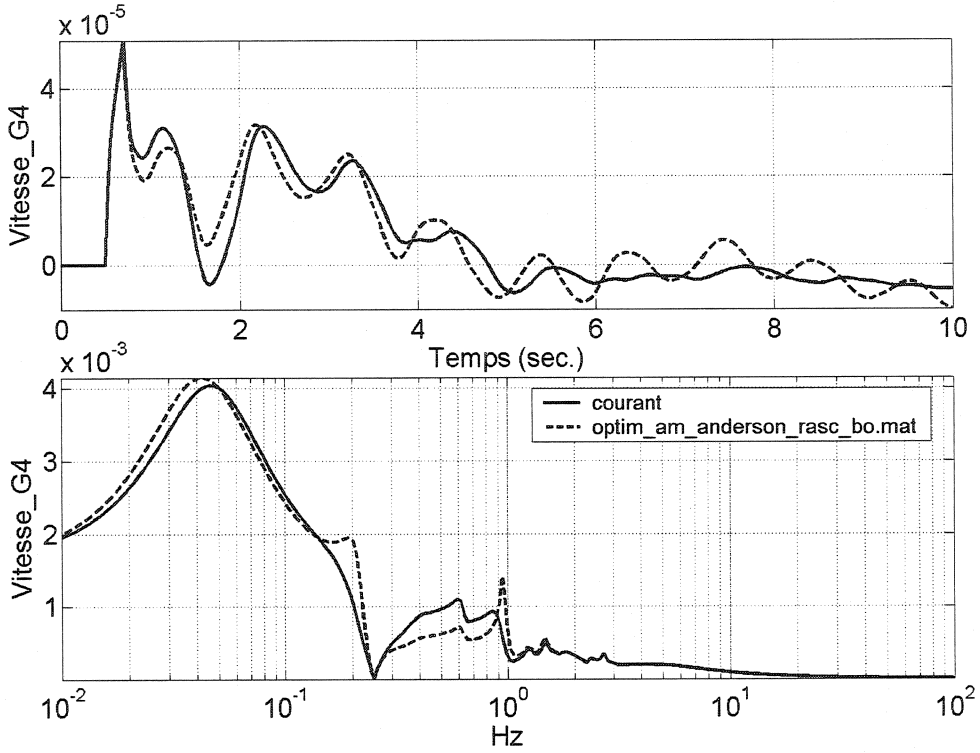


Figure 5-31 : Réponse en vitesse de la machine 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

-RASC-P

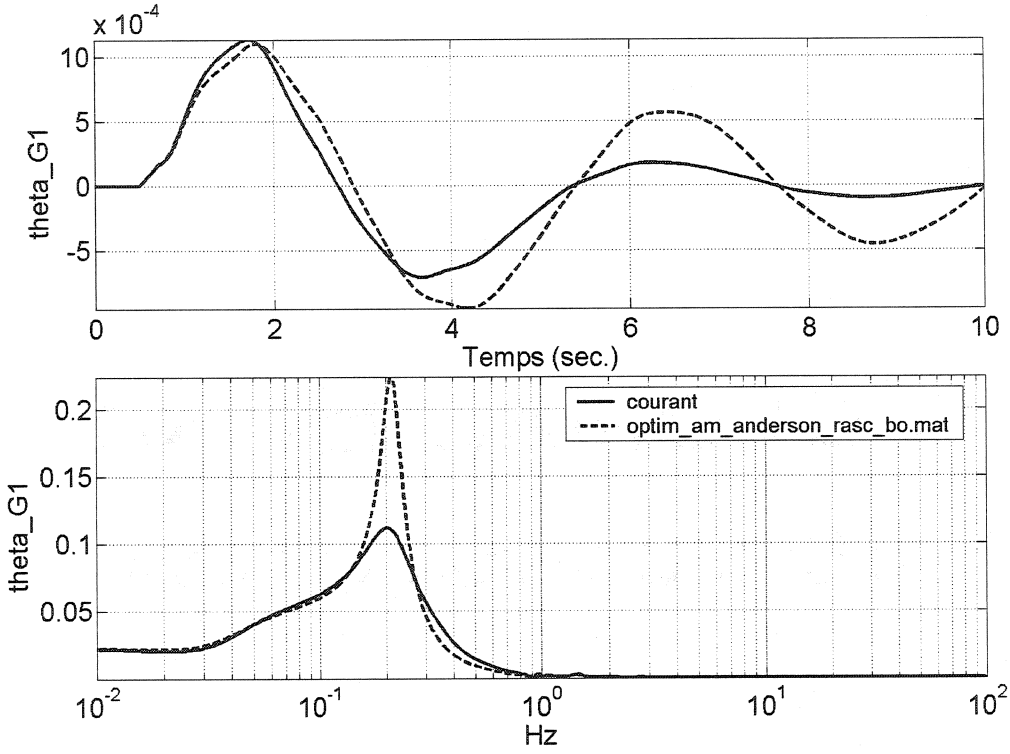


Figure 5-32 : Réponse en angle de la machines 1 vs 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

-RASC-P

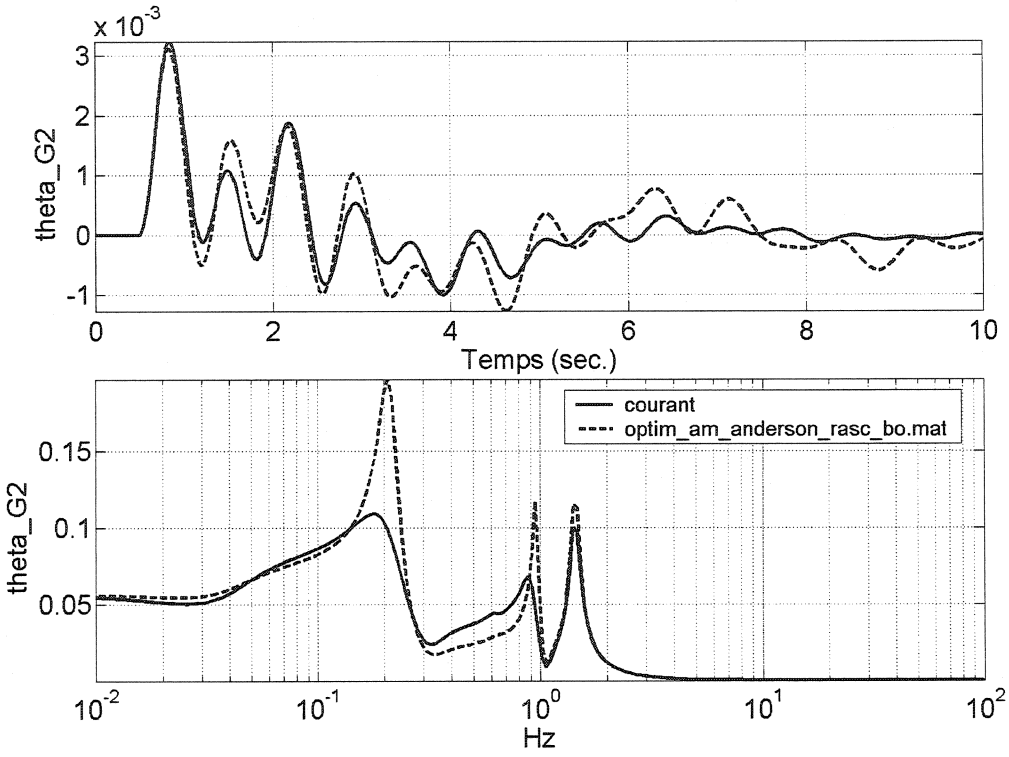


Figure 5-33 : Réponse en angle de la machines 2 vs 4 à une impulsion de 5% sur la consigne de la tension Vss du RASC

5.4 SIMULATIONS NON LINÉAIRES

5.4.1 Impact des variations de consignes

Pour analyser l'efficacité du réglage, on effectue une variation de 10% sur les consignes Vref et Pref, on observe les vitesses et les écarts angulaires. Ces simulations ont été effectuées avec le modèle simulink et non avec le modèle linéarisé. On nomme RASC P, le RASC avec la modulation de puissance active. Le RASC Q représente celui avec la modulation de la puissance réactive (ou de tension). Le RASC P-Q est celui qui contient les deux types de modulations en même temps. On note sur les figures 5-35 à 5-48, qu'à chaque fois qu'on active une branche de modulation le signal de sortie est de mieux en mieux amorti. On peut donc admirer l'efficacité de l'optimisation pour l'analyse « petit signal ».

a) Variation de 10% de la consigne Vref

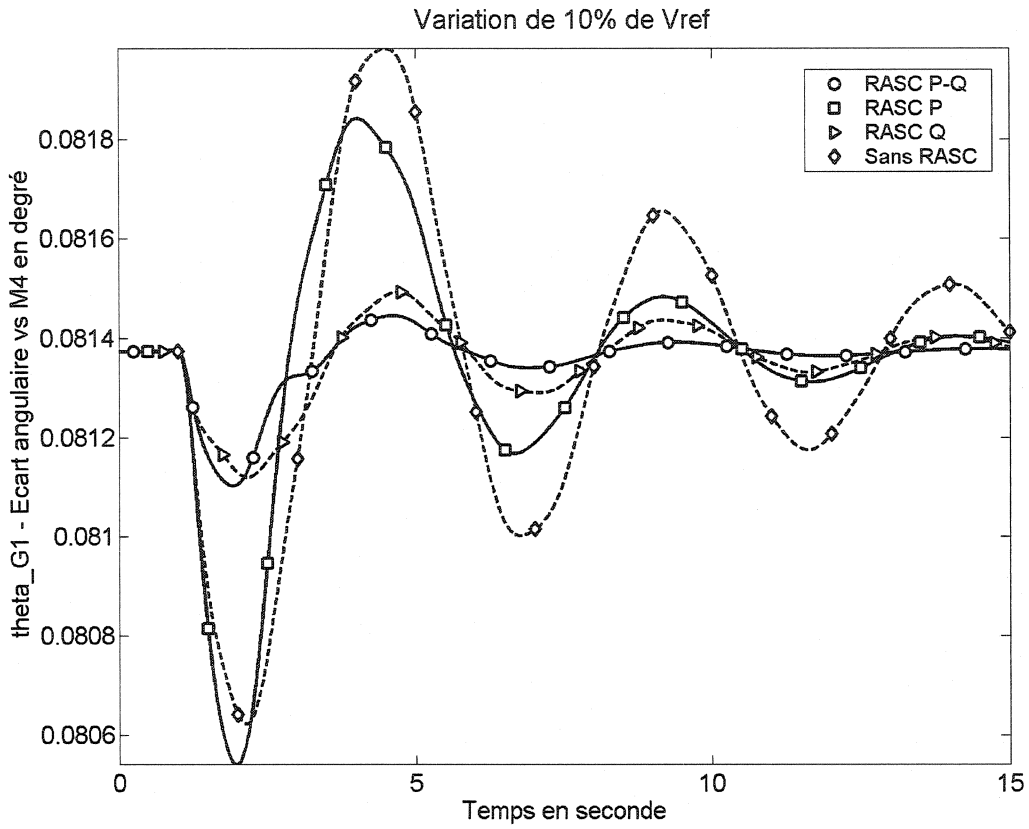


Figure 5-34 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à un échelon de 10% sur Vref.

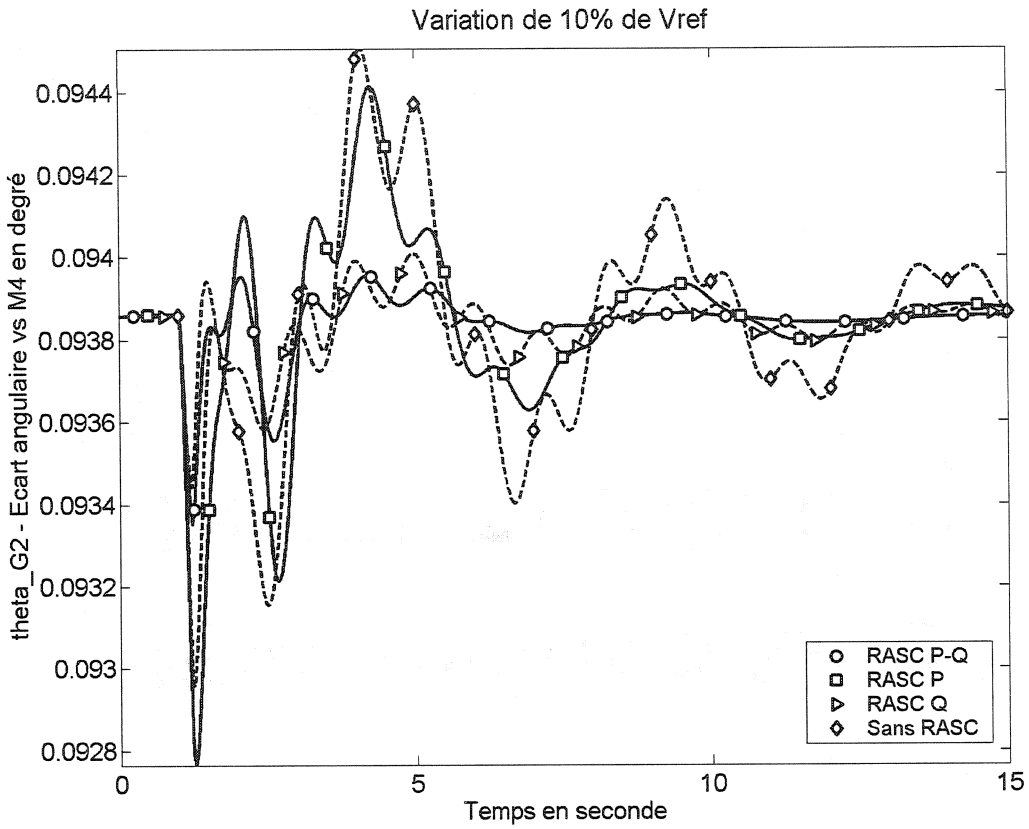


Figure 5-35 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à un échelon de 10% sur Vref.

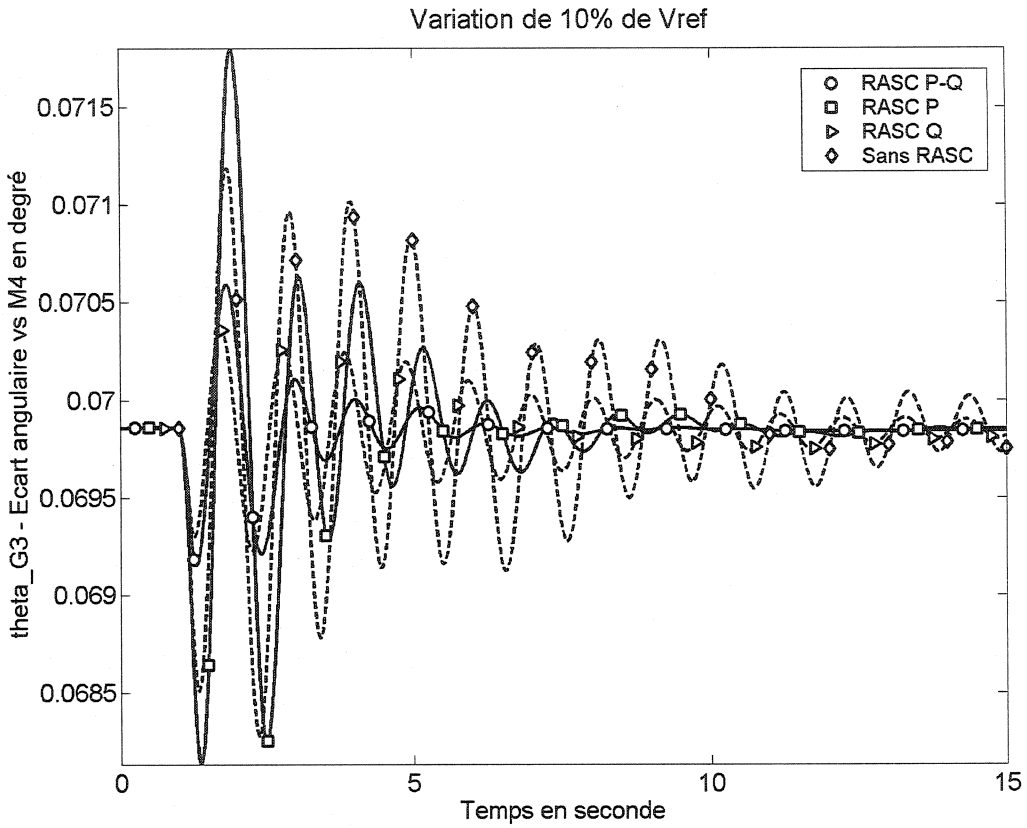


Figure 5-36 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à un échelon de 10% sur Vref.

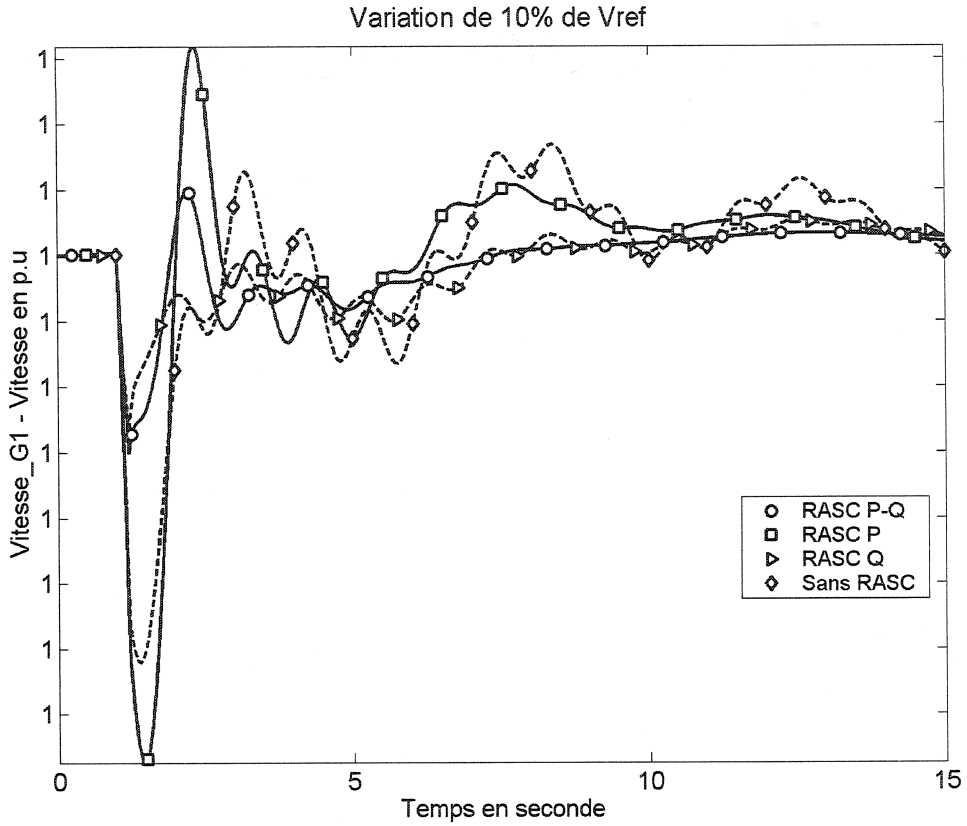


Figure 5-37 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à un échelon de 10% sur Vref.

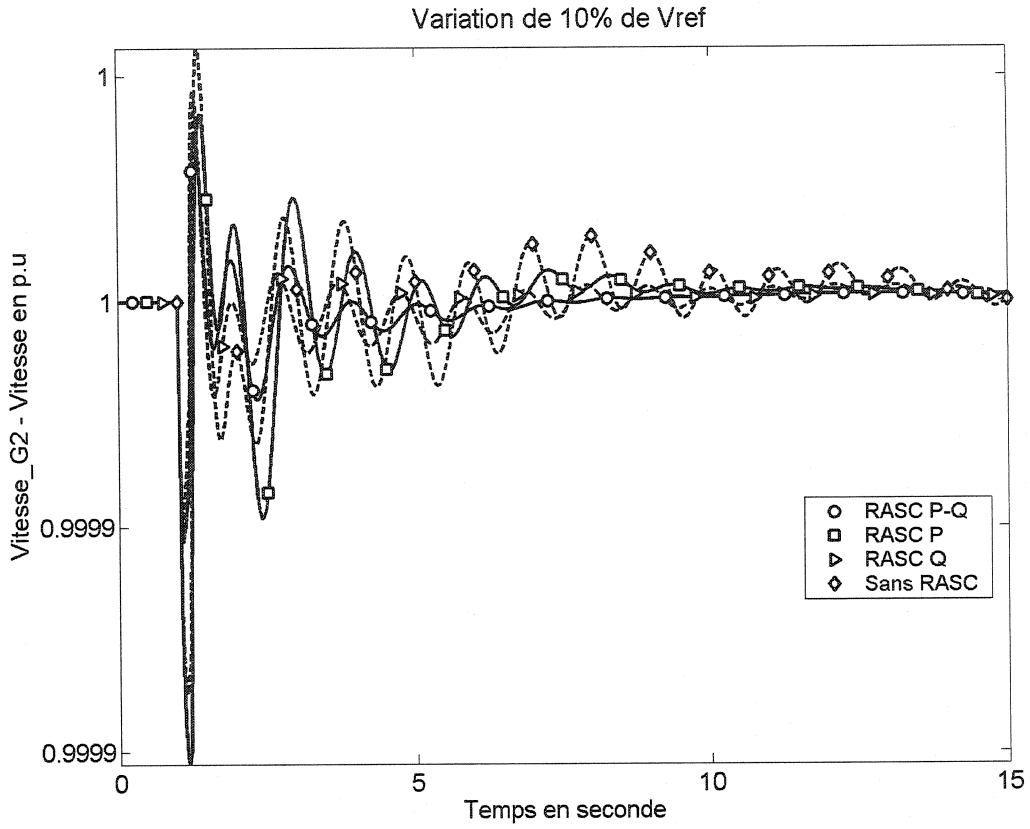


Figure 5-38 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à un échelon de 10% sur Vref.

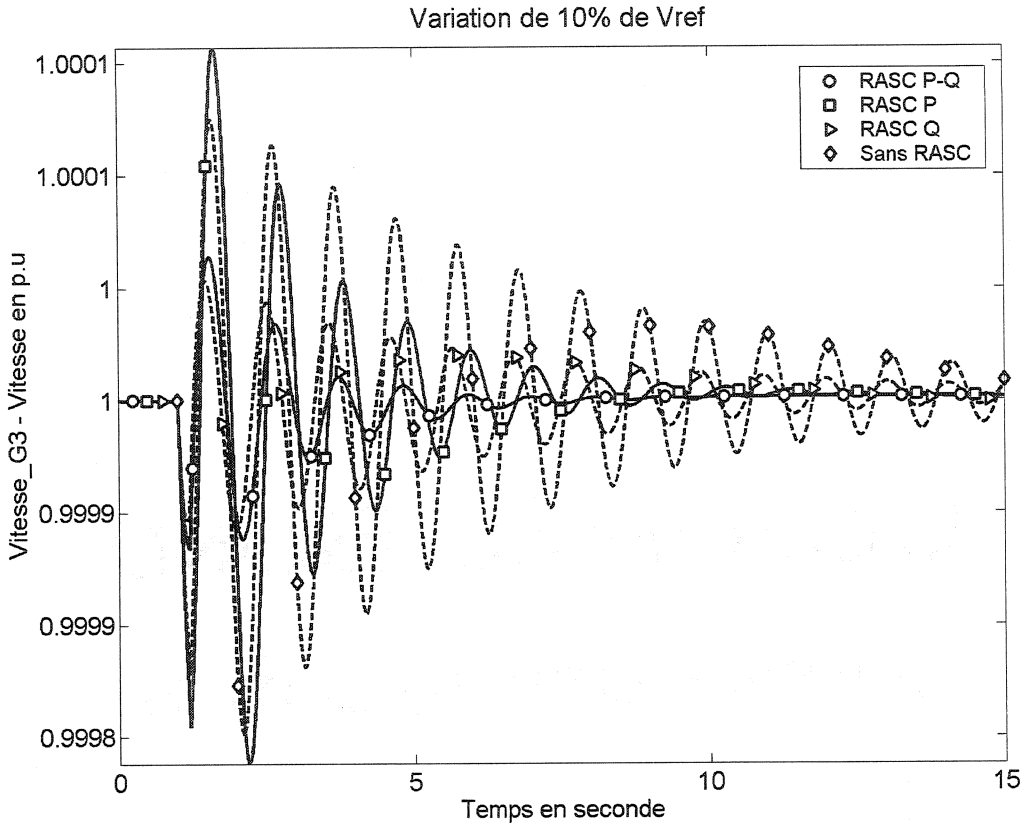


Figure 5-39 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à un échelon de 10% sur Vref.

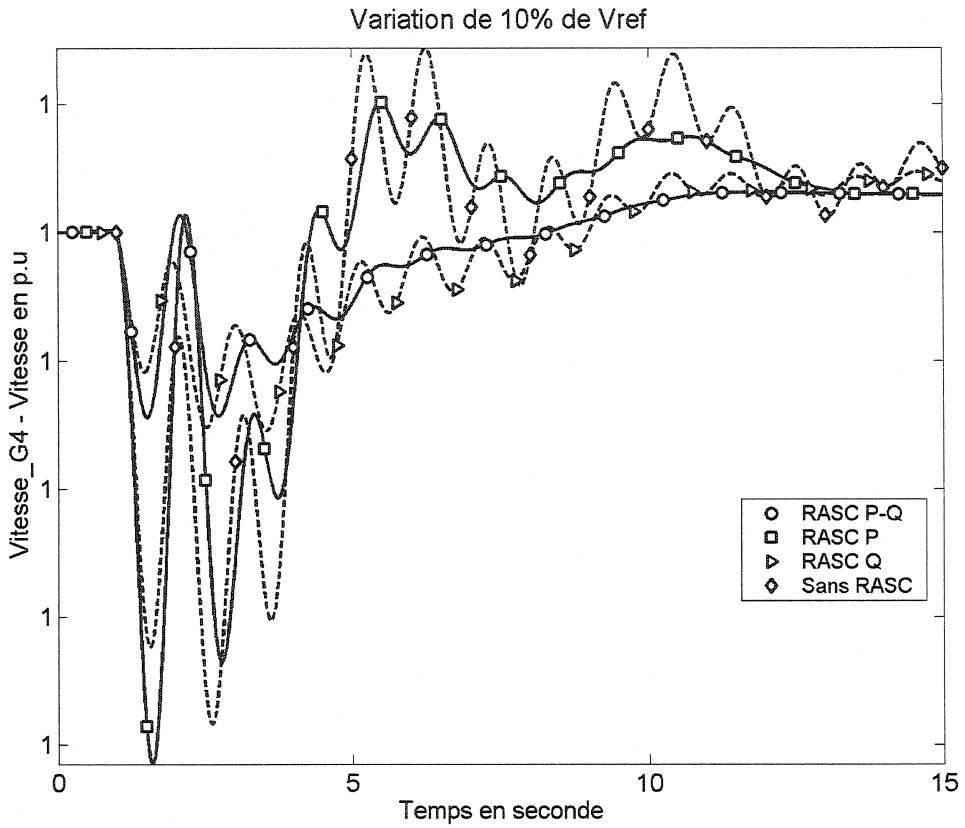


Figure 5-40 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à un échelon de 10% sur Vref.

b) Variation de 10% de la consigne Pref

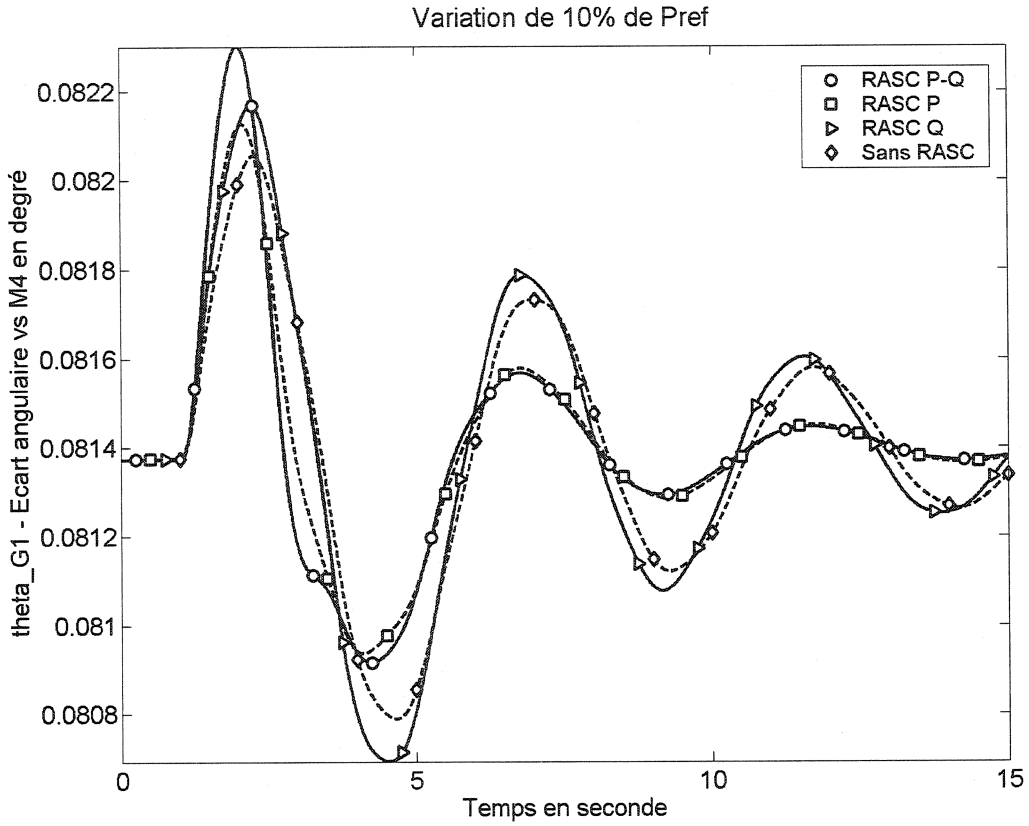


Figure 5-41 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à un échelon de 10% sur Pref.

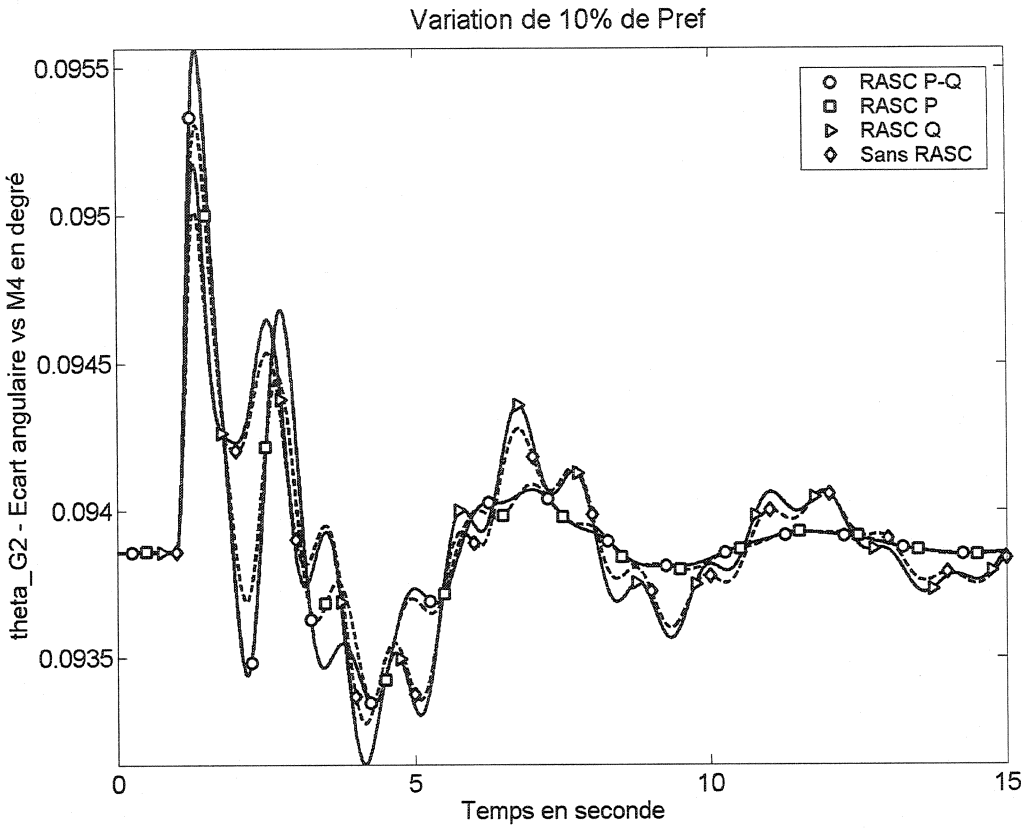


Figure 5-42 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à un échelon de 10% sur Pref.

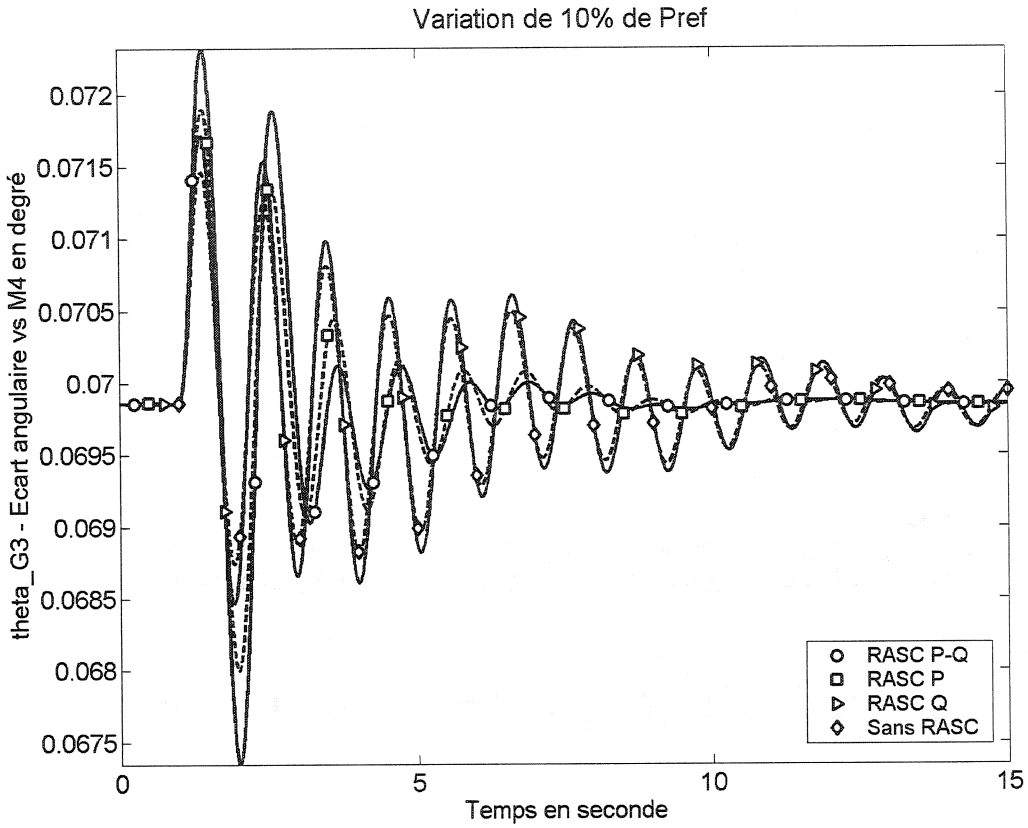


Figure 5-43 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à un échelon de 10% sur Pref.

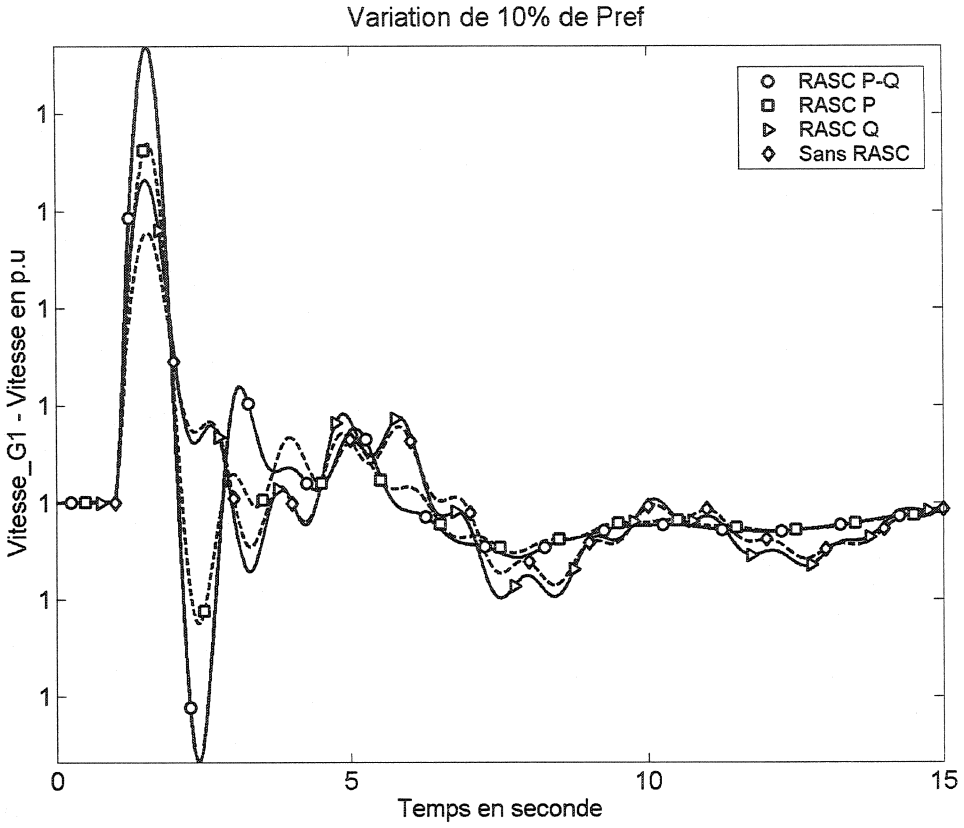


Figure 5-44 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à un échelon de 10% sur Pref.

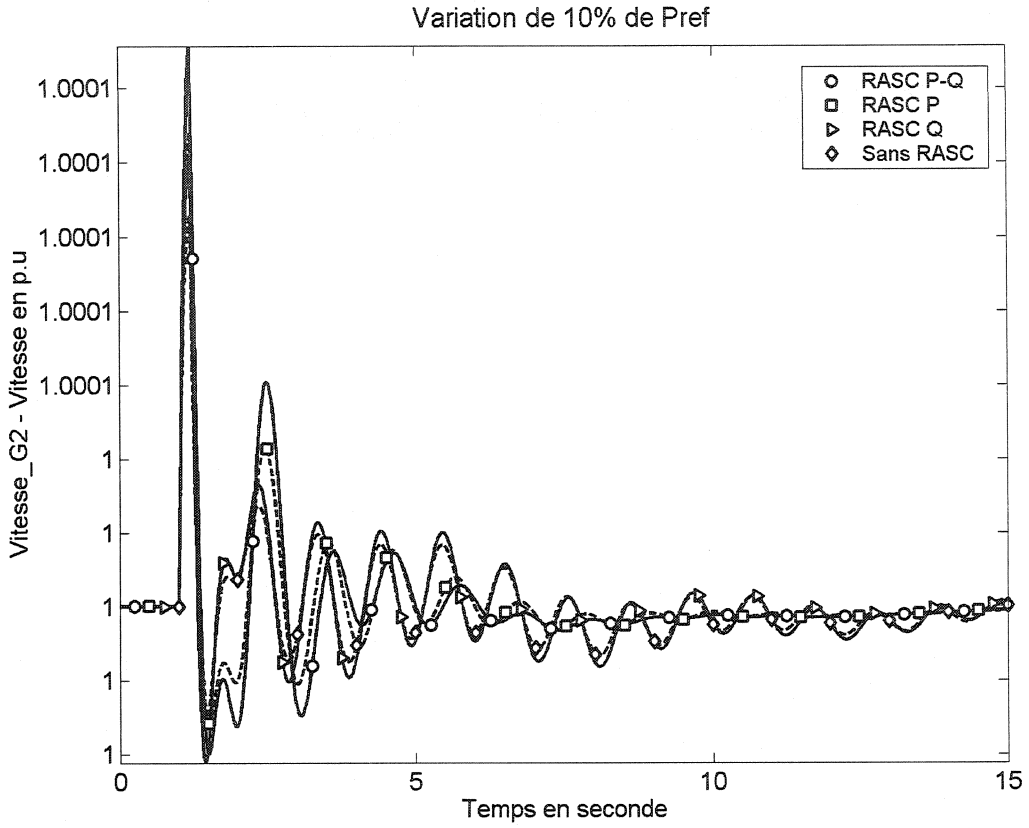


Figure 5-45 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à un échelon de 10% sur Pref.

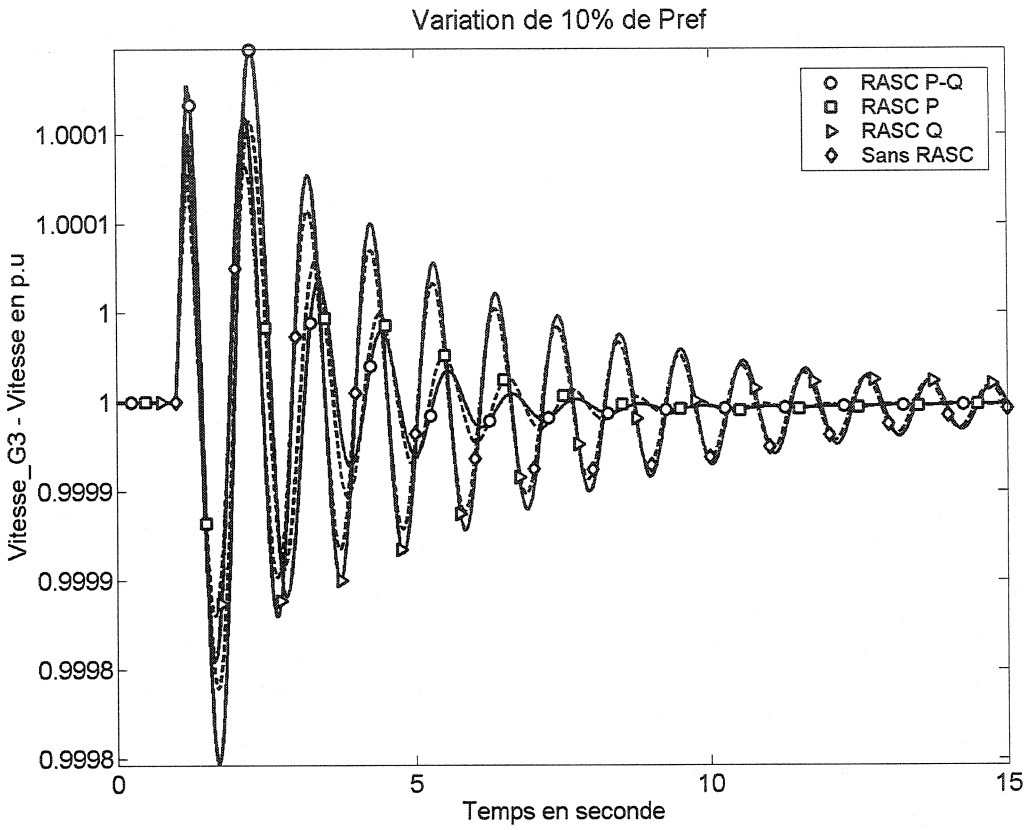


Figure 5-46 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à un échelon de 10% sur Pref.

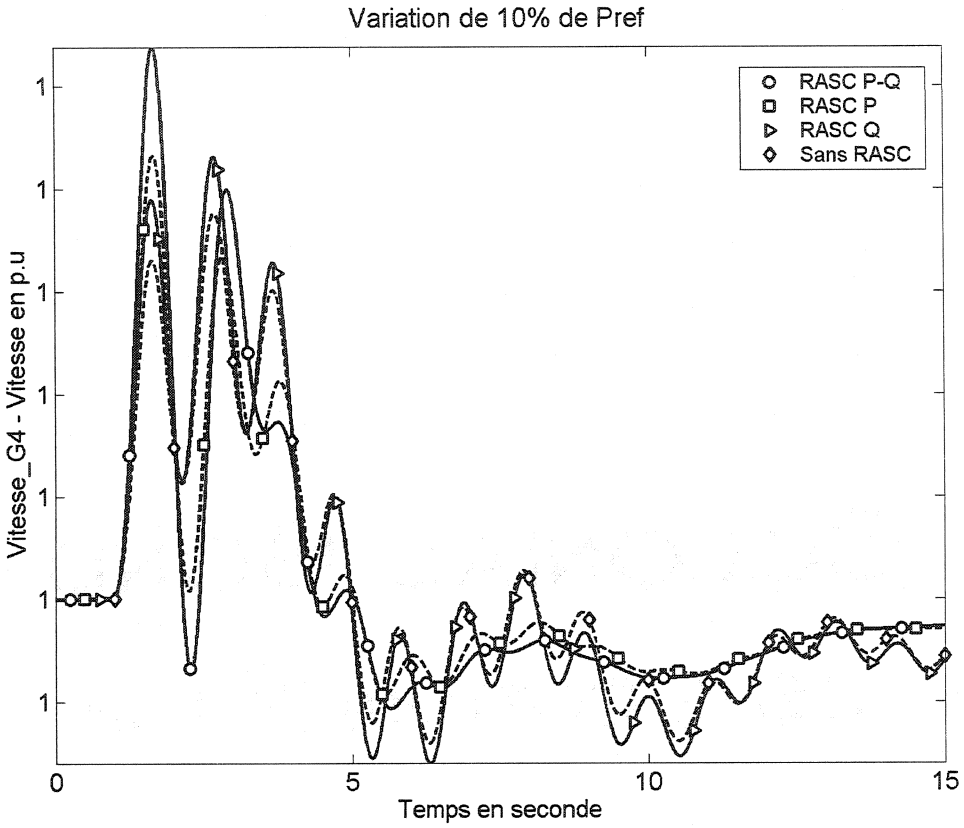


Figure 5-47 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à un échelon de 10% sur Pref.

5.4.2 Contingence simple

Cette simulation consiste à établir si le RASC a un effet conséquent sur l'amortissement du réseau lors d'un court-circuit triphasé de 5 cycles de 60 Hz sur la ligne C (Région 1) sans perte de la ligne. On rappelle que la puissance de transit de la région 2 est de 1000 MW et que 100 MW sont transférés à la région 2 et 900 MW à la région 3.

La plus petite des machines (générateur 3) est soumise à des modes locaux (oscillations rapides) qui entachent la lisibilité des graphiques. Pour éliminer ces oscillations, un stabilisateur MB-PSS a été ajouté [31], celui-ci n'engendre aucune amélioration de la stabilité globale du réseau, en revanche les signaux sont beaucoup plus lisibles.

D'après les figures 5-48 à 5-55, le réseau est stable de manière naturelle. En revanche, on peut observer une amélioration de l'amortissement notamment sur les machines des régions 2 et 3 donc le RASC agit très bien sur les modes interrégionaux. Sur la figure 5-55, on voit bien que le RASC empêche la tension de la barre 7 à être en dessous de 0.95 p.u après la contingence. Avec les figures 5-56 et 5-57, on peut observer les signaux de modulations. Par rapport au cas d'optimisation, on a augmenté les valeurs de saturations pour laisser plus de liberté d'actions aux modulateurs. Comme le RASC est proche de l'endroit du court-circuit, la tension à ses bornes diminue fortement donc le modulateur de tension entre en saturation (figure 5-56). On remarque aussi que l'amplitude des variations de consignes diminue en fonction du nombre de branche de modulation activée.

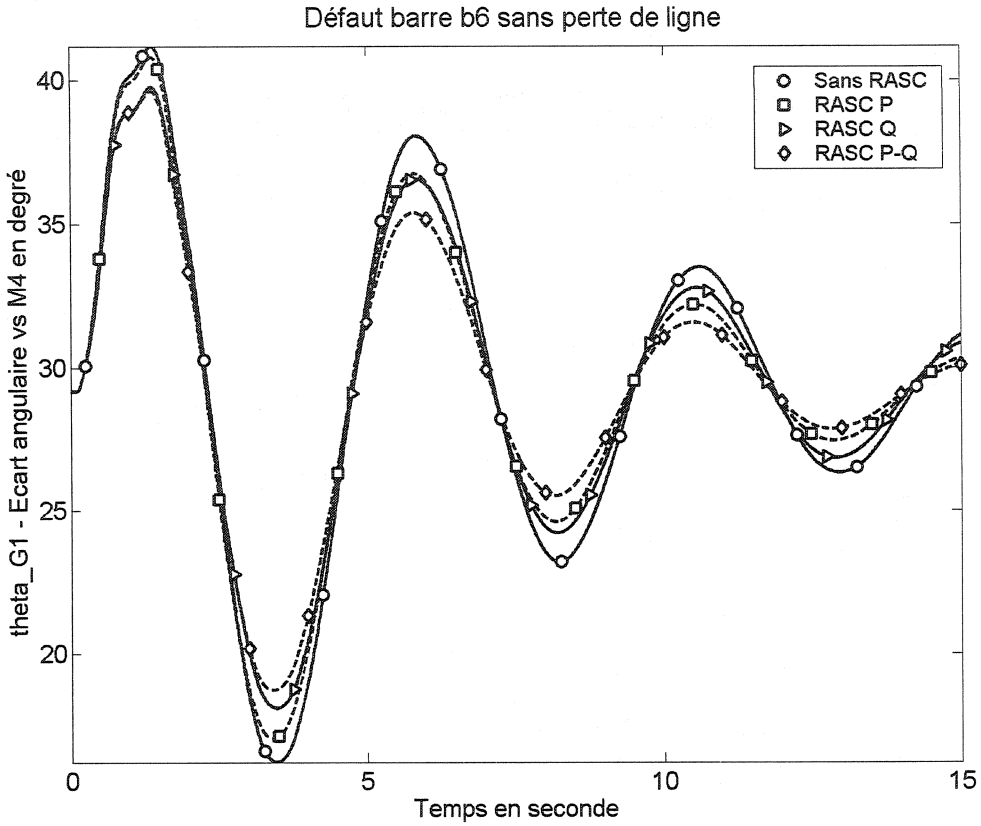


Figure 5-48 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à une contingence simple.

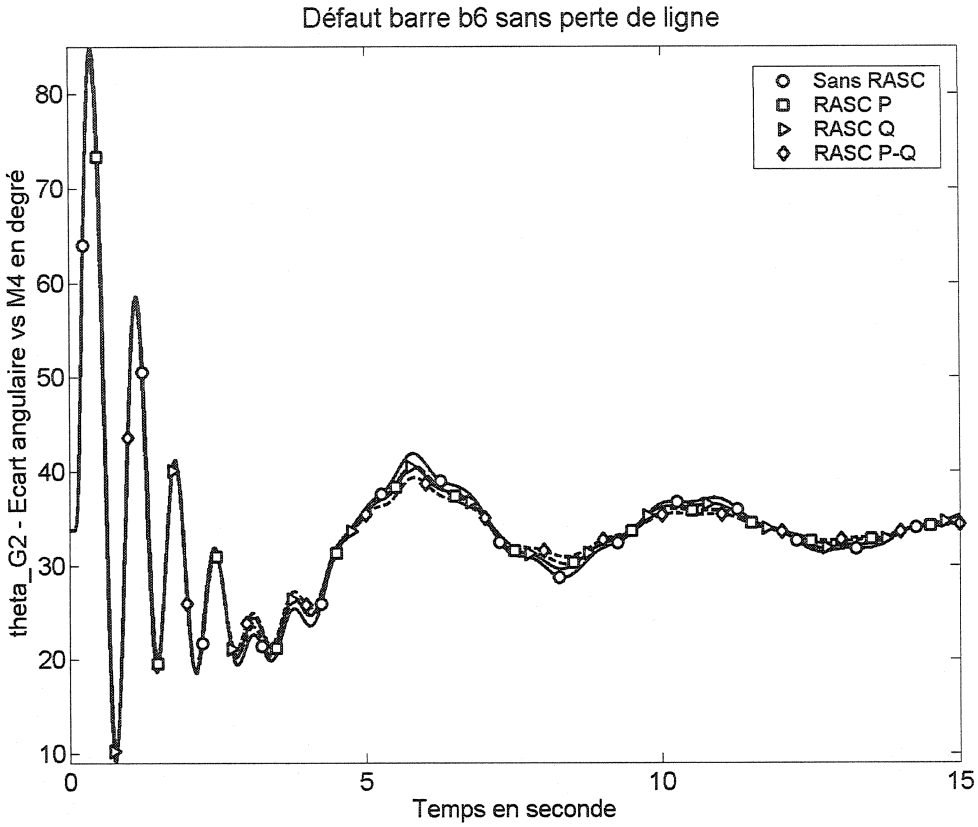


Figure 5-49 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à une contingence simple.

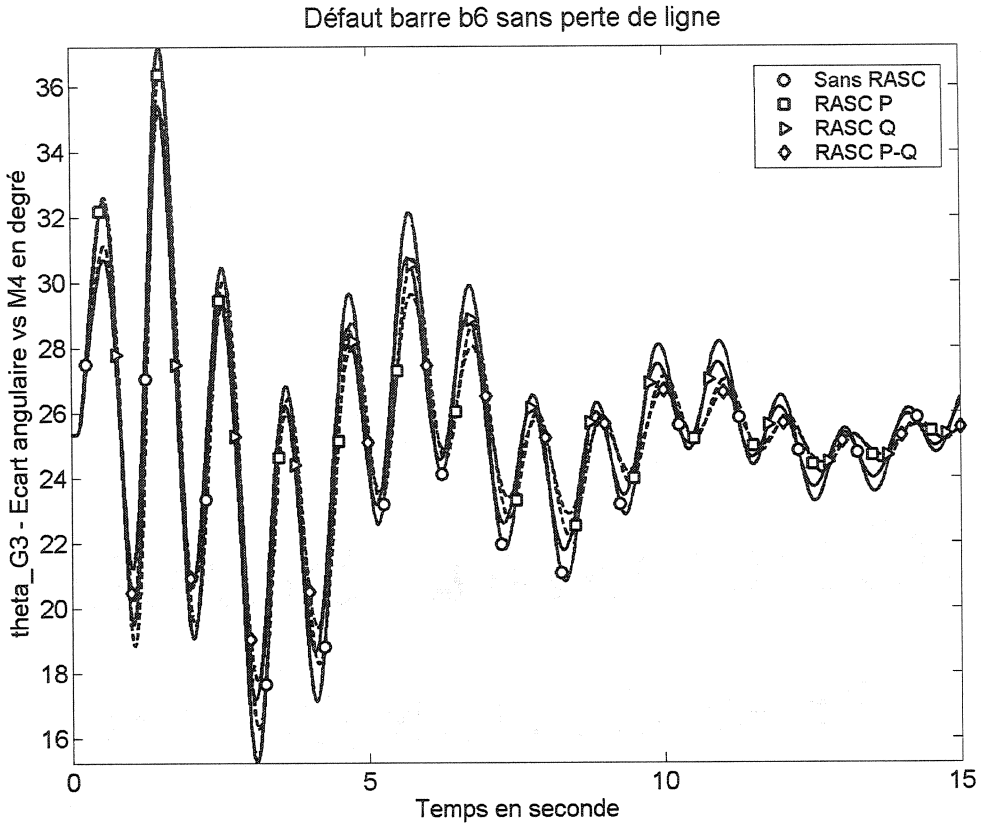


Figure 5-50 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à une contingence simple.

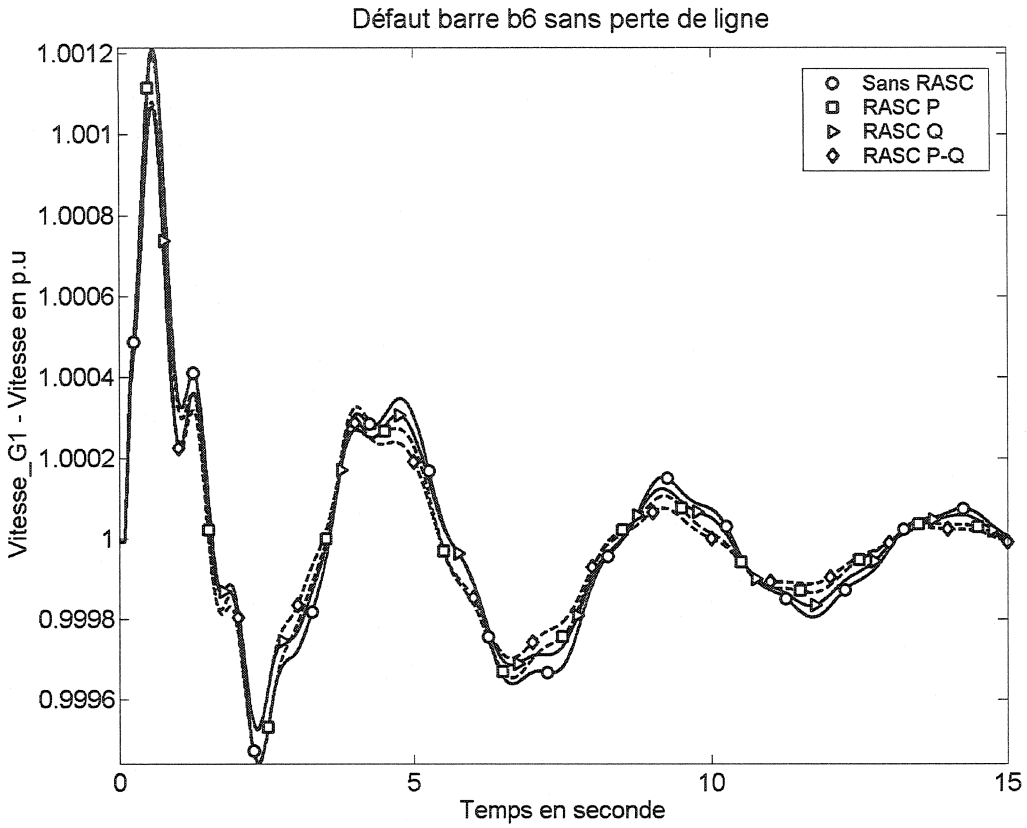


Figure 5-51 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à une contingence simple.

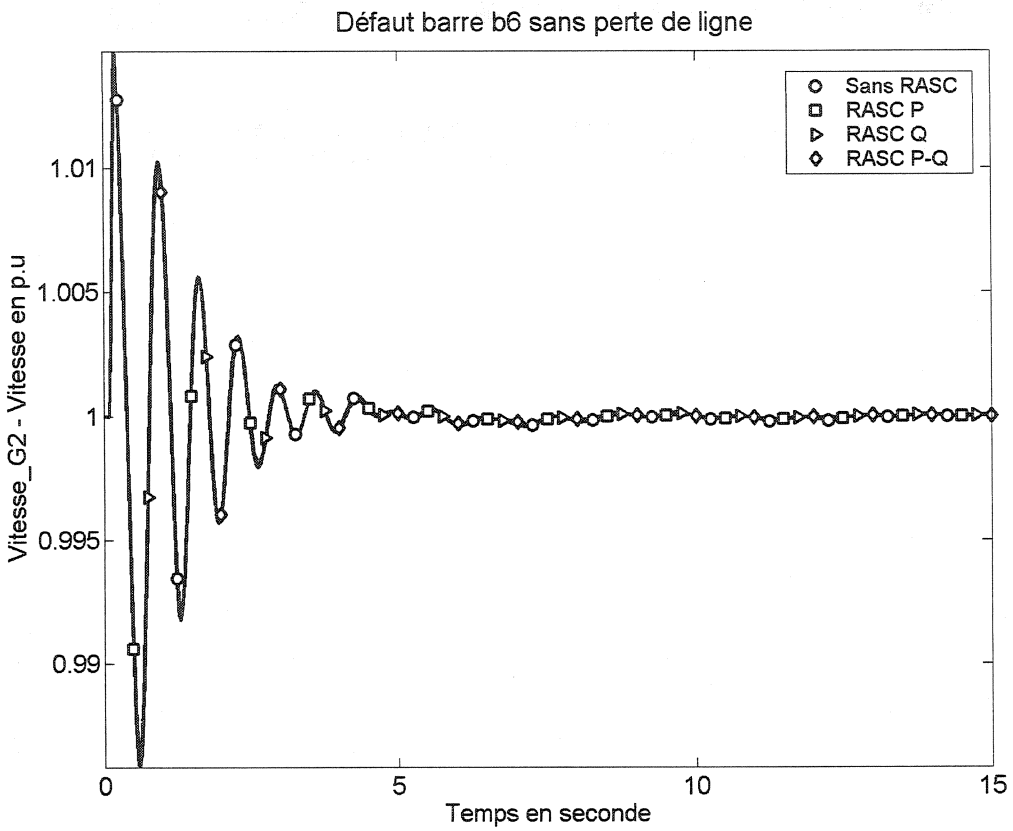


Figure 5-52 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à une contingence simple.

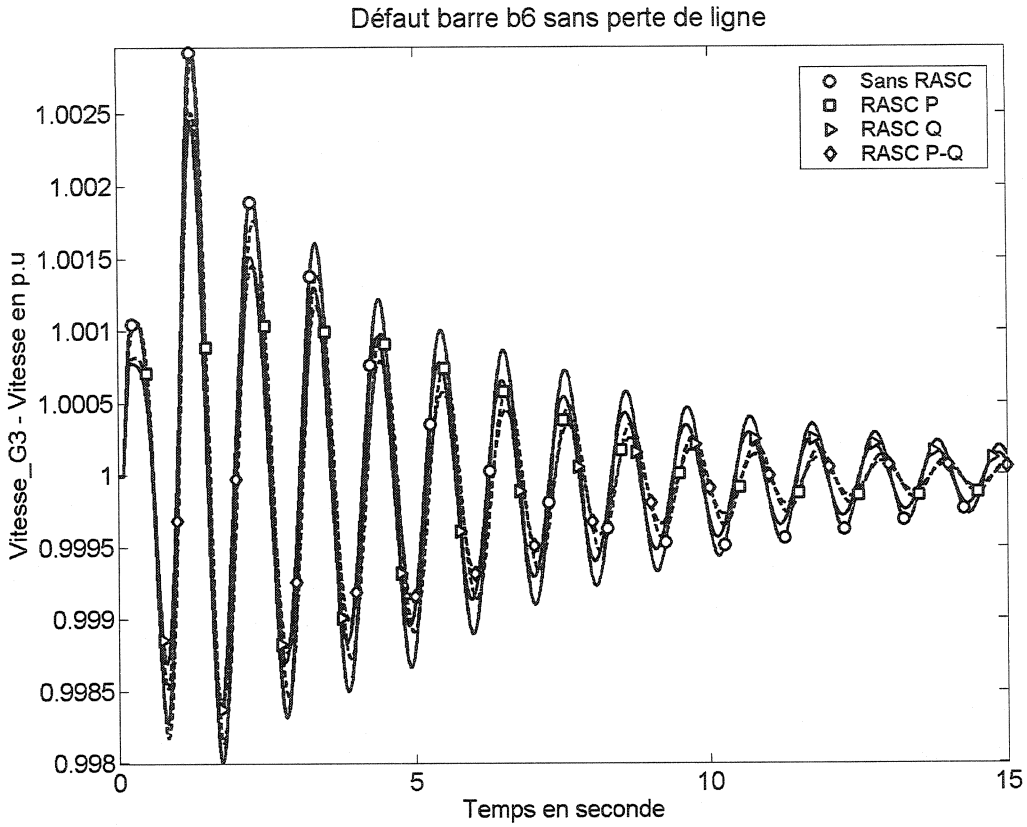


Figure 5-53 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à une contingence simple.

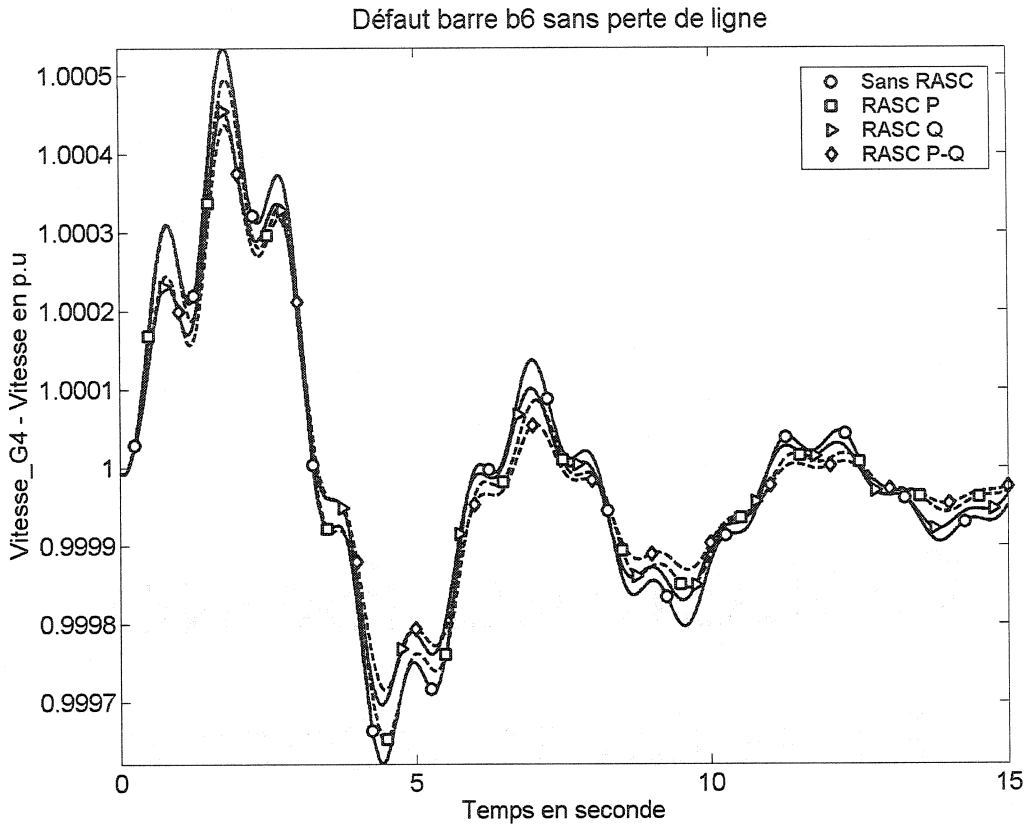


Figure 5-54 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à une contingence simple.

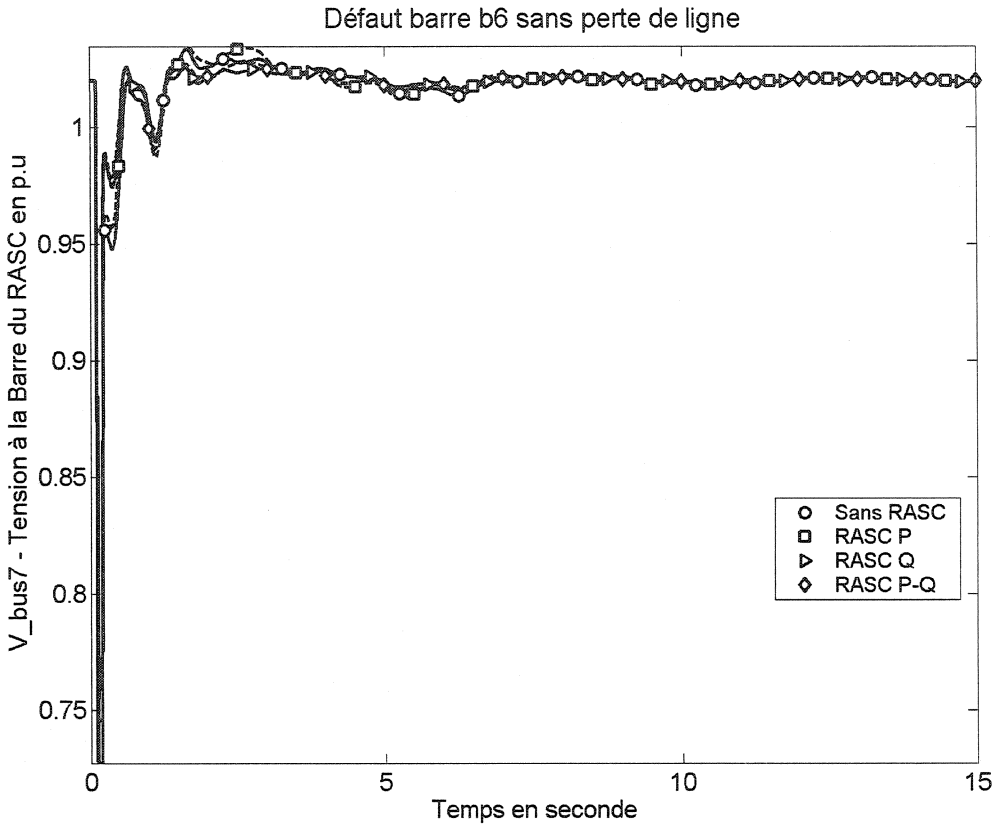


Figure 5-55 : Réponse de la tension à la barre du RASC à une contingence simple.

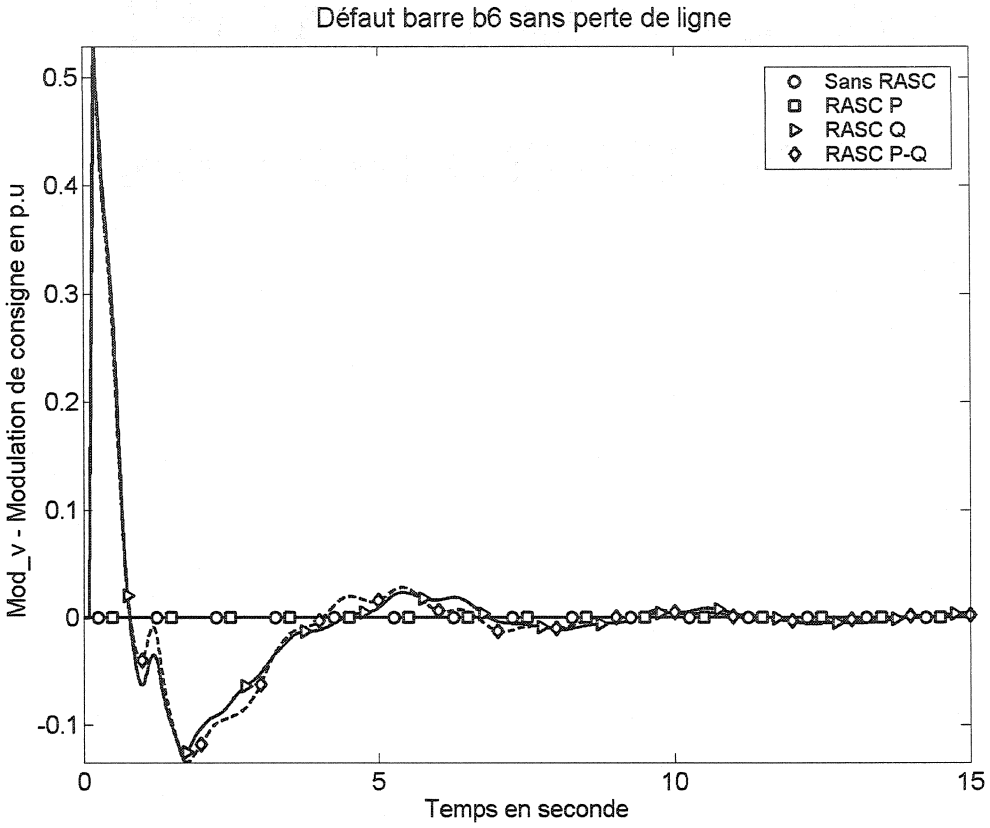


Figure 5-56 : Signal Vss du modulateur de tension

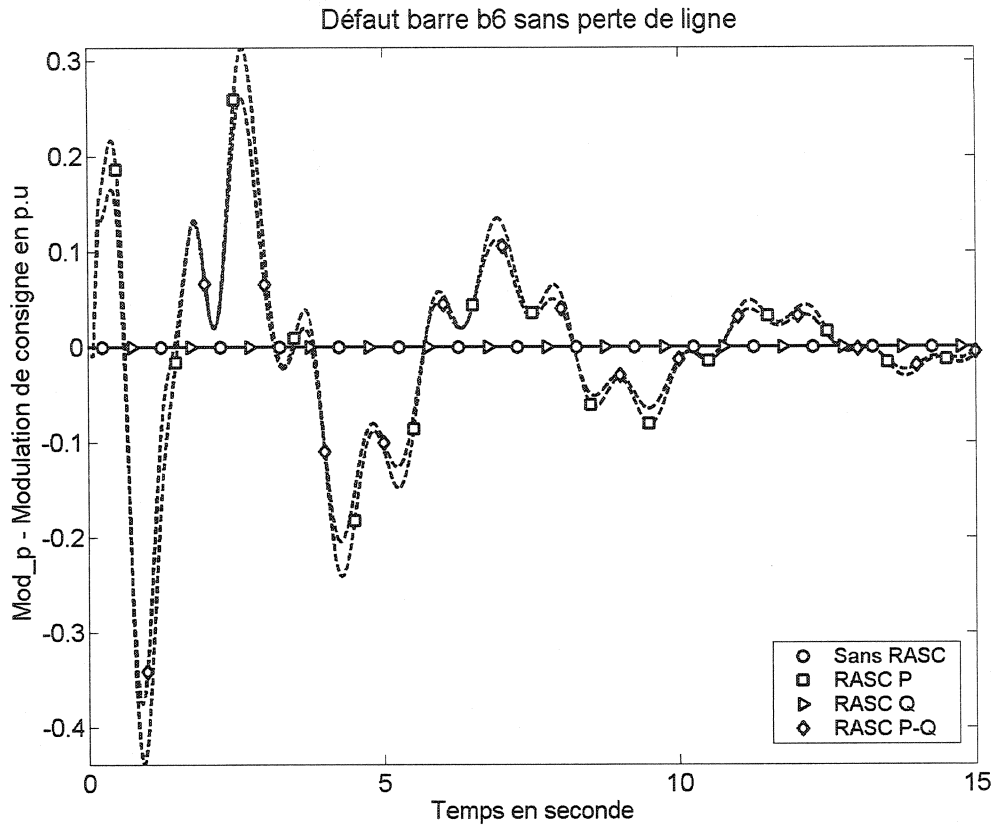


Figure 5-57 : Signal Pss du modulateur de puissance active

5.4.3 Contingence double

Cette simulation consiste à établir si le RASC a un effet conséquent sur l'amortissement du réseau lors d'un court-circuit triphasé de 5 cycles de 60 Hz sur la ligne B (Région 1) avec la perte de la ligne. On rappelle que la puissance de transit de la région 2 est de 1000 MW et que 100 MW sont transférés à la région 2 et 900 MW à la région 3.

Dans cette situation, les gains globaux du stabilisateur du générateur ont été diminués pour mieux voir l'impact du RASC lors de cette contingence.

Ce type de contingence est très sévère pour le réseau, car en quelques secondes l'instabilité est largement atteinte, Le RASC à la barre 7 n'apporte aucune amélioration. La seule solution consiste donc à installer un autre RASC qui aidera le premier et qui sera de puissance plus faible. Ainsi, on montrera qu'il vaut mieux utiliser à plusieurs endroits, qu'un gros RASC tout seul. Comme le cas du RASC en B7 est complètement instable, les résultats de simulation ne seront pas rapportés. Cependant, on a rajouté un RASC à la barre 6 les modulations de commande ont les mêmes gains de que ceux du cas précédent. On a fait deux simulations, dans le premier on utilise le deuxième RASC seul (1 RASC P-Q) et dans l'autre cas on utilise les deux RASC (2 RASC P-Q). SI on observe les figures 5-59 à 5-65, on remarque que l'ajout d'un petit RASC bien placé a un effet remarquable sur la stabilité transitoire. D'après les figures 5-68 et 5-70, la puissance maximale du RASC en à la barre 6 est d'environ 120 MVA c'est qui est plus de deux fois plus petit que le RASC en B7. De plus, on observe la différence d'impact des deux RASC (figure 5-59 à 5-65). Le RASC en B7 a un impact plus important sur les modes interrégionaux. D'après la figure 5-73, la saturation du modulateur de tension (puissance réactive), est diminuée de moitié. En fait, lors du premier essai, si la saturation de la tension n'était pas de 0.3 p.u le système restait instable mais avec l'apport du RASC en B7 on peut diminuer cette saturation par deux. On remarque aussi que l'apport des deux

RASC diminue légèrement l'amplitude des signaux de modulation. En réalité, on gagne quelques mégawatts. Comme dans le cas de la contingence simple, le RASC à la barre B7 agit avec efficacité sur l'amortissement des signaux des machines 1 et 4 qui sont situées respectivement dans la région 2 et la région 3 du réseau.

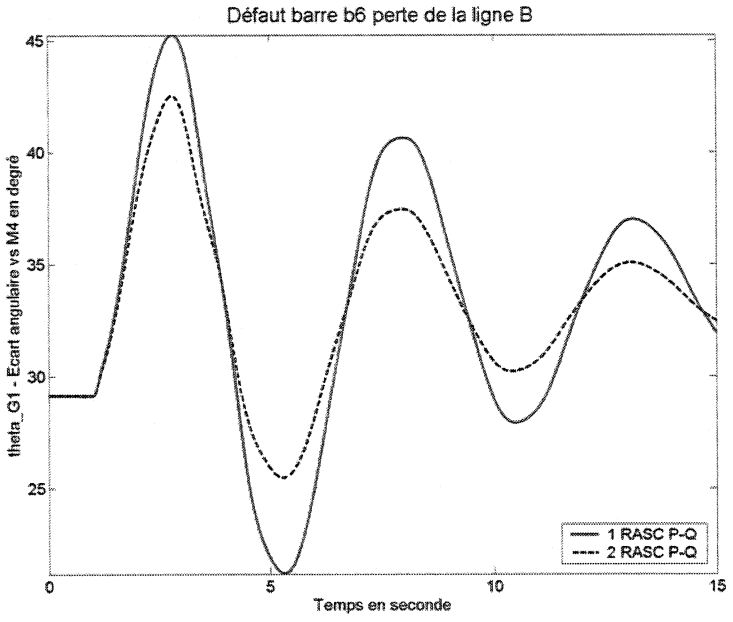


Figure 5-58 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M1 vs M4 à une contingence double.

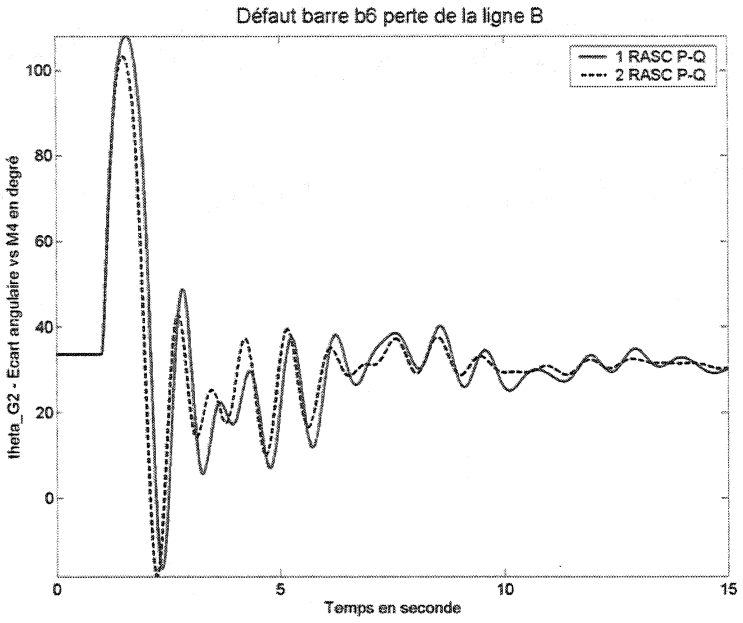


Figure 5-59 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M2 vs M4 à une contingence double.

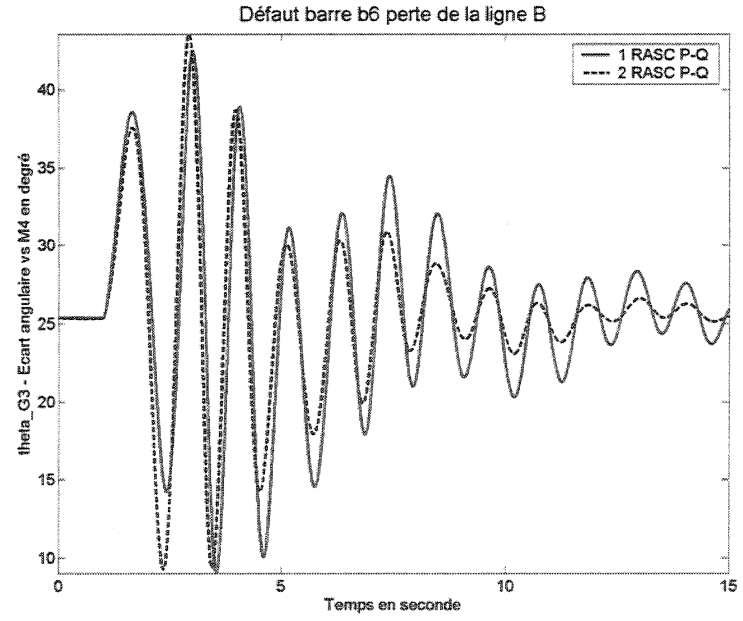


Figure 5-60 : Réponse de l'écart angulaire de la machine M3 vs M4 à une contingence double.

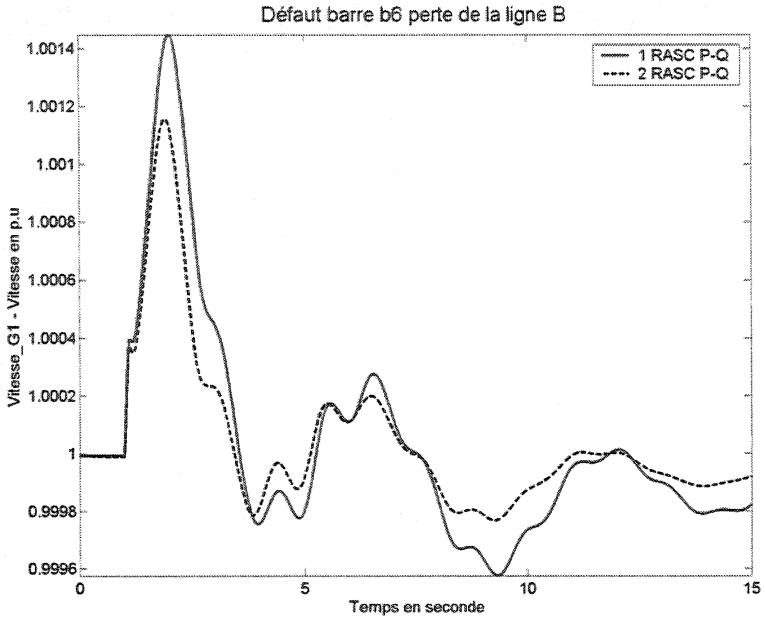


Figure 5-61 : Réponse de la vitesse de la machine M1 à une contingence double.

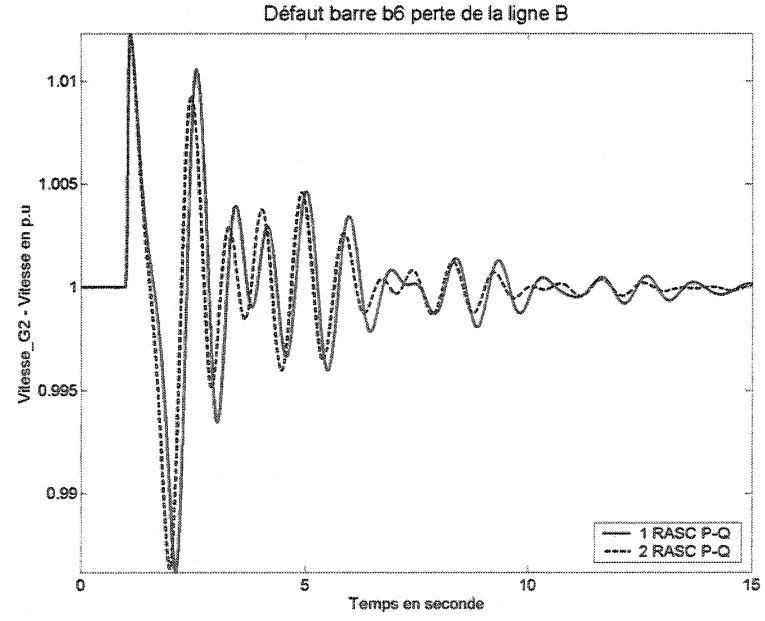


Figure 5-62 : Réponse de la vitesse de la machine M2 à une contingence double.

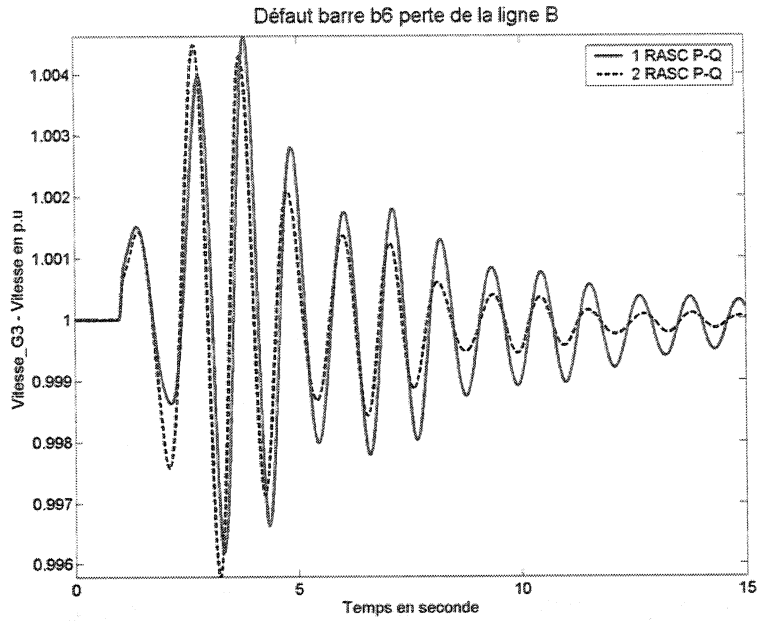


Figure 5-63 : Réponse de la vitesse de la machine M3 à une contingence double.

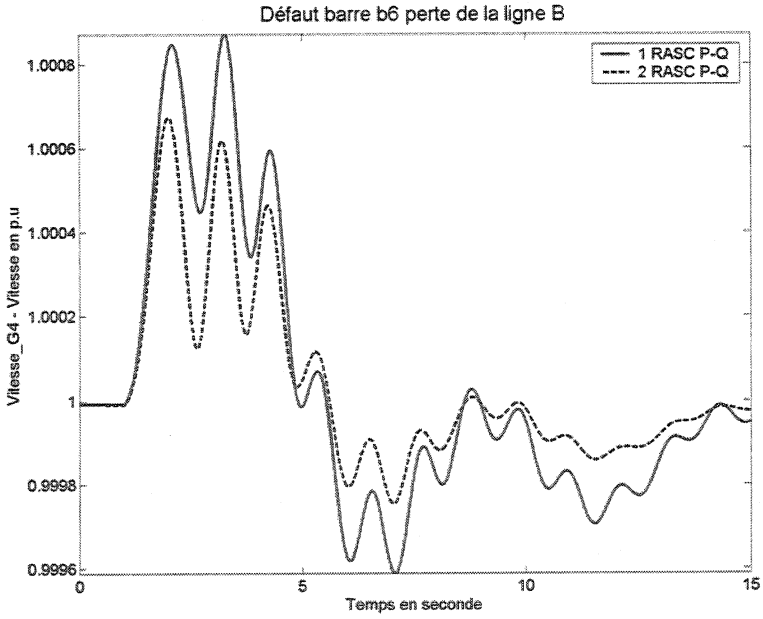


Figure 5-64 : Réponse de la vitesse de la machine M4 à une contingence double.

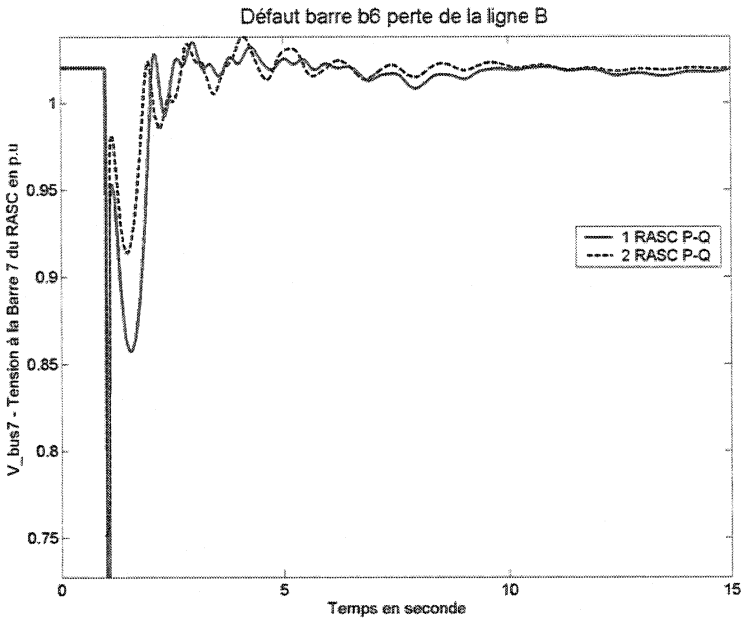


Figure 5-65 : Réponse de la tension à la barre B7 du RASC à une contingence double.

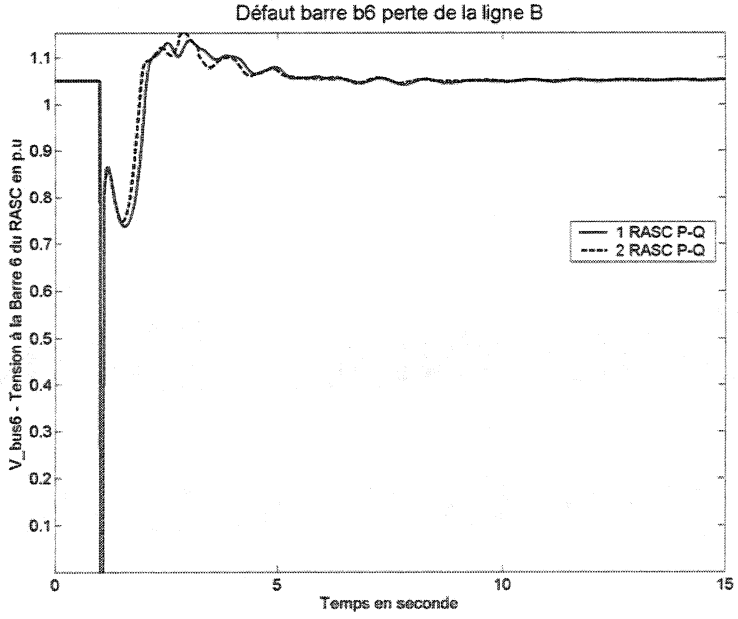


Figure 5-66 : Réponse de la tension à la barre B6 du RASC à une contingence double.

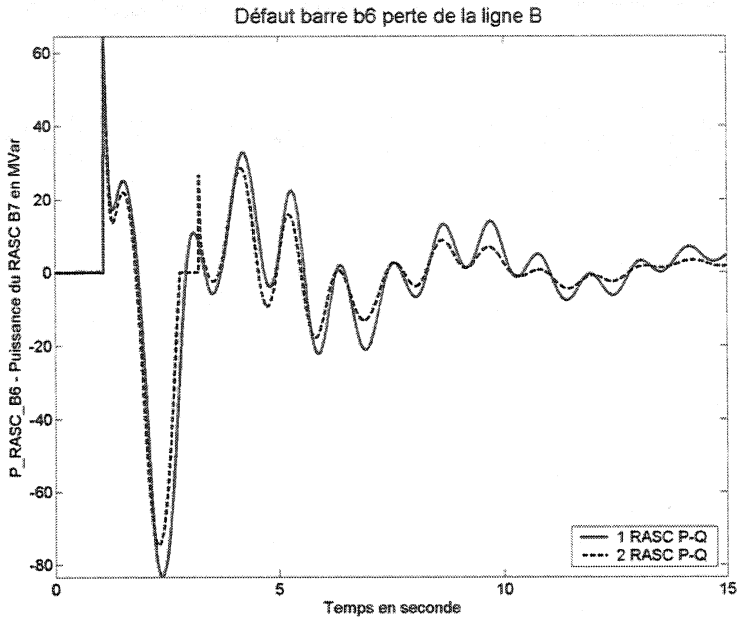


Figure 5-67 : Puissance active du RASC à la barre B6

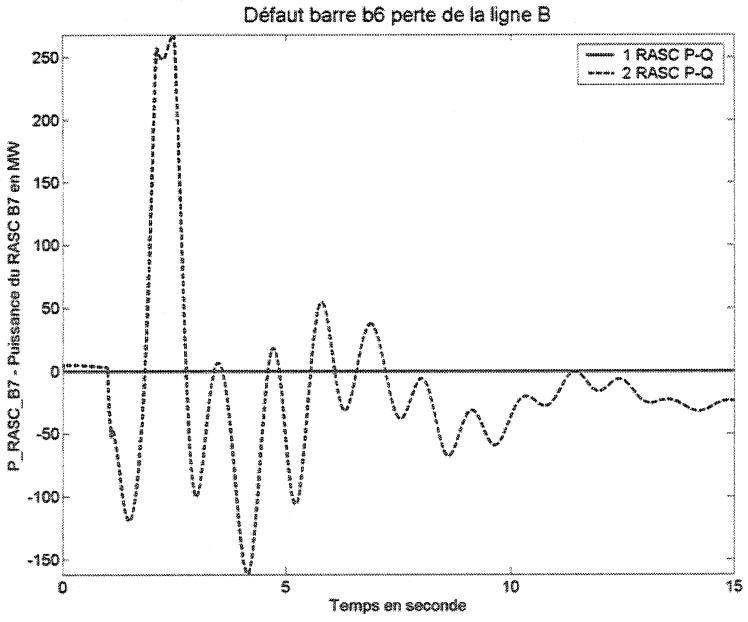


Figure 5-68 : Puissance active du RASC à la barre B7

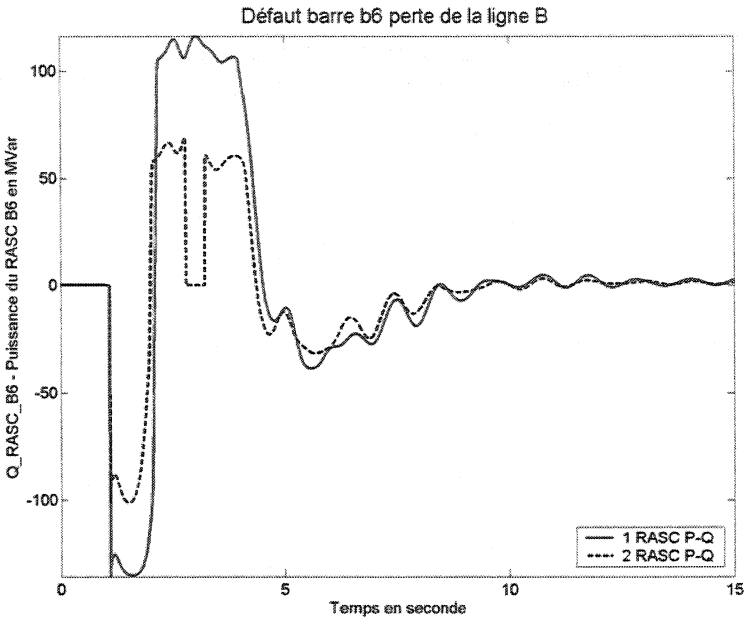


Figure 5-69 : Puissance réactive du RASC à la barre B6

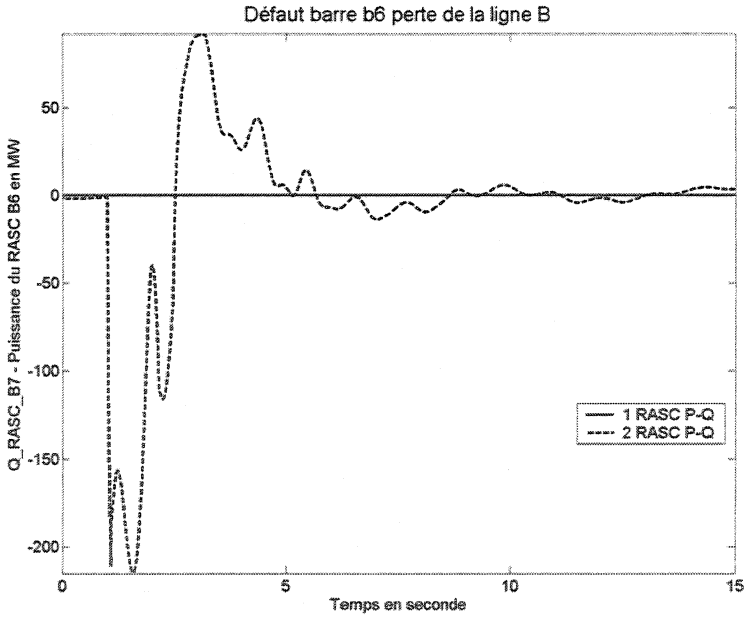


Figure 5-70 : Puissance réactive du RASC à la barre B7

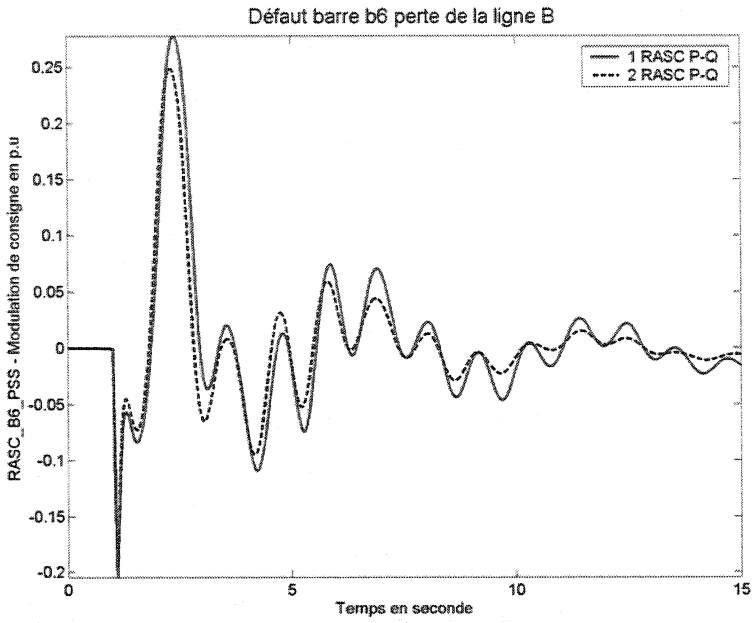


Figure 5-71 : : Signal Pss du modulateur de puissance réactive du RASC à la barre B6

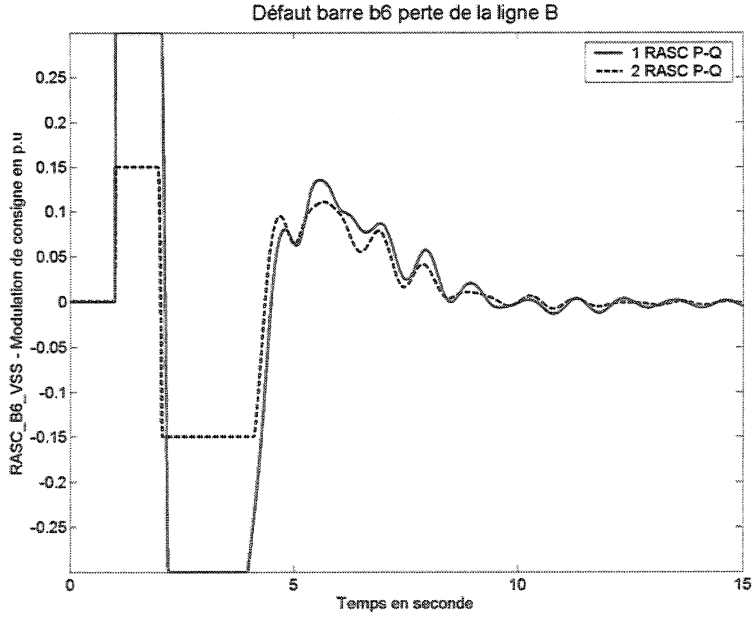


Figure 5-72 : Signal Vss du modulateur de puissance réactive du RASC à la barre B6

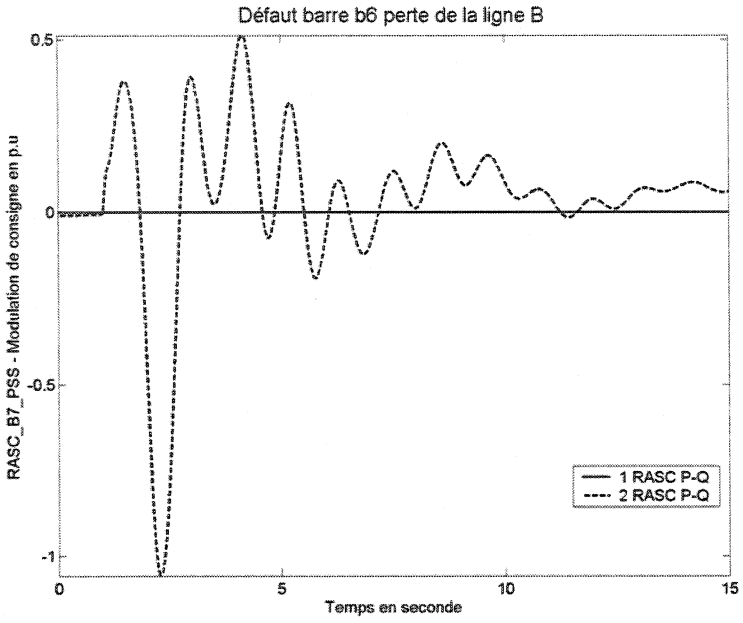


Figure 5-73 : Signal Pss du modulateur de puissance active du RASC à la barre B7

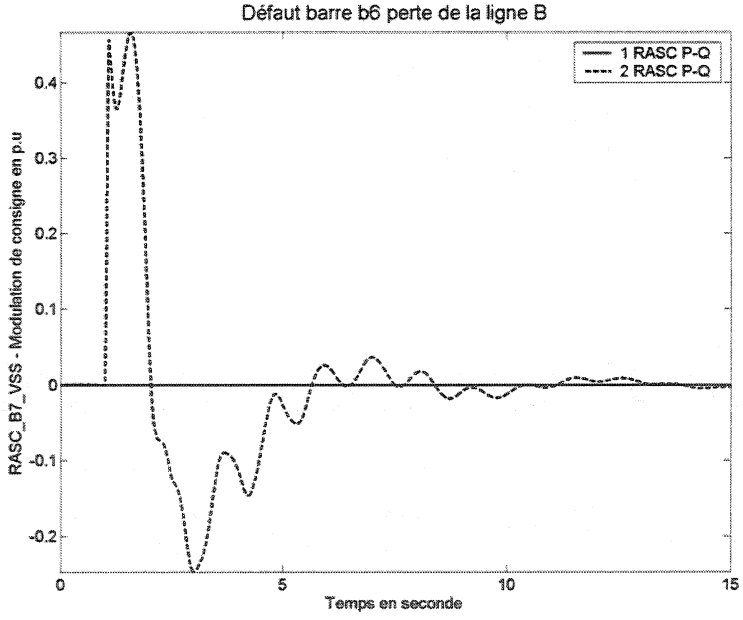


Figure 5-74 : Signal Vss du modulateur de puissance réactive du RASC à la barre B7

5.5 COMMENTAIRES

Ce chapitre a permis d'illustrer les étapes de commande décentralisée d'un réseau par la modulation des consignes de puissance du RASC, ainsi que différents moyens et outils nécessaires à une bonne compréhension et une analyse fine des résultats. Ce processus de commande comprend les jalons suivants :

- La localisation des sites à accueillir les dispositifs décentralisés de commande;
- L'analyse du réseau en boucle ouverte à l'aide des mesures de gouvernabilité et d'observabilité, des formes modales, des amplitudes initiales des modes d'oscillations et de la simulation temporelle ou fréquentielle;
- La formulation du problème de commande dont la solution s'obtient grâce à divers algorithmes. La commande élaborée dans ce chapitre en fait l'illustration sur une adaptation de la méthode fréquentielle d'Egbert et la minimisation de la mesure de performance modale
- Le choix de la structure des régulateurs et/ou des systèmes de modulation à utiliser dans la commande décentralisée du réseau
- L'analyse qualitative des résultats du problème de commande à travers les valeurs propres du réseau en boucle fermée, les simulations temporelles, les réponses en fréquences des régulateurs optimisés.
- Les résultats obtenus démontrent l'apport bénéfique que la modulation des consignes de puissances, active et réactive, peut avoir dans la stabilisation des modes d'oscillation du réseau. Tant le RASC P que le RASC Q contribuent à l'amélioration de l'amortissement du réseau, mais cette amélioration est moindre que celle du RASC P-Q

- Les simulations non-linéaires stables en régime transitoire démontrent le degré de fiabilité de dimensionnement des régulateurs. Elles sont contraires aux conclusions de Koessler et al [34] qui affirment que, pour parvenir à une modulation efficace de puissance active, le RASC doit être localisé à proximité des sites de génération. Ces conclusions ont parfois contribué à réduire l'intérêt technico-économique des systèmes FACTS avec stockage d'énergie dans des batteries ou des SMES de petite capacité. Les résultats de cette étude, combiné à ceux de Kamwa et al [50], confirment la position de Ter-Gazarian [49] voulant que le RASC puisse être incorporé à quelque endroit du réseau électrique que ce soit, sans altérer sa viabilité technico-économique et son effet stabilisant sur le réseau.

- Les simulations non-linéaires ont montré qu'il vaut mieux utilisé deux RASC de taille moyenne qu'un gros RASC tout seul. Comme quoi la stratégie « *diviser pour régner* » reste la meilleure.

CONCLUSION

a) Analyse des résultats

L'objectif principal visé dans cette recherche était d'établir une procédure d'analyse de stabilisation des réseaux électriques par modulation des consignes de puissance active et réactive de RASCs. Pour y parvenir, des stabilisateurs flexibles ont été dimensionnés en utilisant la méthode de l'énergie modale et de l'ITAE.

L'analyse de sensibilité et de robustesse a démontré la capacité du RASC ainsi dimensionné à amortir les oscillations du réseau pour diverses configurations topologiques. Les simulations linéaires montrent que le logiciel d'optimisation permet de dimensionner des stabilisateurs pour améliorer la stabilité petit signal du réseau d'Anderson. Les simulations non-linéaires montrent que le RASC stabilise le réseau de manière robuste et qu'il faut attacher plus d'importance à la capacité de stockage énergétique qu'à la puissance nominale du dispositif de compensation. En outre, il vaut mieux utiliser plusieurs RASCs moins puissants mais bien placés, plutôt qu'un gros RASC tout seul.

Par ailleurs, les résultats obtenus dans ce mémoire sont contraires aux conclusions hâtives de Koessler et al [34], qui affirment que, pour obtenir une modulation efficace de puissance active, le RASC doit être localisé à proximité des sites de génération. Ces résultats confirment la position de Ter-Gazarian [49] qui stipule que le RASC peut être incorporé à n'importe quel endroit de réseau électrique, eu égard à la viabilité technico-économique et l'effet stabilisant du réseau.

b) Contribution

Un gros effort a été fourni pour modéliser le réseau Anderson [3] sous « Power System Blockset ». Souvent, le modèle du réseau de Kundur à deux régions et quatre machines d'une puissance pratiquement équivalente était utilisé car il était simple d'utilisation et son analyse était triviale. Le réseau Anderson est aussi à quatre machines mais, avec trois régions, il offre ainsi une plus grande possibilité de scénario. De plus, il est plus riche et intéressant pour l'analyse de configuration interrégionale. Un résultat remarquable des travaux de ce mémoire est le développement du logiciel d'optimisation, fondé sur les travaux de Kamwa [3] sur l'optimisation des réglages. L'intérêt d'un tel logiciel, réside dans sa puissance d'analyse. En plus des deux indices de performances, le choix des contraintes d'optimisation est très conséquent (amortissement, marge de gain, marge de phase, sensibilité, immunité aux bruits, gabarit fréquentielle). De plus, grâce à la convivialité de l'interface, on peut analyser une multitude de cas et faire des comparaisons en fonction de la valeur des paramètres, ou de l'algorithme d'optimisation. Le logiciel est utilisé par les experts des réglages d'Hydro-Québec. Il permet d'améliorer la productivité des études de cas pour optimiser les réglages des stabilisateurs de la centrale LG2 ou des régulateurs de vitesse de Manic5.

c) Perspectives futures

Du point de vue de l'interface graphique, le résultat final se décide par essai et erreur. L'amélioration du logiciel serait l'ajout d'une intelligence artificielle articulée sur une base de données de réglages déjà existants et mise à jour régulièrement à chaque cas jugé optimal. Actuellement, l'interface permet de traiter les PSS, MB-PSS, les régulateurs de vitesse et les systèmes d'excitation. Une autre amélioration possible serait de généraliser les types de régulateurs et

inclure les régulateurs multi-entrées et multi-sorties (MIMO).

En ce qui concerne la commande décentralisée, les possibilités réelles et effectives de ce type de commande des réseaux électriques mises en évidence dans les résultats de ce mémoire ouvrent la voie à deux perspectives intéressantes dans les cas de grands réseaux : le développement de techniques de localisation optimale des RASCs et l'élaboration d'une boucle supplémentaire de contrôle nécessitant un transfert d'informations. En effet, dans les réseaux gigantesques où des dizaines, voire des centaines de barres sont candidates à accueillir des RASCs, ou plus généralement des FACTS, développer des procédures aboutissant aux emplacements qui offrent les meilleurs résultats, en terme de stabilisation par modulation de puissance active et réactive, est une ouverture intéressante de recherche. Pour ce qui est d'un contrôle supplémentaire, il s'inscrit en fait dans l'optique globale d'une structure hiérarchisée à deux niveaux, le premier niveau étant la réalisation d'une commande décentralisée à l'image du présent mémoire.

Le deuxième niveau est un recours indispensable si l'ont veut stabiliser un ou des modes qui sont gouvernables et non observables à une station de commande, tout étant faiblement ou non gouvernables et non observables à un ou plusieurs autres sites. Des échanges d'informations sont donc nécessaires entre les sites d'observabilité et les sites de gouvernabilité pour ce type de mode. L'élaboration d'une boucle supplémentaire de commande aura donc pour objectif de stabiliser les modes gouvernables, mais fixes en commande décentralisée. Elle permettra également d'améliorer la stabilité globale du réseau qui a été obtenue par une commande décentralisée.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] ABDEL-MAGID Y. L., ABIDO M. A., AL-BAIYAT S. and MANTAWY A. H. 1999. « Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms ». IEEE Trans. Power Syst. 14:4. 1428-1437.

[2] ABIDO M. A. 2000. « Simulated annealing based approach to PSS and FACTS based stabilizer tuning ». Int. J. Electr. Power Energy Syst. 22:4. 247-258.

[3] ANDERSON P. M. and FARMER R. G. 1996. Series Compensation of Power Systems. Californie. 560p.

[4] ARABI S., KUNDUR P. and ADAPA R. 2000. « Innovative techniques in modeling UPFC for power system analysis ». IEEE Trans. Power Syst. 15:1. 336-341.

[5] BANERJEE S., CHATTERJEE J. K. and TRIPATHY S. C. 1990.« Application of magnetic energy storage unit as load-frequency stabilizer ». IEEE Transactions on Energy Conversion,. 5:1. 46-51.

[6] DAVISON E. and OZGUNER U. 1985. « Decentralised Control Using Local Modes For Large Scale System ». Advances In Control And Dynamic Systems. 2:2. 185-231.

[7] DAVISON E. and OZGUNER U. 1982. « Synthesis of the decentralized robust servomechanism problem using local models ». IEEE Transactions on Automatic Control. 27:3. 583-600.

[8] DAVISON E. J. and CHANG T. N. 1995. « Decentralized Controller Design Using Parameter Optimization Methods ». Control and Advanced Technology. 2:2. 131-154.

[9] DAVISON E. J. and CHANG T. N. 1990. « Decentralized Stabilization and Pole Assignment for General Proper Systems ». IEEE Trans. Autom. Control. 35:6. 652-664.

[10] DOBRESCU M., KAMWA I. and GRONDIN R. 2004. Stabilisateur MB-PSS appliqués aux SVC. Varennes: IREQ. 27p.

[11] DOBRITOIU M. C. 2003. Stabilisateur de réseaux électriques à base de logique floue. 129p. Mémoire de Maîtrise Génie électrique. Ecole polytechnique de Montréal.

[12] EPRI. 1994. Flexible AC Transmission Systems (FACTS 3). Baltimore, Maryland.

[13] FENG W. and LI Y. 1999. « Performance indices in evolutionary CACSD automation with application to batch PID generation ». Proceedings of the IEEE International Symposium on Computer Aided Control System Design. Kohala Coast-Island of Hawaii: P. 486-491.

[14] GAVRILOVIC M., KAMWA I., GRONDIN R., MARTIN L. V. and BEGIN G. 1991. « Feasibility Study Of SMES For Improving The Dynamic Stability Of The Hydro-Québec Power System ». 26th Annual Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. Boston.

[15] GERIN-LAJOIE L., LEFEBVRE D., RACINE M., SOULIERES L. and KAMWA I. 1999. « Hydro-Quebec experience with PSS tuning ». Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE. 1, P. 88-95 vol.1.

[16] GEROMEL J. C., BERNUSSOU J. and PERES P. L. D. 1994.« Decentralized Control through Parameter Space Optimization ». Automatica. 30:10. 1565-1578.

[17] GRONDIN R., KAMWA I., SOULIERES L., POTVIN J. and CHAMPAGNE R. 1993.« An Approach to PSS Design for Transient Stability Improvement through Supplementary Damping of the Common Low-Frequency ». IEEE Trans. Power Syst. 8:3. 954-963.

[18] GYUGYI L. 1994. « Dynamic compensation of AC transmission lines by solid-state synchronous voltage sources ». IEEE Transactions on Power Delivery. 9:2. 904-911.

[19] HANDSCHIN E. and STEPHANBLOME T. 1992. « New SMES Control

Strategies As a Link Between Network And Power Plant Control ». IFAC Symp. On Power Systems and Power Plant Control. Munich: P. 281-287.

[20] HINGORANI N. G. 1993. « Flexible Ac Transmission ». IEEE Spectr. 30:4. 40-45.

[21] IEEE. 1992. « IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies ». IEEE Std 421.5-1992.

[22] IEEE Publication 95 TP 101. 1995. Interarea Oscillations In Power Systems.

[23] IEEE and CIGRÉ.1995. « FACTS Overview ».

[24] KAMWA I. 1997. Analyse Modale : Validation des concepts et application aux système de commande. Varennes: Département des systèmes d'automatismes et de mesure transport et distribution de l'IREQ.

[25] KAMWA I. 1991. Notes pour un cours d'analyse modale. Institut de Recherche d'Hydro-Québec. IREQ-93-292.

[26] KAMWA I. 1997. Optimisation Robuste des stabilisateurs par analyse modale. Département logiciel réseau électrique de l'IREQ.

[27] KAMWA I. and GERIN-LAJOIE L. 2000. « State-space system identification - Toward MIMO models for modal analysis and optimization of bulk power systems ». IEEE Trans. Power Syst. 15:1. 326-335.

[28] KAMWA I. and GRONDIN R. 1992. Modèle numérique du stabilisateur IREQ: Notice d'utilisation. Institut de Recherche d'Hydro-Québec. IREQ-95-266.

[29] KAMWA I., GRONDIN R., GAVRILOVIC M., MARTIN L. and BÉGIN G. 1992. « Développement du modèle numérique d'un régulateur alternatif à supraconducteur sur un programme de stabilité ». Revue Générale d'Électricité. 4:92.12-27.

[30] KAMWA I., GRONDIN R., GAVRILOVIC M., MARTIN L. and VALETTE A. 1991. Modèles numériques de RASC : Notice d'utilisation. Institut de recherche d'Hydro-Québec. IREQ-4795.

[31] KAMWA I. and TRUDEL G.2004.« IEEE PSS2B vs PSS4B : The Limits of

Performance of Modern Power System Stabilizers.

[32] KAMWA I., TRUDEL G. and GERIN-LAJOIE L. 2000. « Robust design and coordination of multiple damping controllers using nonlinear constrained optimization ». IEEE Trans. Power Syst. 15:3. 1084-1092.

[33] KHALDI M. R., SARKAR A. K., LEE K. Y. and PARK Y. M. 1993. « The modal performance measure for parameter optimization of power system stabilizers ». IEEE Transactions on Energy Conversion. 8:4. 660-666.

[34] KOESSLER R. J., FARDANEH B., HENDERSON M. I. and ADAPA R. 1994. « Energy Storage Application In New York State ». EPRI Flexible AC Transmission System (FACTS 3). Baltimore,Maryland: P.

[35] KUNDUR P., BALU N. J. and LAUBY M. G. 1994. Power system stability and control. New York ; Montreal. 1176 p.p.

[36] LASDON L. S., WAREN A. D., JAIN A. and RATNER M. 1978. « Design and testing of a Generalized Reduced Gradient code for non linear Programming ». Transactions on mathematical sofware. 4:1. 10.

[37] LEFÈBVRE S. 1983. « Tuning Of Stabilizers In Multimachine Power Systems ». IEEE Trans. On Power Systems And Apparatus. PAS-102:2.290-299.

[38] LIM C.-M. and ELANGOVAN S. 1985. « Design Of Stabilizers In Multimachine Power System ». IEE Proc. C-132, P. 146-153.

[39] LU J., CHIANG H. D. and THORP J. S. 1993.« Eigenstructure Assignment by Decentralized Feedback-Control ». IEEE Trans. Autom. Control. 38:4. 587-594.

[40] MATHWORKS. 2000. Optimization Toolbox User's Guide for Matlab 6.0. 200p.

[41] POHLHEIM H.2000. « Evolutionary Algorithms : Overview, Methods and Operators ».100p.

[42] SANDELL N. J., VARAIYA P., ATHANS M. and SAFONOV M. 1978.« Survey of decentralized control methods for large scale systems ». IEEE

Transactions on Automatic Control. 23:2. 108-128.

[43] SIMO J. B. 1996. Commande décentralisée des réseaux électriques par modulation d'un régulateur alternatif à supraconducteur. 250p. Faculté des sciences et de génie. Université Laval.

[44] SIMO J. B. and KAMWA I. 1996. A new modal performance measure for power system stabilizers optimization. Oxford. 113-121p.

[45] SIMO J. B., KAMWA I., MOMCILO M. and GABA G. 1995. « Modèle linéarisé de RASC son implantation dans un programme multimachines d'analyse de valeurs propres ». 14th Int. Conference On Modelling, Identification And Control. Innsbruck, Autriche: P. 214-217.

[46] SIMO J. B., KAMWA I., TRUDEL G. and TAHAN S. A. 1996.« Validation of a new modal performance measure for flexible controllers design ». 11:2. 819-826.

[47] AMERICAN SUPRACONDUCTOR. 2003. Case Study. In. American Supraconductor. [En ligne]. http://www.amsuper.com/html/products/library/WPScs.pdf, (Page consultée le 10 Mai 2003).

[48] TADA Y., OHKUBO H. and KURITA A. 1996. « Multivariable control design for damping interarea oscillations of bulk power systems using a modal reduction technique ». 11:1. 295-302.

[49] TER-GAZARIAN A. 1994. « Energy Storage for Power Systems ». IEE Energy Series. 6:1.

[50] URDANETA A. J., BACALAO N. J., FEIJOO B., FLORES L. and DIAZ R. 1991. « Tuning of Power-System Stabilizers Using Optimization Techniques ». 6:1. 127-134.

[51] WU C. J. and WANG C. H. 1992. « Damping of Power-System Oscillations by an Active and Reactive Power Modulation Superconducting Magnetic Energy-Storage Unit ». 24:1. 65-72.

ANNEXE A
LE MODÈLE PSB DU RÉSEAU ANDERSON ET LES PARAMÈTRES DE SIMULATION

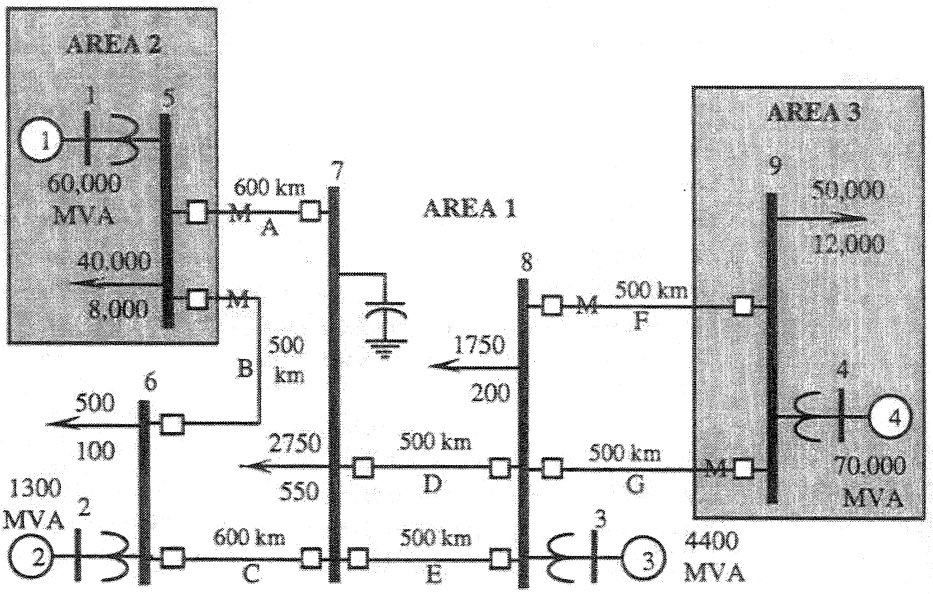


Figure A-1 :Schéma unifilaire du réseau d'Anderson

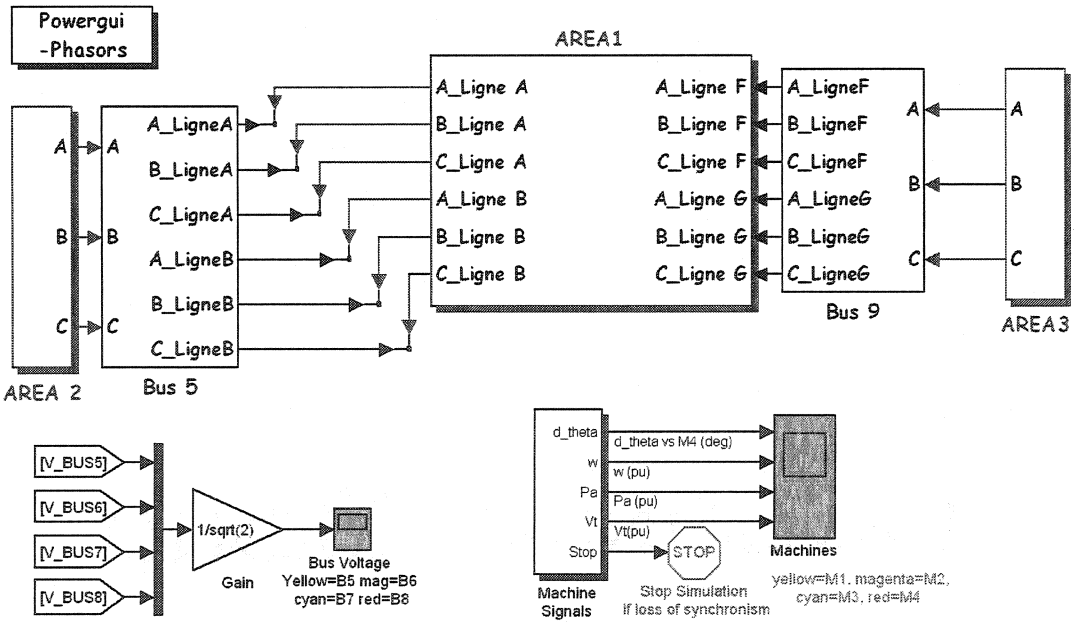


Figure A-2 : Modélisation du réseau sous Simulink des trois régions

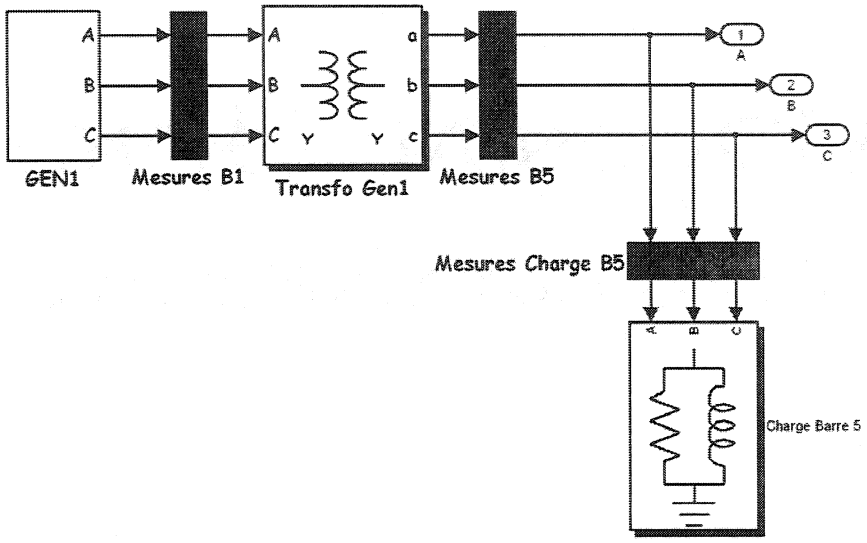


Figure A-3 : Modélisation de la région 2

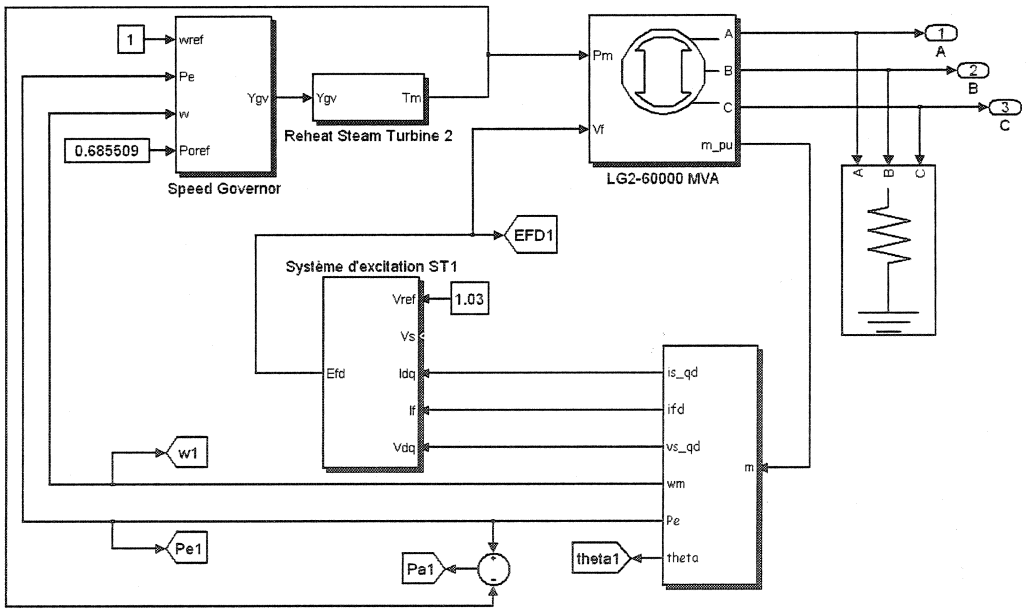


Figure A-4 : Modélisation du générateur 1

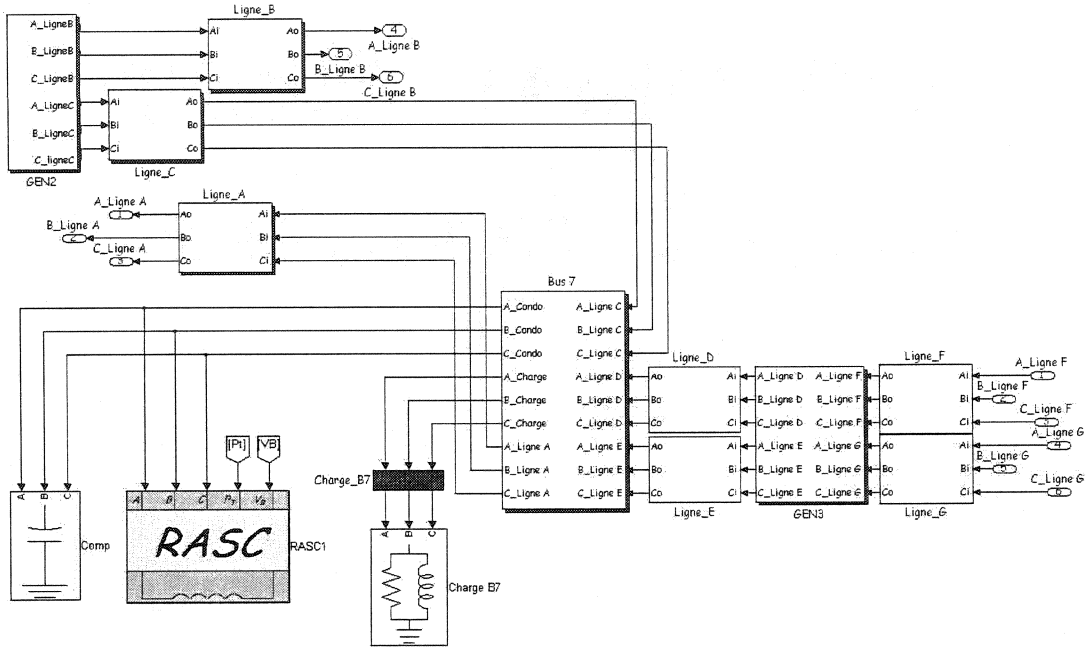


Figure A-5 : Modélisation de la région 1

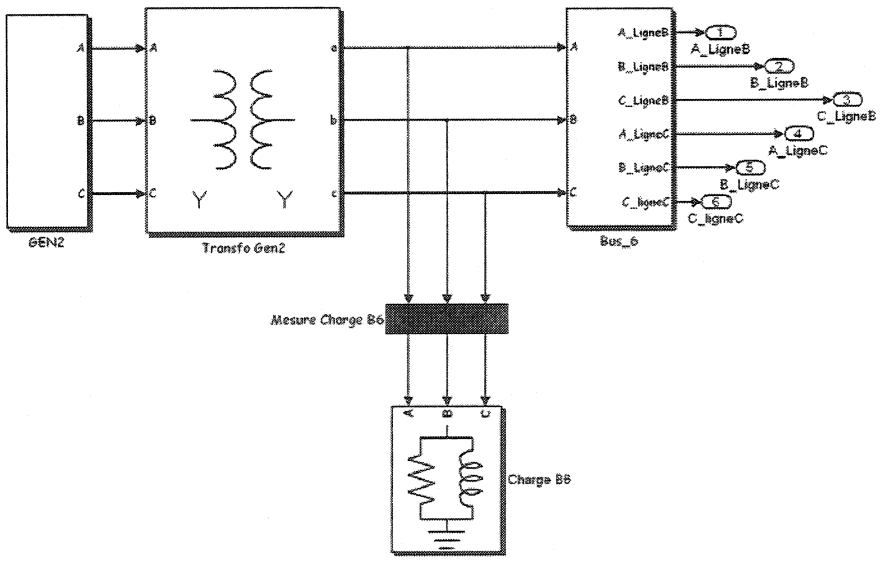


Figure A-6 : Modélisation de la barre 6

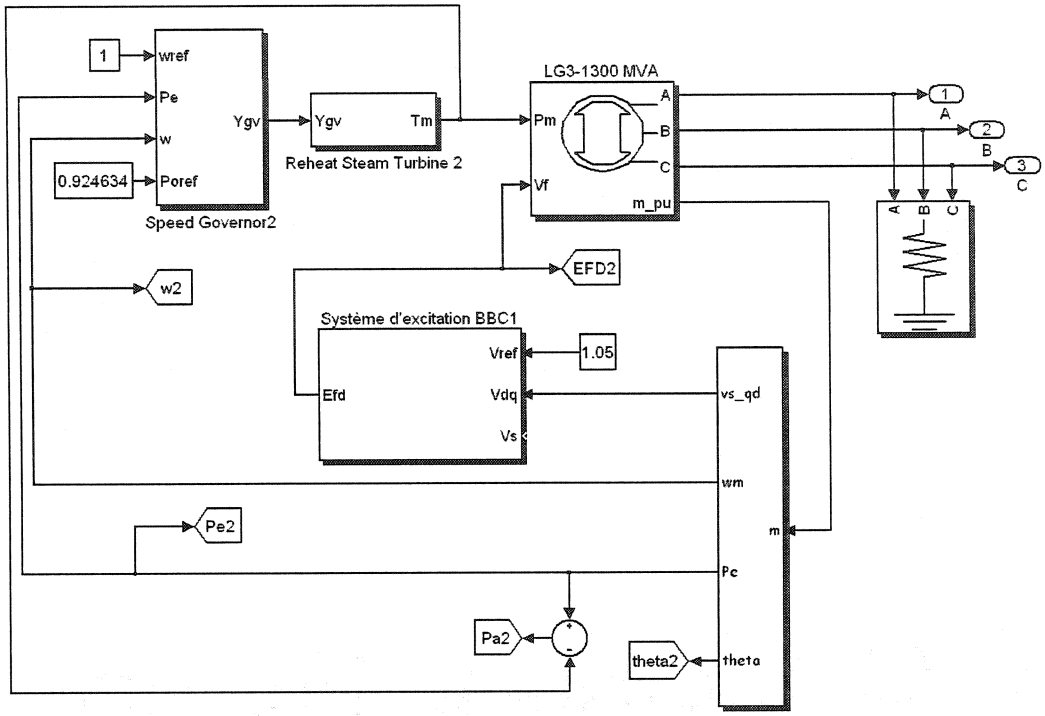


Figure A-7 : Modélisation détaillée du générateur 2

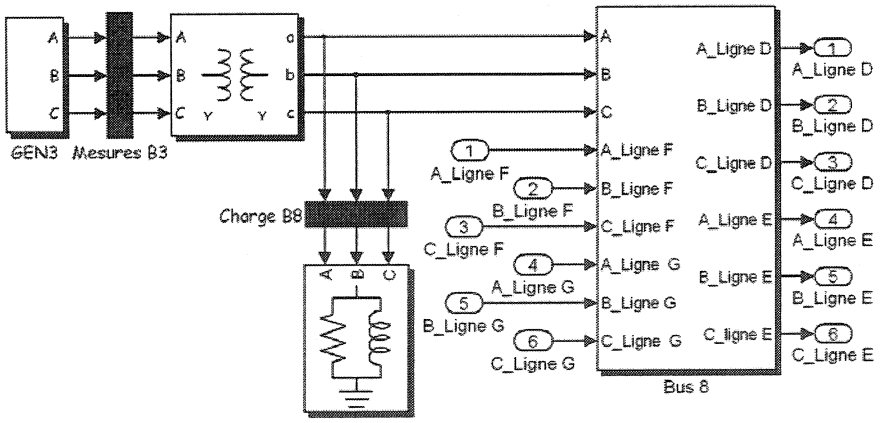


Figure A-8 : Modélisation de la barre 8

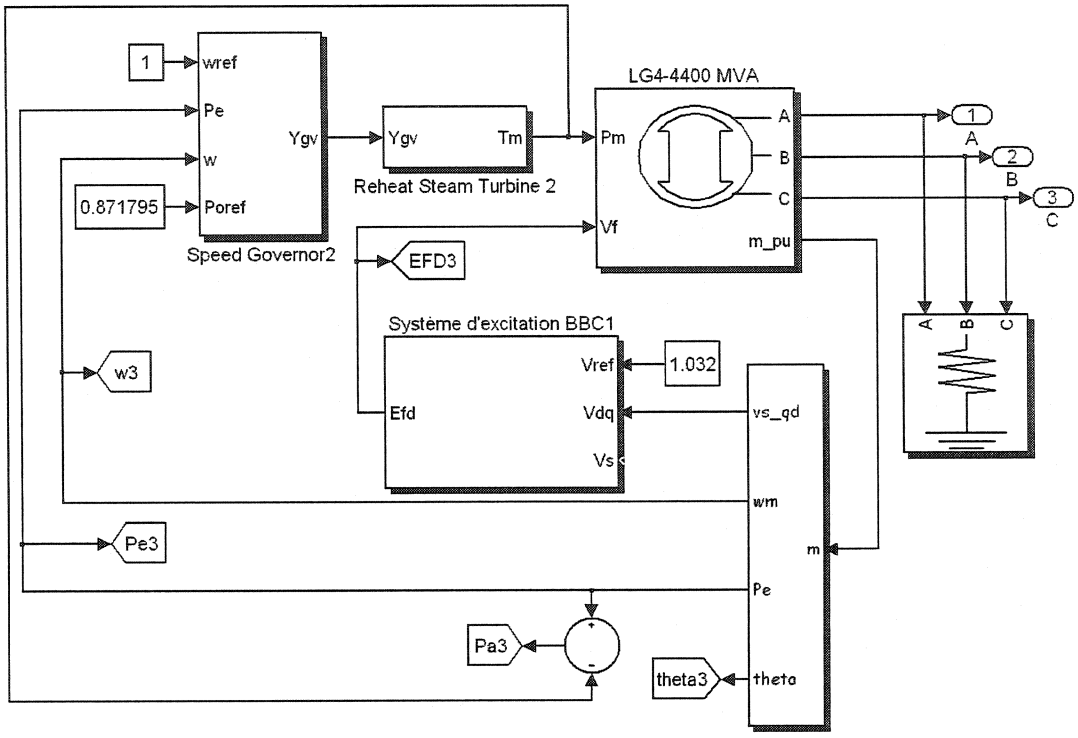


Figure A-9 : Modélisation détaillée du générateur 3

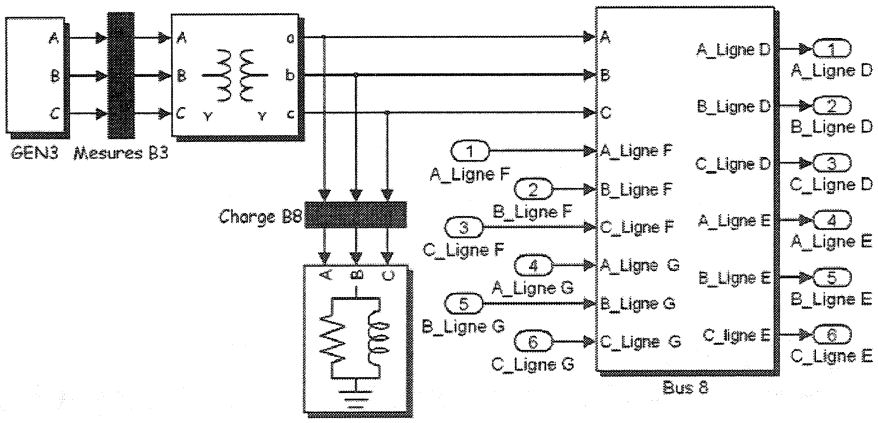


Figure A-10 : Modélisation de la barre 8

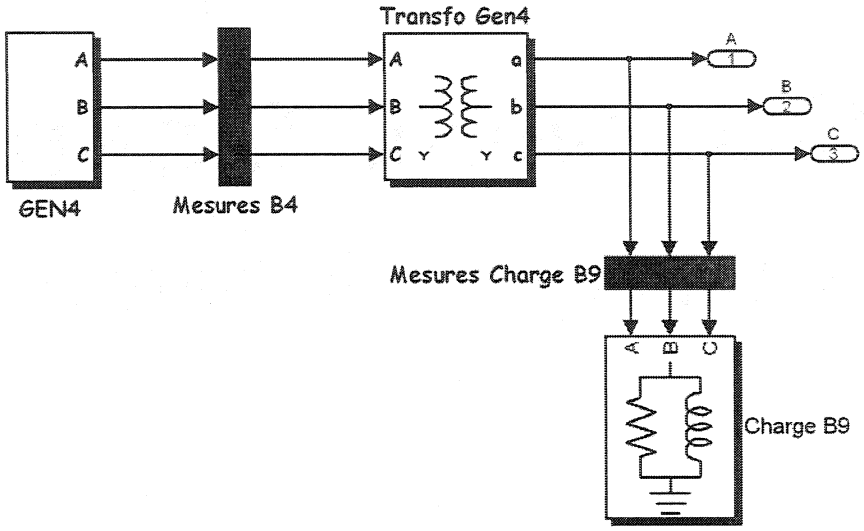


Figure A-11 : Modélisation de la région 3

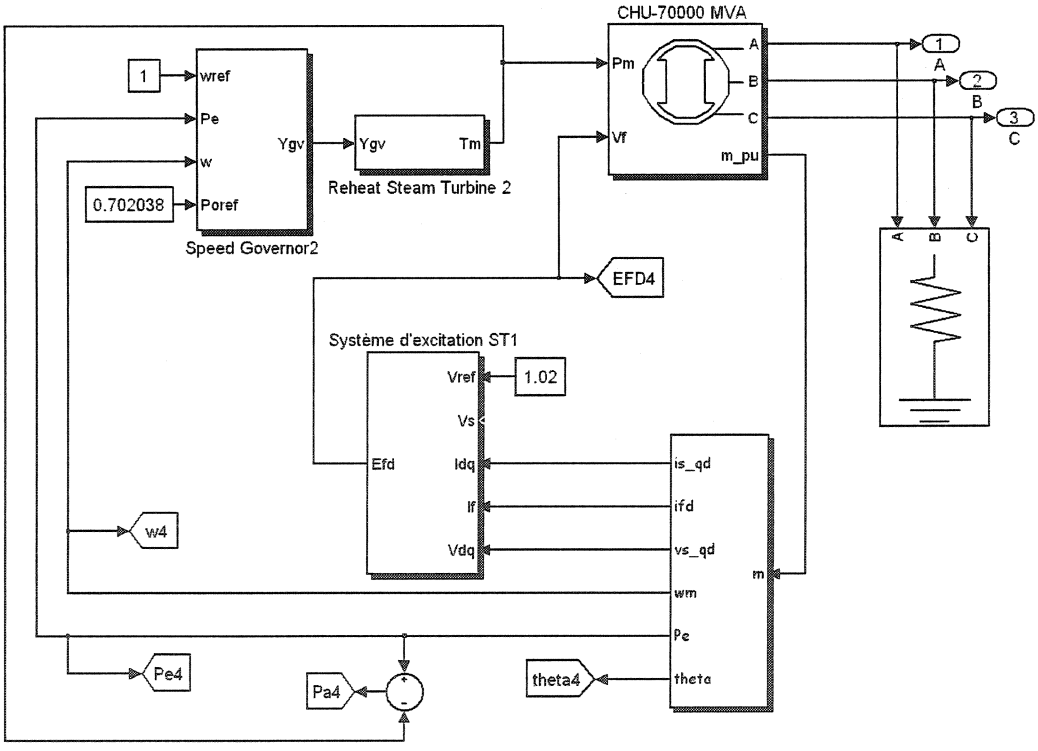


Figure A-12 : Modélisation du générateur 4

Symbol	Definition	Units
S	Generator MVA Rating	MVA
H	Inertia Constant	s
D	Damping Coefficient	pu
r_a	Armature Resistance	pu
x_ℓ	Armature Leakage Reactance	pu
x_d	Direct-axis Reactance	pu
x'_d	Direct-axis Transient Reactance	pu
x''_d	Direct-axis Subtransient Reactance	pu
x_q	Quadrature-axis Reactance	pu
x'_q	Quadrature-axis Transient Reactance	pu
x''_q	Quadrature-axis Subtransient Reactance	pu
x_0	Zero-sequence machine impedance	pu
τ'_{do}	d-axis Open Circuit Transient Time Constant	s
τ''_{do}	d-axis Open Circuit Subtransient Time Constant	s
τ'_{qo}	q-axis Open Circuit Transient Time Constant	s
τ''_{qo}	q-axis Open Circuit Subtransient Time Constant	s

Figure A-13 : Symbole des paramètres des générateurs

Symbol	Units	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4
S	MVA	60,000	1300	4400	70,000
H	s	2.318	2.642	3.960	3.930
D	per unit*	2.0	2.0	2.0	2.0
r_a	per unit*	0.0046	0.0019	0.0031	0.0010
x_ℓ	per unit*	0.155	0.246	0.110	0.135
x_d	per unit*	2.110	2.183	1.700	1.790
x'_d	per unit*	0.280	0.413	0.245	0.220
x''_d	per unit*	0.215	0.339	0.185	0.180
x_q	per unit*	2.020	2.157	1.640	1.715
x'_q	per unit*	0.490	1.285	0.380	0.400
x''_q	per unit*	0.215	0.332	0.185	0.215
x_0	per unit*	0.150	0.174	0.100	0.060
Exciter	---	ST3	BBC1	BBC1	ST3
Turbine	---	ST2	ST2	ST2	ST2
Governor	---	SG1	SG1	SG1	SG1

Figure A-14 : Paramètres des générateurs

Symbol	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4
τ'_{do}	4.200	5.690	5.900	4.300
τ''_{do}	0.032	0.041	0.033	0.032
τ'_{qo}	0.565	1.500	0.540	0.565
τ''_{qo}	0.062	0.144	0.076	0.062

Figure A-15 : Paramètres des constantes de temps

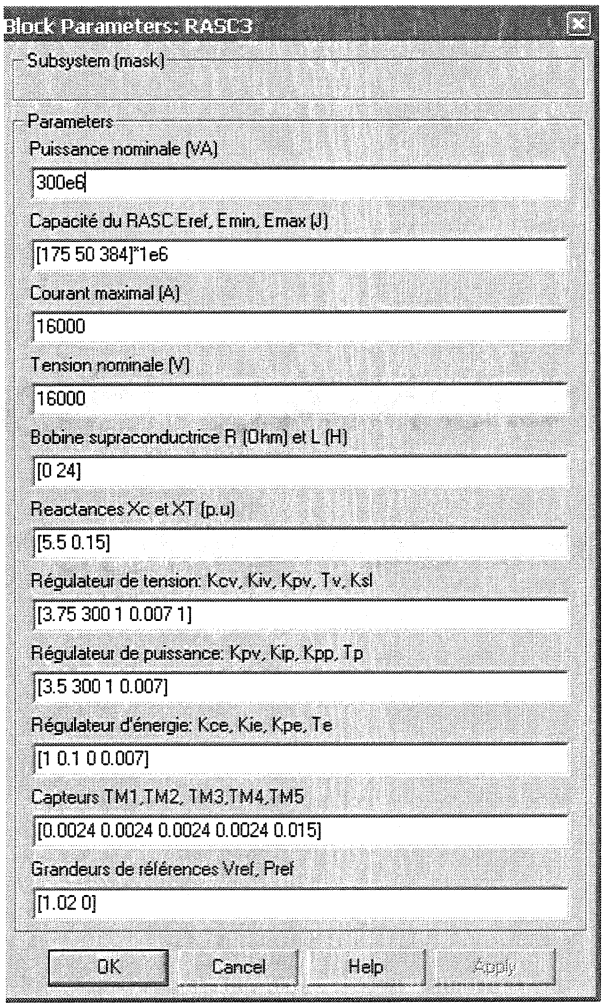


Figure A-16 : Paramètres du RASC

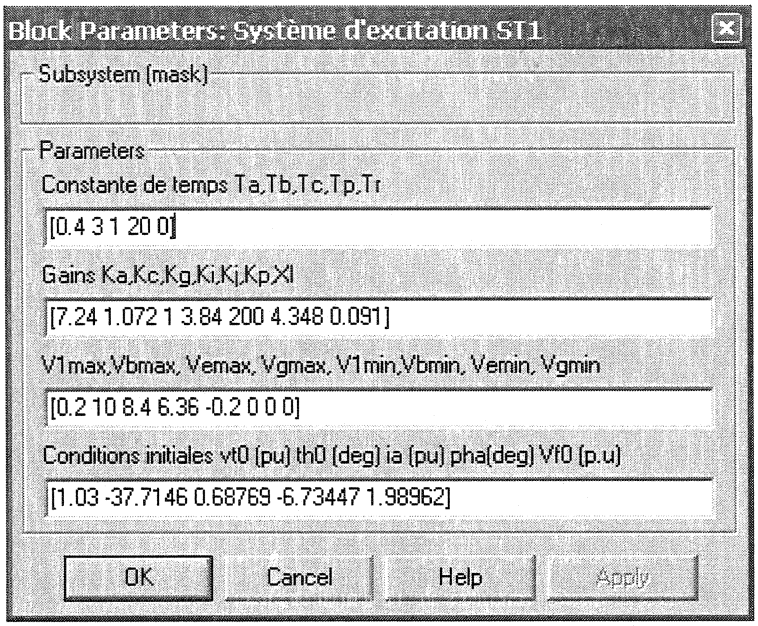


Figure A-17 : Paramètres du système d'excitation ST3A

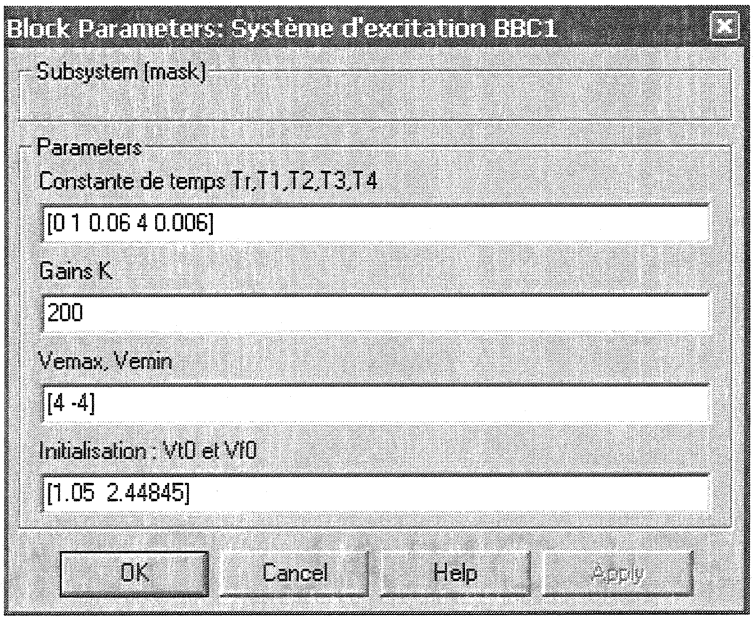


Figure A-18 : Paramètres du système d'excitation BBC

ANNEXE B
LOGICIEL D'OPTIMISATION

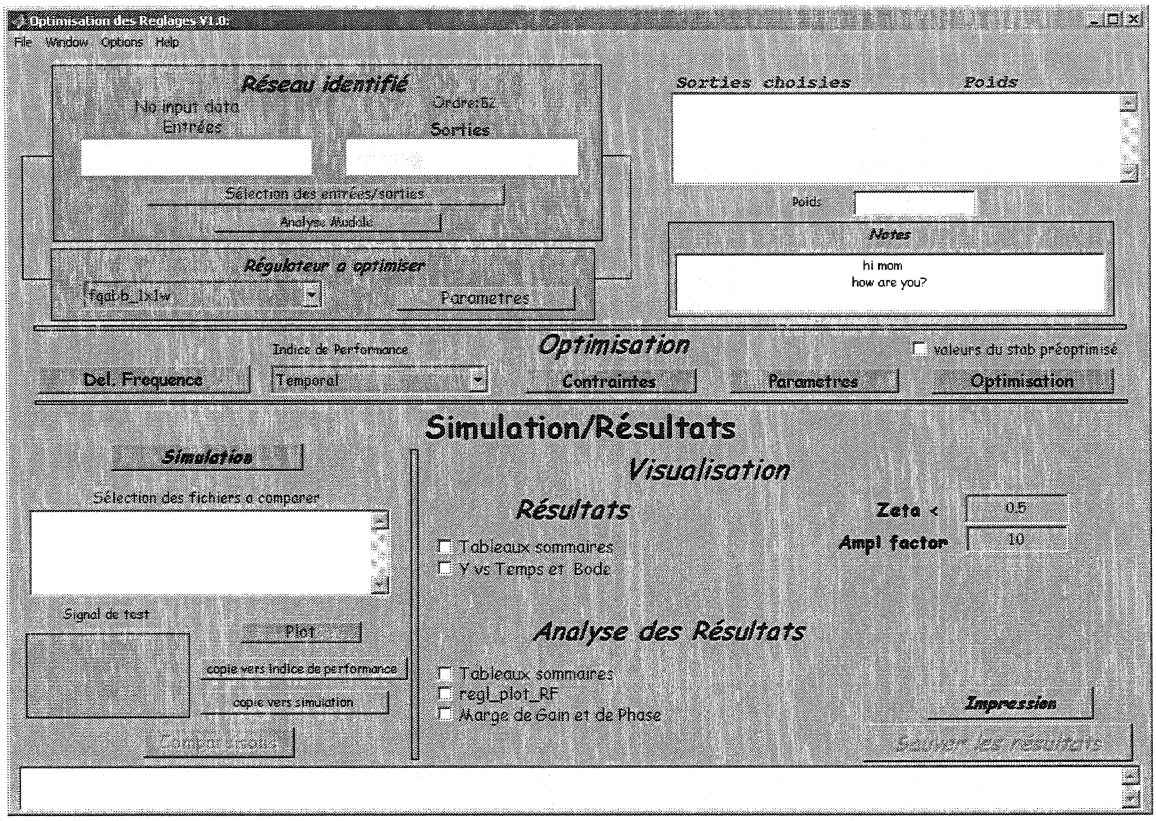


Figure B-1 : Fenêtre principale

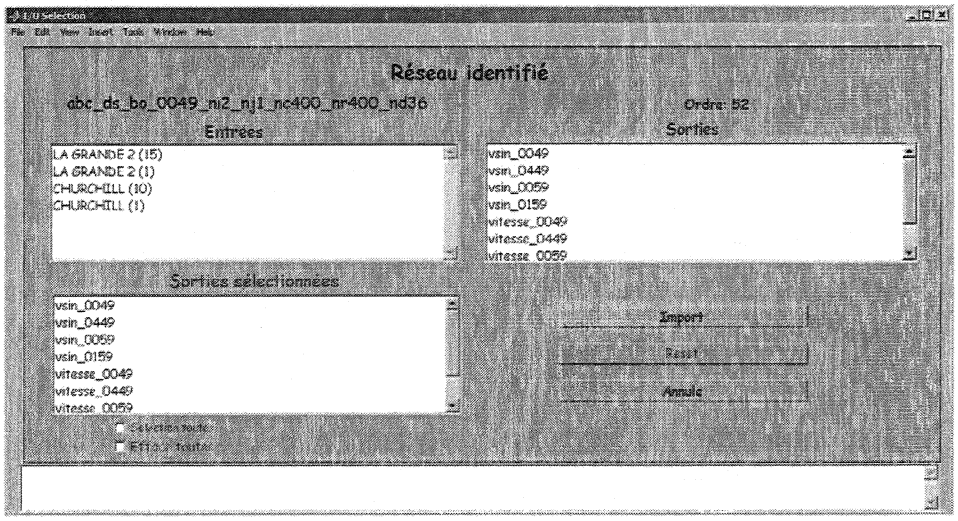


Figure B-2 : Fenêtre du choix des entrées et des sorties

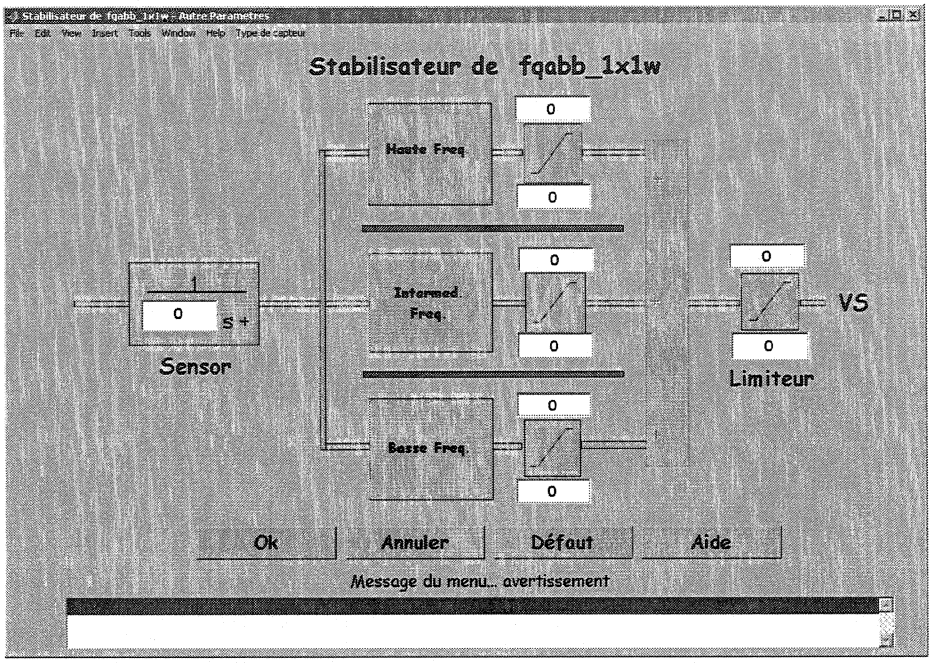


Figure B-3 : Fenêtre pour la saisie des paramètres du stabilisateur

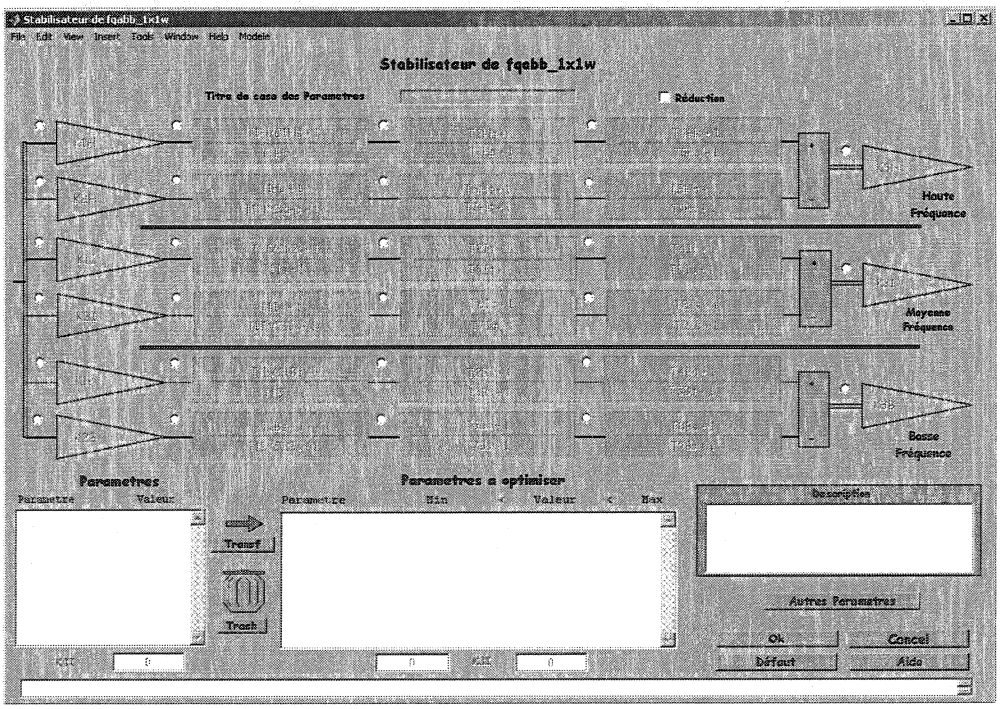


Figure B-4 : Fenêtre pour la saisie du capteur et des saturateurs

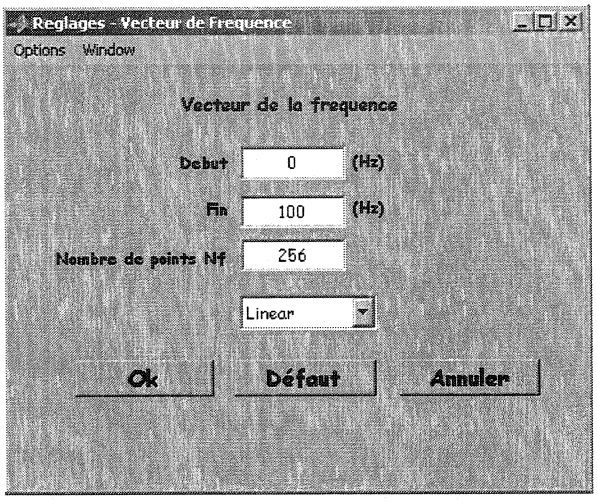


Figure B-5 : Fenêtre pour le choix de l'échelle de fréquence

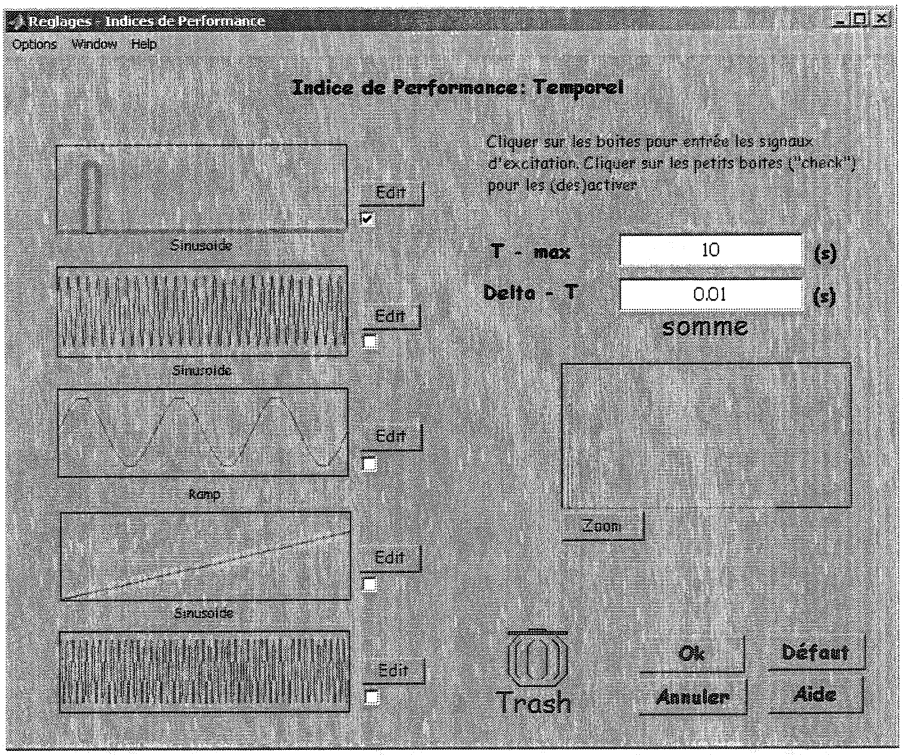


Figure B-6 : Fenêtre pour l'indice de performance temporelle du stabilisateur

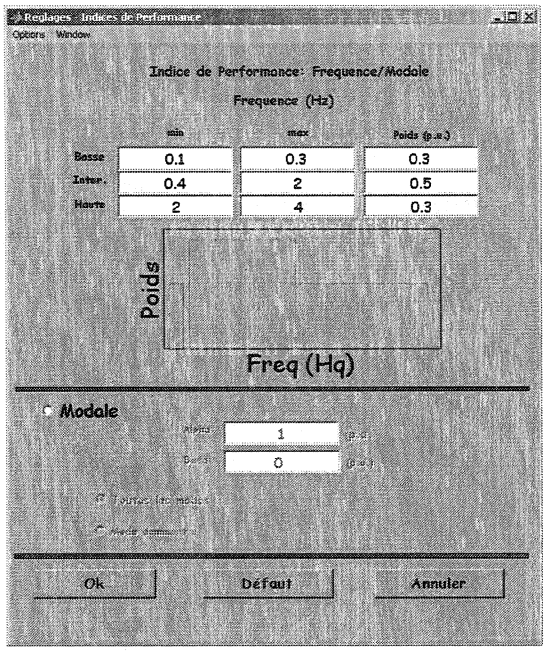


Figure B-7 : Fenêtre pour l'indice de performance fréquentielle du stabilisateur

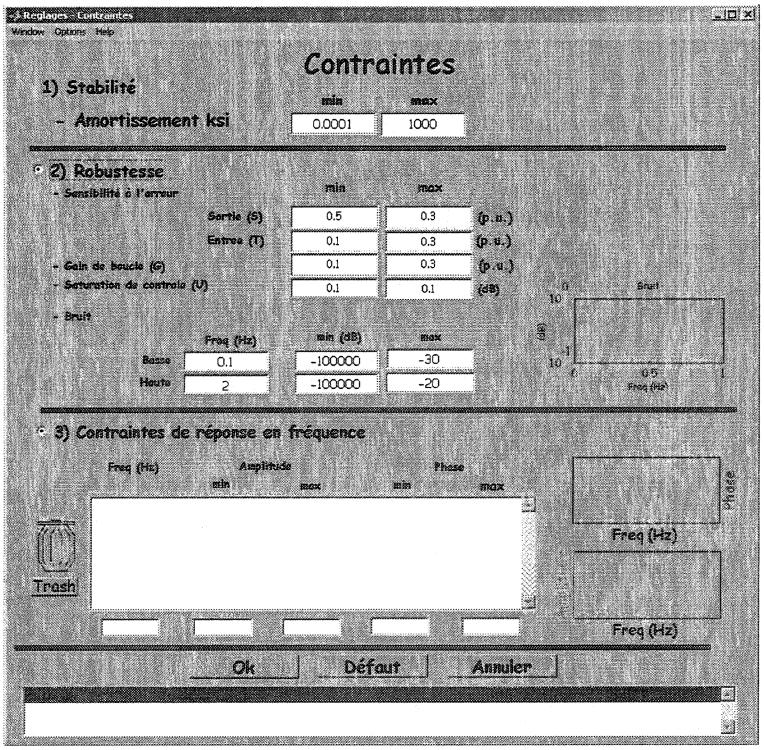


Figure B-8 : Fenêtre pour les contraintes d'optimisation

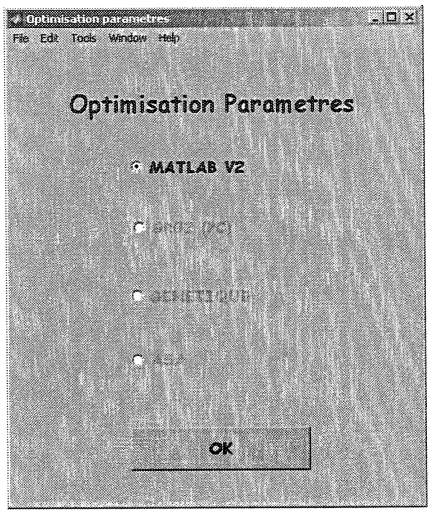


Figure B-9 : Fenêtre pour le type d'algorithme d'optimisation