## TABLE DES MATIÈRES

Page

INTRODUCTION ..... 1

CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE ..... 10
1.1 Introduction ..... 10
1.2 Commande et stabilité du réseau électrique ..... 11
1.2.1 Commande locale (régulateurs conventionnels) ..... 11
1.2.2 Commande du réseau de transport (équipements FACTS) ..... 12
1.3 Rôle du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) ..... 13
1.4 Coordination des générateurs synchrones et SVCs ..... 14
1.5 Intérêt de la commande basée sur les mesures à la grandeur du réseau ..... 15

CHAPITRE 2 ÉTUDE DU COMPENSATEUR STATIQUE (SVC) ET SA COMMANDE AUXILIAIRE ..... 17
2.1 Introduction ..... 17
2.2 Définition et concept FACTS ..... 17
2.3 Différents catégories des FACTS ..... 18
2.3.1 Compensateurs parallèles ..... 19
2.3.1.1 Compensateur statique d'énergie réactive (SVC) ..... 19
2.3.1.2 Compensateur statique synchrone (STATCOM) ..... 20
2.3.2 Compensateurs séries ..... 20
2.3.2.1 Compensateur série commandé par thyristors (TCSC) ..... 21
2.3.2.2 Compensateur série statique synchrone (SSSC) ..... 22
2.3.3 Compensateurs hybrides (série-série et shunt-série) ..... 22
2.3.3.1 Contrôleur universel de flux de puissance (UPFC) ..... 23
2.4 Avantages et applications des FACTS ..... 23
2.5 Étude du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) ..... 24
2.5.1 Schéma électrique et fonctionnement du SVC ..... 24
2.5.2 Modèle dynamique du SVC ..... 25
2.6 Rôle de la commande auxiliaire du SVC ..... 27
2.7 Validation de la commande auxiliaire du SVC ..... 28
2.7.1 Étude du réseau à (2) machines et (5) barres ..... 30
2.7.2 Étude du réseau à (3) machines et (9) barres ..... 33
2.7.3 Étude du réseau de Kundur à (4) machines ..... 35
2.8 Conclusion ..... 37

CHAPITRE 3 MODÉLISATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ..... 38
3.1 Introduction ..... 38
3.2 Modèle du générateur ..... 38
3.3 Système d'excitation ..... 39
3.4 Stabilisateur de puissance (PSS) ..... 40
3.5 Modèle du compensateur statique (SVC) ..... 42

3.6 Modélisation de l'interconnexion du réseau électrique ....43
3.6.1 Interconnexion du réseau électrique sans SVCs ....43
3.6.2 Interconnexion du réseau électrique avec SVCs ....44
3.6.2.1 Équations des différentes barres ....45
3.6.2.2 Calcul de la matrice d'admittance avec SVCs ....45
3.7 Le modèle non linéaire du réseau électrique avec SVCs ....47

CHAPITRE 4 CONTRÔLEUR GLOBAL DE COORDINATION ....53
4.1 Introduction ....53
4.2 Nouveau modèle linéaire du réseau électrique avec SVCs ....53
4.3 Conception du contrôleur global de coordination ....58
4.3.1 Principe de la coordination ....58
4.3.2 Équations du contrôleur ....59

CHAPITRE 5 APPLICATION DE LA COORDINATION POUR L'AMORTISSEMENT DES OSCILLATIONS LOCALES ET INTERZONES ....64
5.1 Introduction ....64
5.2 Description du réseau test ....64
5.3 Réglages universels du stabilisateur de puissance (MB-PSS) ....65
5.4 Tests et résultats de simulation ....67
5.4.1 Étude des oscillations locales ....68
5.4.2 Étude des oscillations interzones ....72
5.5 Perte des signaux de coordination ....75
5.6 Conclusion ....78

CHAPITRE 6 RÉDUCTION DES SIGNAUX DE COORDINATION ....79
6.1 Introduction ....79
6.2 Définition du RGA (Relative Gain Array) ....79
6.3 Analyse des interactions par la méthode du RGA ....80
6.4 Résultats de simulation avec le contrôleur réduit ....84
6.4.1 Étude des oscillations locales avec le contrôleur réduit ....86
6.4.2 Étude des oscillations interzones avec le contrôleur réduit ....88
6.4.3 Augmentation du transit de puissance avec le contrôleur réduit ....90
6.5 Validation du contrôleur réduit sur le réseau de Kundur ....92
6.6 Conclusion ....95

CHAPITRE 7 IMPACT DES DÉLAIS DE COMMUNICATION ....96
7.1 Introduction ....96
7.2 Effets du délai sur la performance du contrôleur de coordination ....97
7.2.1 Effets du délai sur l'amortissement des oscillations locales ....98
7.2.2 Effets du délai sur l'amortissement des oscillations interzones ....101
7.3 Compensation des délais par le prédicteur de Smith ....105
7.3.1 Équations du contrôleur de coordination avec délais ....105
7.3.2 Application du prédicteur de Smith ....108
7.3.3 Résultats de simulation avec compensation du délai ....109

7.4 Conclusion ..... 111

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS ..... 112

ANNEXE I PARAMÈTRES DU RÉSEAU TEST D'ANDERSON ET FARMER ..... 117

ANNEXE II PARAMÈTRES DU RÉSEAU DE KUNDUR ..... 120

ANNEXE III PARAMÈTRES DU SYSTÈME NON LINÉAIRE ..... 123

BIBLIOGRAPHIE ..... 125

## LISTE DES FIGURES

Page


Figure 2.1 Schéma électrique du SVC. ....19

Figure 2.2 Schéma électrique du STATCOM. ....20

Figure 2.3 Schéma électrique du TCSC. ....21

Figure 2.4 Schéma électrique du SSSC. ....22

Figure 2.5 Schéma électrique de l'UPFC. ....23

Figure 2.6 Représentation électrique du SVC. ....25

Figure 2.7 Schéma général du circuit de commande du SVC. ....26

Figure 2.8 Modèle dynamique du SVC. ....26

Figure 2.9 Modèle dynamique du SVC avec commande auxiliaire. ....27

Figure 2.10 Contrôleur conventionnel du SVC. ....28

Figure 2.11 Système en boucle fermée avec le contrôleur du SVC. ....29

Figure 2.12 Réponse fréquentielle d'un contrôleur conventionnel du SVC. ....30

Figure 2.13 Schéma unifilaire du réseau à (2) machines et (5) barres. ....31

Figure 2.14 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2 -test 1-. ....32

Figure 2.15 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2 -test 2-. ....32

Figure 2.16 Schéma unifilaire du réseau à (3) machines et (9) barres. ....33

Figure 2.17 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2. ....34

Figure 2.18 Puissance active du générateur G2. ....34

Figure 2.19 Schéma unifilaire du réseau de Kundur à (4) machines. ....35

Figure 2.20 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G4. ....36

Figure 2.21 Puissance active transmise entre les deux zones. ....36

Figure 3.1 Système d'excitation de type DC1A de IEEE. ....40

Figure 3.2 Système d'excitation de type DC1A de IEEE avec le PSS. .....40
Figure 3.3 Stabilisateur de puissance de type IEEE PSS1A. .....41
Figure 3.4 Stabilisateur multi-bandes de type IEEE PSS4B. .....42
Figure 3.5 Modèle dynamique du compensateur statique (SVC). .....43
Figure 3.6 Schéma d'un réseau électrique avec SVCs. .....44
Figure 4.1 Structure générale de la commande de coordination. .....58
Figure 4.2 Commande de coordination de l'excitation. .....62
Figure 4.3 Commande de coordination du SVC. .....63
Figure 5.1 Réseau électrique à (4) machines et (9) barres d'Anderson et Farmer. .....65
Figure 5.2 Vitesse G3 avec différents réglages du MB-PSS. .....66
Figure 5.3 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D). .....68
Figure 5.4 Angle G3 vs G4 après un court-circuit sur la ligne (D). .....69
Figure 5.5 Tension terminale G3 après un court-circuit sur la ligne (D). .....69
Figure 5.6 Réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G3. .....70
Figure 5.7 Vitesse G2 après un court-circuit sur la ligne (C). .....70
Figure 5.8 Angle G2 vs G4 après un court-circuit sur la ligne (C). .....71
Figure 5.9 Tension terminale G2 après un court-circuit sur la ligne (C). .....71
Figure 5.10 Réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G2. .....72
Figure 5.11 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C). .....73
Figure 5.12 Angle G1 vs G4 après un court-circuit sur la ligne (C). .....73
Figure 5.13 Réponse fréquentielle de la vitesse relative G1-G4. .....74
Figure 5.14 Vitesse G2 après un court-circuit sur la ligne (C). .....74
Figure 5.15 Tension terminale G2 après un court-circuit sur la ligne (C). .....75
Figure 5.16 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D). .....76

Figure 5.17 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C). .....76

Figure 5.18 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D). .....77

Figure 5.19 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C). .....77

Figure 6.1 Éléments RGA en fonction de la fréquence avec : (a) déviations des vitesses des générateurs, (b) tensions terminales des générateurs. .....82

Figure 6.2 Éléments RGA en fonction de la fréquence avec la tension du SVC. .....83

Figure 6.3 Structure de commande avec réduction des signaux de coordination. .....84

Figure 6.4 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D). .....86

Figure 6.5 Tension du SVC après un court-circuit sur la ligne (D). .....87

Figure 6.6 Réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G3. .....87

Figure 6.7 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C). .....88

Figure 6.8 Tension du SVC après un court-circuit sur la ligne (C).....88

Figure 6.9 Réponse fréquentielle de la vitesse relative G1-G4. .....89

Figure 6.10 Puissance active transmise par la ligne (D) -test 1-. .....90

Figure 6.11 Puissance active transmise par la ligne (D) -test 2-. .....91

Figure 6.12 Puissance active transmise par la ligne (D) -test 3-. .....92

Figure 6.13 Schéma du réseau de Kundur à (4) machines. .....93

Figure 6.14 Puissance active transmise entre les deux zones.....94

Figure 6.15 Tension du compensateur statique (SVC).....94

Figure 7.1 Contrôleur de coordination en présence des délais.....97

Figure 7.2 Vitesse G3 avec un délai de 200 ms. .....98

Figure 7.3 Tension du SVC avec un délai de 200 ms. .....99

Figure 7.4 Vitesse G3 avec un délai de 400 ms et 600 ms.....99

Figure 7.5 Tension du SVC avec un délai de 400 ms et 600 ms.....100

Figure 7.6 Réponse fréquentielle de la vitesse du G3 avec différents délais. .....100

Figure 7.7 Vitesse relative G1-G4 avec un délai de 200 ms. .....101

Figure 7.8 Tension du SVC avec un délai de 200 ms. .....102

Figure 7.9 Vitesse relative G1-G4 avec un délai de 400 ms et 600 ms.....102

Figure 7.10 Vitesse relative G1-G4 avec un délai de 1000 ms. .....103

Figure 7.11 Tension du SVC avec un délai de 1000 ms. .....103

Figure 7.12 Réponse fréquentielle de la vitesse relative G1-G4 avec délai.....104

Figure 7.13 Contrôleur global de coordination basé sur le prédicteur de Smith.....109

Figure 7.14 Vitesse G3 avec compensation du délai.....109

Figure 7.15 Tension du SVC avec compensation du délai.....110

Figure 7.16 Vitesse relative G1-G4 avec compensation du délai. .....110

Figure 7.17 Tension du SVC avec compensation du délai.....111

Rapport-Gratuit.com

## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

| | |
|---|---|
| $A$ | Matrice d'état |
| $A_i^d$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $A_i^q$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $A_{ik}^d$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |
| $A_{ik}^q$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |
| AVR | Automatic Voltage Regulator |
| $\alpha$ | Angle d'amorçage des thyristors |
| $B$ | Matrice de commande |
| $B_{ik}$ | Composante imaginaire de la matrice d'admittance totale |
| $B_{ik}^r$ | Composante imaginaire de la matrice d'admittance réduite |
| $B_i^d$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $B_i^q$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $B_{ik}^d$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |
| $B_{ik}^q$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |
| $B_{svc}$ | Susceptance équivalente du compensateur statique |
| $C$ | Matrice de sortie |
| DC1A | Système d'excitation à courant alternatif |
| $\delta_i$ | Angle de charge du générateur |
| $\delta_k$ | Angle de charge dans le référentiel absolu |
| $E'_{di}$ | Composante de l'axe (d) de la tension interne transitoire |

| | |
|---|---|
| $E_{fdi}$ | Commande de l'excitation du générateur |
| $E^{c}_{fdi}$ | Commande de coordination de l'excitation du générateur |
| $E'_{qi}$ | Composante de l'axe (q) de la tension interne transitoire |
| EPRI | Electric Power Research Institutes |
| FACTS | Flexible Alternating Current Transmission Systems |
| FC | Fixed Capacitor |
| $F_c$ | Vecteur avec paramètres constants |
| $F_{ci}$ | Vecteur avec paramètres constants |
| $G_{ik}$ | Composante réelle de la matrice d'admittance totale |
| $G^{r}_{ik}$ | Composante réelle de la matrice d'admittance réduite |
| GPS | Global Positioning Satellite |
| GTO | Gate Turn Off |
| $H_i$ | Constante d'inertie du rotor |
| $I$ | Courant au stator |
| $I_{di}$ | Composante de l'axe (d) du courant du stator |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronic Engineers |
| IGBT | Insulated Gate Bipolar Transistor |
| $I_{qi}$ | Composante de l'axe (q) du courant du stator |
| $K^{d}_{i}$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $K^{q}_{i}$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $K^{d}_{ik}$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

| | |
|---|---|
| $K_{ik}^{q}$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |
| $K_{PSS}$ | Gain du stabilisateur de puissance |
| $K_{svc}$ | Gain du compensateur statique |
| $L_c$ | Vecteur avec paramètres constants |
| $L_{ci}$ | Vecteur avec paramètres constants |
| $MB-PSS$ | Multi-Band Power System Stabilizer |
| $P$ | Régulateur proportionnel |
| $PI$ | Régulateur proportionnel et intégral |
| $P_m$ | Puissance mécanique de la machine |
| PMU | Phasor Measurement Unit |
| PSDC | Power Swing Damping Control |
| $PSS$ | Power System Stabilizer |
| RCGA | Real Coded Genetic Algorithm |
| $R_{ci}$ | Vecteur avec paramètres constants |
| $R_{ic}$ | Vecteur avec paramètres constants |
| $R_{ik}$ | Vecteur avec paramètres constants |
| RGA | Relative Gain Array |
| $R_s$ | Résistance des enroulements du stator |
| SSSC | Static Synchronous Series Compensator |
| SVC | Static Var Compensator |
| $T$ | Constante de temps |
| $T_d$ | Délai de la conduction des thyristors |

| | |
|---|---|
| $T'_{doi}$ | Constante de temps transitoire en circuit ouvert de l'axe (d) |
| $T_i$ | Paramètre du modèle linéaire -terme local- |
| $T_{ik}$ | Paramètre du modèle linéaire -terme global- |
| $T_m$ | Délai associé à la mesure de la tension du SVC |
| $T_{mi}$ | Couple mécanique de la turbine |
| $T'_{qoi}$ | Constante de temps transitoire en circuit ouvert de l'axe (q) |
| $T_{svc}$ | Constante de temps du compensateur statique |
| $T_w$ | Constante de temps du filtre passe haut (washout filter) |
| TCR | Thyristor Controlled Reactor |
| TSC | Thyristor Switched Capacitor |
| TSR | Thyristor Switched Reactor |
| TCSC | Thyristor Controlled Series Capacitor |
| $\tau_c$ | Délai de commande |
| $\tau_m$ | Délai de mesure |
| $U_{aux}$ | Commande auxiliaire du SVC |
| $U^c_{svc}$ | Commande de coordination du SVC |
| UPFC | Unified Power Flow Controller |
| $V_{di}$ | Composante de l'axe (d) de la tension terminale du générateur |
| $V_{qi}$ | Composante de l'axe (q) de la tension terminale du générateur |
| $V_{ref_ex}$ | Référence de la tension terminale du générateur |
| $V_{ref_svc}$ | Référence de la tension du SVC |

| | |
|---|---|
| $V_{Stab}$ | Tension du stabilisateur de puissance |
| $V_{svc}$ | Tension du SVC |
| $V_{t_ex}$ | Tension terminale du générateur |
| WAMS | Wide-Area Measurement Systems |
| $w$ | Vitesse de rotation du rotor |
| $w_{ik}$ | Vitesse relative $w_k - w_i$ |
| $w_s$ | Vitesse de rotation synchrone du générateur |
| WSCC | Western Systems Coordinating Council |
| $X_{di}$ | Réactance synchrone dans l'axe (d) |
| $X'_{di}$ | Réactance transitoire dans l'axe (d) |
| $X_{qi}$ | Réactance synchrone dans l'axe (q) |
| $X'_{qi}$ | Réactance transitoire dans l'axe (q) |
| $Y$ | Matrice admittance |
| $Y^r$ | Matrice admittance réduite |

# INTRODUCTION

## Situation actuelle et motivation de la thèse

L'amélioration de la sécurité et stabilité des systèmes de puissance est devenue la préoccupation principale des compagnies et fournisseurs de l'énergie électrique dans un contexte mondial d'industrialisation, de développement économique, d'un marché de l'énergie en rapide évolution et des réseaux électriques de plus en plus interconnectés. Les spécialistes et ingénieurs des réseaux sont appelés à faire face à ces défis très importants par la modernisation des équipements de régulation existants et le développement de nouvelles techniques de commande pour une meilleure exploitation et performance des réseaux électriques.

Plusieurs travaux de recherche sont proposés dans la littérature pour atteindre ces objectifs. La première classe de ces travaux concerne l'optimisation, le remplacement et la coordination des équipements de contrôle conventionnels. À ce sujet, on mentionne les travaux qui appliquent des techniques avancées de l'automatique pour l'optimisation des stabilisateurs de puissance (Abdel-Magid, Abido et Mantaway, 2000; Kamwa, Trudel et Gerin-Lajoie, 2000). D'autres travaux proposent des régulateurs basés sur la commande moderne pour remplacer les régulateurs classiques du réseau électrique, telles que la commande non linéaire (Akhrif et al., 1999), la commande robuste $H_\infty$ (Zhu et al., 2003), la commande robuste adaptative (Okou, Dessaint et Akhrif, 2005b) et la commande basée sur les réseaux de neurones (Chaturvedi et Malik, 2005; You, Eghbali et Nehrir, 2003). Cette première classe évoque aussi la coordination des actions des différents régulateurs de machines en vue d'une meilleure performance (Bevrani et Hiyama, 2007; Bourles et al., 1998; Dysko, Leithead et O'Reilly, 2010).

Cette nécessité de coordonner les différents niveaux de commande dans un réseau électrique a donné naissance à de nouvelles perspectives de recherche qui préconisent l'utilisation des signaux à la grandeur du réseau (signaux globaux) pour la coordination des régulateurs

conventionnels des machines synchrones. Parmi ces travaux, Aboul-Ela *et al.* (Aboul-Ela et al., 1996) utilisent les signaux globaux pour la coordination de plusieurs stabilisateurs de puissance. Kamwa *et al.* (Kamwa, Grondin et Hebert, 2001) présentent une structure hiérarchisée/décentralisée constituée d'un PSS central qui fonctionne en coordination avec les PSSs locaux. Dans le même contexte, Ni *et al.* (Ni, Heydt et Mili, 2002) introduisent l'approche multi agents qui permet la coordination de plusieurs stabilisateurs conventionnels en utilisant un stabilisateur de puissance superviseur (SPSS). Pour sa part, Zhang (Zhang et Bose, 2008) propose un contrôleur central basé sur les mesures à la grandeur du réseau électrique (Wide-Area Damping Controller) pour fournir des signaux de commande supplémentaires aux régulateurs automatiques de tension (AVRs) afin d'augmenter l'efficacité des PSSs locaux à amortir les oscillations de puissance.

Enfin, l'approche globale basée sur les mesures à la grandeur du réseau communément appelée commande globale est introduite dans (Okou, Dessaint et Akhrif, 2005a) avec le modèle non linéaire et dans (Zabaiou, 2005) la version linéaire. Cette commande permet la coordination par signaux globaux des régulateurs des générateurs à travers une structure hiérarchisée à deux niveaux. Le premier niveau dit local est constitué des régulateurs de tension, de vitesse et d'un stabilisateur de puissance tandis que le second niveau est une structure centrale qui utilise les signaux provenant des générateurs du réseau entier pour compenser les interactions inter-générateurs et par conséquent augmenter la performance des régulateurs locaux.

La deuxième classe est consacrée à l'utilisation de nouvelles technologies comme les dispositifs électroniques de puissance à réponse rapide, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) (Hingorani, 1988) et la technologie WAMS (Wide-Area Measurement Systems) qui permet d'obtenir des mesures synchronisées par GPS (Global Positioning Satellite) à la grandeur des réseaux électriques (Kamwa, Gerin-Lajoie et Trudel, 1998). Les dispositifs FACTS sont apparus comme des outils efficaces pour augmenter le transit de puissance, la régulation de la tension et pour la mitigation des oscillations de puissance basse fréquence en ajoutant une boucle

d'amortissement supplémentaire. Ces boucles sont d'ailleurs plus efficaces en présence des mesures globales comme signaux de commande (Chang et Xu, 2007; Mohagheghi, Venayagamoorthy et Harley, 2007; Ray et Venayagamoorthy, 2008b).

Notre travail est basé sur l'étude et l'application du compensateur statique d'énergie réactive (SVC). Ce denier est un équipement de compensation shunt largement introduit dans les réseaux électriques. Il est principalement utilisé pour le contrôle de la tension de la ligne de transport (Hauth, Humann et Newell, 1978), récemment il est introduit pour l'amélioration de la stabilité transitoire (Abazari et al., 2003) et l'amortissement des oscillations électromécaniques (Messina, Begovich et Nayebzadeh, 1999; Yu, Khammash et Vittal, 2001).

Les régulateurs locaux des machines synchrones et les contrôleurs FACTS jouent un rôle important dans la commande des réseaux électriques. Ils contribuent efficacement à l'amélioration de la stabilité statique et dynamique des systèmes de puissance. Cependant, ils fonctionnent d'une manière indépendante l'un de l'autre sans aucune coordination et sans considération des interactions de leurs dynamiques respectives. Coordonner les régulateurs conventionnels et les contrôleurs FACTS est un impératif d'autant plus que plusieurs travaux de recherche ont déjà souligné l'interaction existant entre ces deux niveaux de commande (Cong, Wang et Hill, 2004; Lei, Lerch et Povh, 2001; Pourbeik et Gibbard, 1998) et les avantages d'une telle coordination (Abido et Abdel-Magid, 2003; Nguyen et Gianto, 2007; Wang, Tan et Guo, 2000).

Notre sujet de recherche est situé dans ce même contexte. Il consiste à mettre en évidence et à étudier les éventuels problèmes d'interactions entre les régulateurs conventionnels des générateurs et les contrôleurs FACTS. Ensuite, une nouvelle solution est proposée pour répondre à la problématique de la non-coordination de ces deux structures de commande. Dans notre travail, on s'intéresse particulièrement à la coordination des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de SVCs à travers les signaux globaux.

**Problématique de la recherche**

Après avoir établi d'une façon générale la problématique qui a suscité l'intérêt pour un tel projet de recherche. Il ressort d'une étude bibliographique bien détaillée que cette problématique est liée aux deux termes suivants :

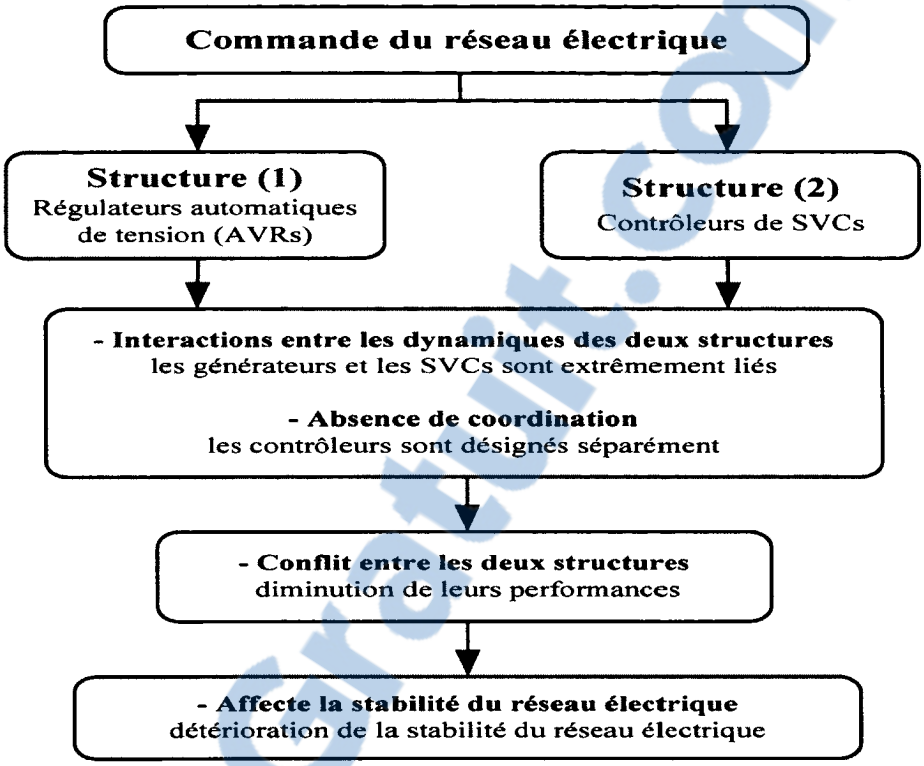
- **Les interactions**

En raison de leur efficacité pour maintenir et améliorer la stabilité du réseau électrique, les régulateurs automatiques de tension (AVRs) et les contrôleurs de SVCs sont incorporés simultanément dans les systèmes de puissance, ce qui entraîne l'apparition d'interactions indésirables entre ces équipements. Ces interactions peuvent parfois dégrader la stabilité du réseau (Cong, Wang et Hill, 2004). Dans notre cas, on peut dire que les interactions sont causées par le couplage des dynamiques des différents contrôleurs qui sont extrêmement liés (Heniche et Kamwa, 2002). Ces interactions qui sont un phénomène méconnu (Martins, 1998) peuvent provoquer l'apparition ou l'amplification d'oscillations de puissance basse fréquence (Bésanger, 2006), ce qui peut mener à l'instabilité du réseau électrique.

- **La non-coordination**

La non-coordination est la conception séparée des contrôleurs. Traditionnellement, les dynamiques des régulateurs automatiques de tension et des contrôleurs de SVCs sont déterminées séparément, ce qui ne représente pas la configuration globale. Les lois de commande qui en résultent sont élaborées individuellement. Elles ne tiennent pas compte du couplage des dynamiques de ces différents contrôleurs (Cong, Wang et Hill, 2005; Wang, Tan et Guo, 2000). Le résultat de la non-coordination de ces deux structures de commande est la diminution de leurs performances et par la suite la détérioration de la stabilité globale du réseau électrique.

Le diagramme illustré dans la prochaine section résume de façon générale la problématique :




Le recours à de nombreux équipements de commande pour satisfaire la stabilité d'un grand réseau interconnecté peut avoir un impact négatif dû aux interactions qui existent entre ces différents éléments de régulation. Une bonne coordination de tous les contrôleurs s'avère nécessaire et importante pour augmenter la sécurité et assurer le bon fonctionnement des réseaux électriques.

**Objectifs et contributions de la thèse**

L'objectif principal de ce projet est de proposer une structure de commande par signaux globaux capable de coordonner efficacement les actions des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de SVCs. Le but est d'améliorer le comportement dynamique et transitoire du réseau électrique face aux différentes perturbations. Dans la structure proposée, nous allons procéder à une sélection des signaux de coordination pour réduire la complexité du contrôleur. De plus, les délais de communication des signaux de mesure et de commande sont pris en considération dans la conception.

Rapport-Gratuit.com

La méthodologie à suivre pour réaliser l'objectif principal de notre travail se résume dans les étapes suivantes :

1. En premier lieu, nous commençons par la présentation du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) et ses différents types de commande auxiliaire. Nous continuons cette étape par l'étude du rôle de la commande auxiliaire pour l'amortissement des oscillations de puissance. Des tests de simulation sont réalisés sur le réseau à (2) machines (Sybille, 2008), le réseau à (3) machines et (9) barres communément appelé WSCC (Sauer et Pai, 1998) et enfin le réseau à (4) machines de Kundur (Kundur, 1994).

2. Le but de la deuxième étape est de proposer un modèle du SVC compatible à notre approche de commande par signaux globaux. Le modèle envisagé devra faire apparaître la caractéristique de la charge dynamique commandable du compensateur.

3. L'étape suivante concerne l'élaboration d'un nouveau modèle du réseau électrique en tenant compte de la présence des SVCs. Ce modèle peut être généralisé pour différents éléments FACTS. Les équations électriques des générateurs, du compensateur statique et de l'interconnexion du réseau sont linéarisées autour d'un point de fonctionnement. Le résultat final est un nouveau modèle linéaire qui permet de bien distinguer les interactions entre les variables des générateurs et des SVCs. Ce modèle est approprié pour appliquer la commande globale de coordination.

4. La quatrième étape est la plus importante, elle concerne la conception du contrôleur global qui coordonne tous les régulateurs du réseau. Cette structure de commande devra produire des signaux coordonnants aussi bien les régulateurs conventionnels de machines que les contrôleurs de SVCs.

5. La prochaine étape consiste à réduire le nombre de signaux utilisés par le contrôleur de coordination. Pour ce faire, nous allons proposer la méthode du RGA (Relatif Gain

Array) pour déterminer les mesures qui représentent les plus fortes interactions. Cette réduction de signaux permet de simplifier la complexité du contrôleur proposé.

6. Nous continuons par des tests de simulation pour vérifier l'efficacité de la coordination avec tous les signaux versus la coordination basée sur les signaux sélectionnés (contrôleur réduit). Le réseau test utilisé dans cette étude est le réseau à (4) machines et (9) barres communément appelé réseau d'Anderson et Farmer (Anderson et Farmer, 1996). Le contrôleur réduit est ensuite appliqué sur le réseau de Kundur pour confirmer l'efficacité des signaux sélectionnés par le RGA.

7. La dernière étape concerne l'étude de l'impact des délais de communication sur la performance du contrôleur de coordination. Les effets négatifs de larges délais sont éliminés par une méthode de compensation basée sur la prédiction des signaux.

Les étapes citées ci-dessus nous ont permis de définir les principales contributions de la thèse. La première partie des contributions concerne la proposition d'un nouveau modèle linéaire du réseau électrique en présence des SVCs. Ce modèle permet d'une part de distinguer les interactions entre les variables des générateurs et d'autre part les interactions entre les générateurs et les SVCs. Ce modèle est approprié pour appliquer une commande globale de coordination et peut être généralisé pour différents éléments FACTS. La deuxième partie des contributions concerne la conception d'un contrôleur de coordination basé sur les mesures globales et qui tient compte des délais de communication. Enfin, la dernière partie c'est l'application de la méthode du RGA pour analyser les interactions et réduire le nombre de signaux de coordination.

**Organisation du document**

Ce document évoquera en sept chapitres la coordination des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de compensateurs statiques (SVCs). L'introduction présente brièvement la motivation, la problématique et les objectifs de la thèse.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Le premier chapitre de la thèse est consacré à la revue de la littérature. En effet, dans ce chapitre une étude exhaustive en rapport avec la problématique est présentée. Nous commençons par un rappel sur la commande locale des réseaux électriques, ensuite nous étudions le rôle des équipements FACTS et enfin nous introduisons quelques définitions relatives aux mesures à la grandeur des réseaux et leurs intérêts pour la commande et la coordination. Cette étude bibliographique nous permet de justifier le choix de notre approche et de mettre en valeur l'originalité et les contributions de notre travail.

Le deuxième chapitre a pour objectif la présentation des différents équipements FACTS, leurs avantages et leurs applications. Dans ce chapitre, nous étudions de façon détaillée le compensateur statique d'énergie réactive (SVC) ainsi que le rôle de sa commande auxiliaire (boucle d'amortissement supplémentaire).

Dans le troisième chapitre, nous allons modéliser les différents composants du réseau électrique. Ensuite, nous allons décrire en détail la méthode suivie pour établir le modèle non linéaire du réseau électrique en présence des SVCs. La linéarisation des équations électriques et la représentation d'état du modèle linéaire sont présentées dans le quatrième chapitre. La conception du contrôleur global de coordination, le principe de coordination et les équations du contrôleur sont également expliqués dans ce chapitre.

Le cinquième chapitre présente le réseau étudié et les différents tests effectués pour vérifier l'efficacité de la méthode proposée. Ce chapitre permet aussi de décrire les simulations réalisées et d'analyser les résultats obtenus.

Dans le sixième chapitre, nous proposons la méthode du RGA comme un outil pour l'analyse des interactions et la sélection des signaux de coordination. Le contrôleur réduit basé sur les signaux sélectionnés et ensuite tester puis comparer avec le premier contrôleur basé sur tous les signaux pour les mêmes situations et contingences. Cette comparaison permet de vérifier l'efficacité du nouveau contrôleur avec un ensemble réduit de signaux de commande de coordination.

Le dernier chapitre est dédié à l'étude de l'impact des délais de communication sur la performance du contrôleur proposé. Ce chapitre présente également une méthode de compensation des délais basée sur le prédicteur de Smith.

Nous terminons notre thèse par une conclusion générale qui décrit les avantages et les limitations de notre travail. Les perspectives permettant de compléter le travail réalisé au long de cette thèse sont indiquées à la fin.

# CHAPITRE 1

# REVUE DE LA LITTÉRATURE

## 1.1 Introduction

Les réseaux électriques sont des infrastructures vitales et stratégiques qui jouent un rôle primordial dans le développement économique et social de tout pays. Cependant, l'un des problèmes majeurs qui fait face à ces systèmes est la stabilité. Pour que les réseaux soient efficaces, ils doivent garantir un équilibre entre la production et la consommation en alimentant les différents centres de consommation avec une tension et une fréquence constantes en tout temps. Ces systèmes de puissance doivent rester stables face à toutes sorte de perturbations (variation de charge, perte d'une unité de génération, court-circuit sur une ligne de transmission, perte de ligne, etc.). D'où l'intérêt particulier des chercheurs pour le développement de nouvelles méthodes et nouveaux équipements de commande permettant de garantir un bon fonctionnement des réseaux électriques et d'améliorer leur stabilité pour rendre leur exploitation plus flexible.

La revue bibliographique que nous allons parcourir vise à présenter les divers concepts liés à la problématique de la coordination des générateurs synchrones et des compensateurs statiques (SVCs). Pour ce faire, nous allons passer en revue les différents éléments de la commande locale (conventionnelle). Ensuite, nous introduisons les équipements FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) et leur rôle comme nouvelle alternative pour l'amélioration de la stabilité et l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence. Nous continuons par présenter les différentes techniques utilisées jusqu'ici pour la synthèse de commande auxiliaire pour les compensateurs statiques. Nous terminons par aborder les travaux de recherche qui évoquent l'intérêt de la coordination de tous ces équipements de contrôle et qui proposent de nouvelles structures de commande pour coordonner leurs actions. Nous évoquerons principalement la coordination des actions des contrôleurs des excitations des générateurs et des SVCs.

## 1.2 Commande et stabilité du réseau électrique

Pour assurer la stabilité et le bon fonctionnement du réseau électrique différents niveaux de commande sont nécessaires. Le plus important niveau est la commande locale qui est assurée par les régulateurs conventionnels (régulateur de tension, régulateur de vitesse et stabilisateur de puissance). Le deuxième niveau de commande est constitué des équipements FACTS qui contribuent eux aussi d'une façon efficace à l'augmentation de la puissance transmissible maximale, l'amélioration de la stabilité du réseau et l'amortissement des oscillations de puissance.

### 1.2.1 Commande locale (régulateurs conventionnels)

La stabilité locale est entre autres assurée par les régulateurs conventionnels qui sont composés d'un régulateur automatique de tension (AVR) qui permet de réguler la tension terminale en agissant sur l'excitatrice du générateur, d'un régulateur de vitesse (speed governor) qui permet de réguler la vitesse ou la puissance fournie par la turbine en cas d'une variation de la fréquence du réseau. Cependant, l'action du régulateur de tension peut entrainer l'apparition des oscillations. Pour cette raison, on a développé le stabilisateur de puissance appelé PSS en anglais (Power System Stabilizer). Il fonctionne avec le régulateur automatique de tension en ajoutant une entrée supplémentaire au système d'excitation. Les stabilisateurs de puissance qui sont des systèmes simples et faciles à installer pratiquement, efficaces et bon marché, sont considérés comme les outils conventionnels pour amortir les oscillations électromécaniques.

On ne peut discuter du rôle des stabilisateurs de puissance sans définir les différents modes d'oscillations qui existent dans les systèmes de puissance. Ces oscillations représentent un problème commun à tous les grands réseaux (Rogers, 1999). Elles surviennent dans un intervalle de fréquence variant généralement de 0.05 Hz à 3 Hz et peuvent être classées en plusieurs types. Les modes locaux (modes inter-machines) qui se produisent entre les générateurs d'une même zone, leurs fréquences varient entre 1 Hz et 3 Hz. Ces modes apparaissent surtout en cas de perturbations en petit signal et leur étude est facile par rapport

aux autres modes. Les modes interzones (interrégionaux) se produisent entre deux ou plusieurs groupes appartenant à des zones différentes, leurs fréquences varient entre 0.1 Hz et 1 Hz. Ces modes sont difficiles à stabiliser et ils sont mis en jeu lorsque le système est exposé à des perturbations en grand signal (court-circuit triphasé, perte de ligne, etc.). Il existe aussi ce qu'on appelle le mode global dont la fréquence est de rang de 0.05 Hz. Cette oscillation apparait quand des événements sévères comme une perte de ligne de transport ou d'une charge surgissent dans le réseau électrique.

Le PSS est considéré comme un moyen efficace pour l'amortissement des modes locaux mais son efficacité pour l'amortissement des modes interzones est considérée comme insuffisante. Diverses méthodes de conception de stabilisateurs de puissance sont donc proposées dans la littérature. Le but de ces méthodes est d'augmenter l'efficacité des PSSs à amortir les différents modes d'oscillations. Parmi ces méthodes, on mentionne la commande optimale basée sur l'optimisation d'un critère de performance (Urdaneta et al., 1991), le stabilisateur intelligent basé sur les réseaux de neurones (Zhang et al., 1993), la commande robuste (Klein et al., 1995) et la logique floue (Peiris, Annakkage et Pahalawaththa, 1999). Enfin, le stabilisateur multi-bandes qui possède trois bandes de fréquence (basses, moyennes et hautes fréquences) est présenté dans (Grondin et al., 2003).

Malgré l'insertion de stabilisateurs de puissance (PSSs) dans les réseaux électriques, les problèmes d'oscillations de puissance basse fréquence (interzones) persistent toujours. L'incorporation des dispositifs FACTS semble être une alternative efficace pour l'amortissement de ce type d'oscillations. La prochaine section va nous permettre de mettre en évidence le rôle de ces nouveaux équipements de commande pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques.

### 1.2.2 Commande du réseau de transport (équipements FACTS)

L'action des stabilisateurs de puissance (PSSs) est devenue insuffisante face à l'augmentation des transits de puissance et l'apparition de problèmes de stabilité et de

phénomènes d'oscillations de puissance interrégionales. L'introduction des dispositifs de contrôle FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) est indispensable pour un bon contrôle des transits de puissance, ce qui permettra l'augmentation de la marge de stabilité transitoire, une bonne régulation de la tension et l'amélioration de l'amortissement des oscillations électromécaniques.

Plusieurs études de recherche ont souligné l'intérêt de l'incorporation des dispositifs FACTS dans les systèmes de puissance. Larsen (Larsen, Sanchez-Gasca et Chow, 1995) et Noroozian (Noroozian et Andersson, 1995) ont proposé différents équipements FACTS (série et shunt) pour l'amortissement des oscillations locales et interzones. Huang (Huang et al., 2000) a étudié l'application du contrôleur universel de flux de puissance (UPFC) pour le contrôle de transit de puissance. Del Rosso (Del Rosso, Canizares et Dona, 2003) a montré l'efficacité du compensateur série commandé par thyristors (TCSC) pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques. De sa part, Dash (Dash et Panigrahi, 2003) a présenté un contrôleur non linéaire pour commander le compensateur statique synchrone (STATCOM) et ainsi améliorer la stabilité d'un générateur-barre infinie. Finalement, on mentionne le travail de Chen (Chen, Lie et Vilathgamuwa, 2004) qui a utilisé un compensateur série synchrone (SSSC) pour amortir les oscillations électromécaniques. Les travaux évoqués ci-dessus démontrent l'importance des équipements FACTS pour améliorer la stabilité et amortir les oscillations de puissance. Dans la partie suivante, nous nous intéressons particulièrement à l'étude du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) qui est l'élément FACTS principal utilisé dans notre étude.

## 1.3 Rôle du compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Le rôle principal du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) est le réglage de la tension du réseau électrique lorsque ce dernier est exposé à des variations de la charge ou de changements de point de fonctionnement. En mode régulation de tension le SVC n'a aucun effet sur l'amortissement des oscillations de puissance (Mohan et Varma, 2002) mais en lui ajoutant une boucle d'amortissement supplémentaire (auxiliaire) en anglais PSDC (Power

Swing Damping Control) il contribue efficacement à l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence.

De nombreux travaux de recherche ont été consacrés à établir de nouvelles structures de commande pour les compensateurs statiques (SVCs) dans le but d'augmenter leur efficacité à améliorer la stabilité transitoire et à amortir les oscillations de puissance basse fréquence. Hammad (Hammad, 1985) a prouvé que le SVC n'est pas efficace pour l'amortissement des oscillations interzones que s'il est contrôlé par des signaux supplémentaires. Lerch (Lerch, Povh et Xu, 1991) a utilisé un contrôleur proportionnel et intégral (PI) comme commande supplémentaire. Rao (Rao et Sen, 1998) a exploité la commande optimale et adaptative. Pour les méthodes robustes, (Yu, Khammash et Vittal, 2001) a conçu un contrôleur $H_\infty$ dont l'entrée est basée sur le courant de la ligne de transmission et (Soeprijanto, Yorino et Sasaki, 2001) a proposé le théorème de Kharitonov pour concevoir un contrôleur robuste pour le SVC. D'autres chercheurs (Gu, Pandey et Starrett, 2003; Lu, Nehrir et Pierre, 2004) ont appliqué la logique floue pour contrôler le SVC. Finalement (Heniche et Kamwa, 2008; Varma, Gupta et Auddy, 2007) ont élaboré une commande auxiliaire pour le SVC basée sur les angles des tensions des barres afin d'amortir les oscillations interzones.

## 1.4 Coordination des générateurs synchrones et SVCs

Dans les parties précédentes, nous avons montré que les régulateurs conventionnels des machines synchrones et les contrôleurs FACTS en particulier les contrôleurs de SVCs sont des éléments importants pour garantir la stabilité du réseau électrique et amortir les oscillations de puissance basse fréquence. Cependant, ces contrôleurs fonctionnent de façon non coordonné sans aucune considération des interactions qui existent entre leurs dynamiques. Plusieurs spécialistes de réseaux électriques ont manifesté leurs intérêts pour proposer de nouvelles techniques de commande pour coordonner les actions de ces différents contrôleurs et pour prendre en considération leurs interactions durant la conception des lois de commande. Les travaux de recherche mentionnés ci-dessous démontrent la pertinence et l'importance du défi à réaliser.

La coordination d'un stabilisateur de puissance (PSS) avec un contrôleur de SVC est proposé par Abido (Abido et Abdel-Magid, 2003). Dans cet article, l'auteur a utilisé la méthode RCGA (Real Coded Genetic Algorithm) pour calculer les paramètres optimaux du contrôleur de coordination. Chen (Chen, Wang et Zhou, 2002) a présenté la commande non linéaire pour coordonner le contrôleur universel de flux de puissance (UPFC) et l'excitation du générateur afin d'améliorer la stabilité transitoire du réseau électrique. De sa part, Cai (Cai et Erlich, 2005) a étudié la coordination de plusieurs contrôleurs FACTS avec le PSS dans un réseau multi machines.

En ce qui concerne la coordination des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des compensateurs statiques (SVCs). Mahran (Mahran, Hogg et El-Sayed, 1992) et Rahim (Rahim et Nassimi, 1996) ont appliqué la commande linéaire mais sur un réseau simple générateur-barre infinie. L'approche de (Wang, Tan et Guo, 2000) a permis d'effectuer la linéarisation entrée-sortie pour compenser les non linéarités du SVC et de l'excitation du générateur. Ensuite, il a proposé une commande basée sur cette linéarisation pour réaliser la coordination. Mais son étude concerne toujours un générateur-barre infinie. Le travail de (Cong, Wang et Hill, 2004) a réglé le problème de la simplicité du réseau on appliquant le contrôleur non linéaire de coordination sur un réseau multi machines. L'inconvénient de son travail, c'est qu'il utilise simplement les mesures locales pour élaborer les lois de commande. En réalité, les générateurs et les compensateurs statiques sont géographiquement séparés ce qui nécessite l'utilisation des mesures à la grandeur du réseau (mesures globales) qui nous donnent des informations importantes sur l'état du système et sur les différents modes. Par ailleurs, Ruan (Ruan et Wang, 2005) a étudié la coordination des contrôleurs des excitations des générateurs et du SVC en incorporant des charges non linéaires dans le réseau électrique.

## 1.5 Intérêt de la commande basée sur les mesures à la grandeur du réseau

Le développement récent de la technologie WAMS (Wide-Area Measurement Systems) (De La Ree et al., 2010; Xie et al., 2006) a rendu l'utilisation des signaux globaux une alternative intéressante pour la commande des réseaux électriques (Dotta, e Silva et Decker, 2009;

Rapport-Gratuit.com

Heniche et Kamwa, 2008; Zhang et Bose, 2008). Les mesures à la grandeur du réseau électrique appelé aussi signaux globaux peuvent facilement être mesurés par l'unité de mesure de phaseurs (PMU) basé sur le GPS (Kamwa, Gerin-Lajoie et Trudel, 1998). Le PMU permet de donner des informations importantes sur tout le système en temps réel ce qui n'est pas le cas lorsque les mesures sont fournies par les moyens de transmission traditionnels (Phadke, 1993).

Plusieurs études ont mentionné l'importance de la combinaison des technologies FACTS et WAMS pour le contrôle et la surveillance des réseaux électriques. Un contrôleur robuste $H_\infty$ utilisant les signaux globaux pour commander le TCSC est introduit dans (Chaudhuri et Pal, 2004). Une commande supplémentaire pour le SVC basée sur les mesures à la grandeur du réseau et la méthode des résidus est proposée dans l'article de (Chang et Xu, 2007) et un contrôleur intelligent pour l'UPFC est présenté dans (Ray et Venayagamoorthy, 2008b). La commande globale basée sur le WAMS offre aussi plusieurs avantages, telles que la coordination des différents contrôleurs FACTS (Yong, 2006) et la coordination des contrôleurs FACTS avec autres types de contrôleurs (Qiao, Venayagamoorthy et Harley, 2008).

La revue de la littérature précédente a permis de faire ressortir deux points importants. La nécessité de la coordination des différentes structures de commande dans un réseau électrique et le rôle important des mesures globales. Afin d'apporter une contribution supplémentaire aux travaux mentionnés ci-dessus. Le principal objectif de cette thèse est de proposer une structure de commande pour la coordination des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de SVCs à travers des mesures à la grandeur du réseau électrique.

# CHAPITRE 2

# ÉTUDE DU COMPENSATEUR STATIQUE (SVC) ET SA COMMANDE AUXILIAIRE

## 2.1 Introduction

La demande croissante de l'énergie électrique et la dérégulation du marché de l'électricité a engendré une augmentation des transits de puissance dans les réseaux électriques. Pour conséquence, des réseaux mondiaux de plus en plus interconnectés et fonctionnant près de leurs limites de stabilité, donc difficiles à régler et sensibles aux oscillations interrégionales. C'est dans ces conditions que les éléments FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont introduits afin d'apporter des nouvelles solutions pour améliorer les performances des réseaux de puissance. Ces dispositifs ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance, l'augmentation de la puissance transmissible maximale, l'amélioration de la stabilité du réseau et l'amortissement des oscillations électromécaniques.

Ce chapitre a pour but d'introduire le concept FACTS, de présenter de manière générale les différentes catégories de ces dispositifs et de mettre en évidence leurs avantages et leurs applications. La suite de ce chapitre est consacrée à la présentation du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) avec le schéma électrique et le modèle dynamique. Nous terminons par la définition de la commande auxiliaire (boucle d'amortissement supplémentaire) et son rôle pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence.

## 2.2 Définition et concept FACTS

FACTS qui est l'abréviation de Flexible Alternating Control Transmission Systems est défini par IEEE comme suit : « *Les systèmes de transmission du courant alternatif incorporant des contrôleurs à base d'électronique de puissance et autres contrôleurs statiques afin*

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

*d'améliorer la contrôlabilité des réseaux électriques ainsi que la capacité de transfert des lignes*» (Edris et al., 1997).

Les dispositifs FACTS comprennent tous les équipements basés sur l'électronique de puissance et qui font en général appel à la commande numérique, les microprocesseurs, les communications et la microélectronique pour contrôler les circuits de transport des réseaux électriques et augmenter leurs capacités de transfert de puissance (Hingorani, 1993). Le concept FACTS a été introduit par EPRI (Electric Power Research Institutes) pour la première fois en 1988. Le premier grand succès des FACTS fut reconnu en 1990 lors de la conférence de Cincinnati (Hingorani, 1991). Grâce à une vitesse de commande rapide et une durée de vie considérable cette technologie est devenue un outil incontournable pour l'amélioration de l'exploitation et de la flexibilité des systèmes de puissance. En plus avec les avancées récentes dans la technologie des thyristors GTO/IGBT, la vitesse de réponse de ces dispositifs a diminué jusqu'à quelques millisecondes ce qui les rend capable d'offrir des solutions appropriées pour n'importe quelle situation du réseau électrique.

## 2.3 Différents catégories des FACTS

Les dispositifs FACTS se divisent en trois importantes catégories suivant leur façon de se connecter au réseau électrique (Hingorani et Gyugyi, 1999).

**a.** compensateurs parallèles,

**b.** compensateurs séries,

**c.** compensateurs hybrides (série-parallèle).

Ces catégories peuvent aussi être décomposées en deux générations selon la technologie utilisée. La première génération est à base de thyristors (TCSC et SVC) et la deuxième génération à base de GTO thyristors (SSSC, STATCOM et UPFC). Nous allons présenter dans cette partie une description détaillée des principaux éléments de la famille des FACTS ainsi que leurs avantages et applications.

### 2.3.1 Compensateurs parallèles

Ces compensateurs sont branchés en parallèle avec le réseau électrique. Ils permettent à partir d'une impédance variable d'absorber ou injecter du courant au réseau à travers le point de connexion. Cette injection du courant modifie les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne et au même temps elle permet la régulation de la tension de la ligne.

#### 2.3.1.1 Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Le compensateur statique d'énergie réactive (Static Var Compensator) est un équipement de compensation shunt. Il permet de régler la tension à ses bornes en commandant la quantité de puissance réactive injectée dans ou absorbée du système d'alimentation. Il est également utilisé pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique, en lui ajoutant une boucle de régulation supplémentaire pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence (Bésanger, 2006).

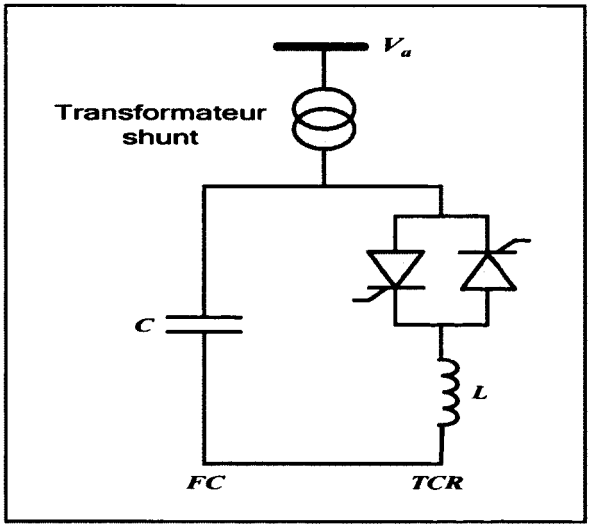



**Figure 2.1 Schéma électrique du SVC.**

Le schéma électrique du SVC (Figure 2.1) comporte généralement les éléments suivants :

- Bancs de condensateurs fixes FC (Fixed Capacitor).
- Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor Controlled Reactor).

- Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor Switched Capacitor).
- Inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor Switched Reactor).

#### 2.3.1.2 Compensateur statique synchrone (STATCOM)

Ce type de compensateur a été développé à la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 qu'il a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance (Eskandar Gholipour, 2003). Le STATCOM illustré à la figure 2.2 est utilisé de façon similaire qu'un compensateur statique d'énergie réactive (SVC) par contre il est plus efficace pour assurer la stabilité transitoire que le SVC. En plus, il est exempt d'inertie ce qui rend sa dynamique plus rapide.

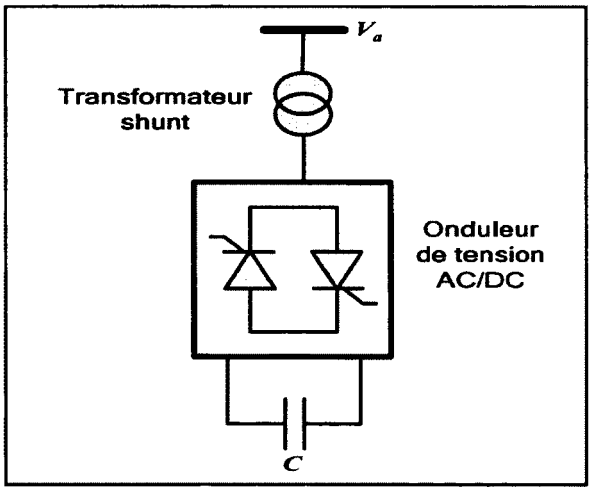



**Figure 2.2 Schéma électrique du STATCOM.**

### 2.3.2 Compensateurs séries

Comme leurs noms indiquent, ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive et capacitive) ou une source de tension variable. En modifiant l'impédance des lignes, ils permettent de compenser la chute de tension inductive et modifient ainsi la réactance effective de la ligne de transport. Ces compensateurs sont efficaces pour le contrôle de la puissance et l'amélioration de la stabilité dynamique du réseau électrique.

#### 2.3.2.1 Compensateur série commandé par thyristors (TCSC)

Le compensateur série commandé par thyristors (TCSC) est composé d'un banc de condensateurs en parallèle avec une inductance commandée par thyristors, le tout est branché en série sur une ligne de transport (Figure 2.3). Le TCSC permet de modifier l'impédance de cette ligne par une grande vitesse de commande, et donc commander la puissance transmise. L'impédance équivalente de la ligne sera une impédance variable selon l'angle d'amorçage des thyristors. L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante (Mohan et Varma, 2002) :

$$X(\alpha) = \frac{jLw}{\frac{2}{\pi}\left(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}\right) - LCw^2} \tag{2.1}$$

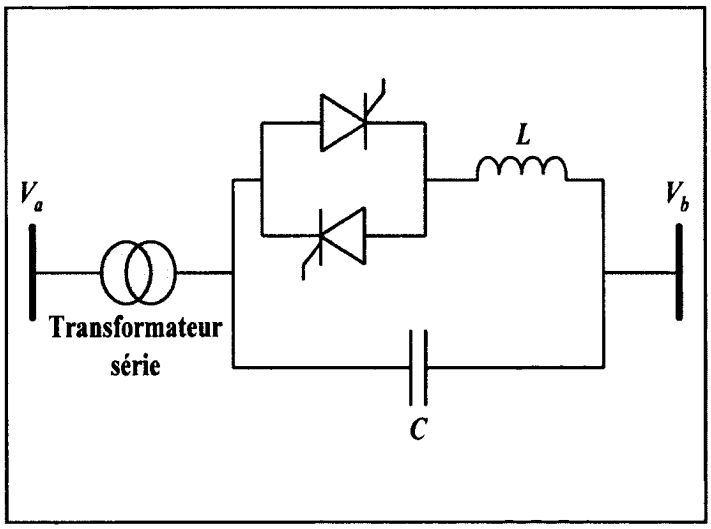



**Figure 2.3 Schéma électrique du TCSC.**

Le TCSC placé en série permet de garantir :

- un meilleur contrôle de puissance,
- une augmentation de la puissance maximale transmise,
- une bonne régulation de la tension,
- un bon amortissement des oscillations de puissance basse fréquence.

#### 2.3.2.2 Compensateur série statique synchrone (SSSC)

Le compensateur série statique synchrone (SSSC) est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne de transport à l'aide d'un transformateur (Figure 2.4). Son rôle est d'introduire une tension triphasée à la fréquence du réseau en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce type de compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. Le SSSC est capable d'échanger de la puissance active et réactive avec le réseau électrique pour maintenir une bonne stabilité (Passelergue, 1998).

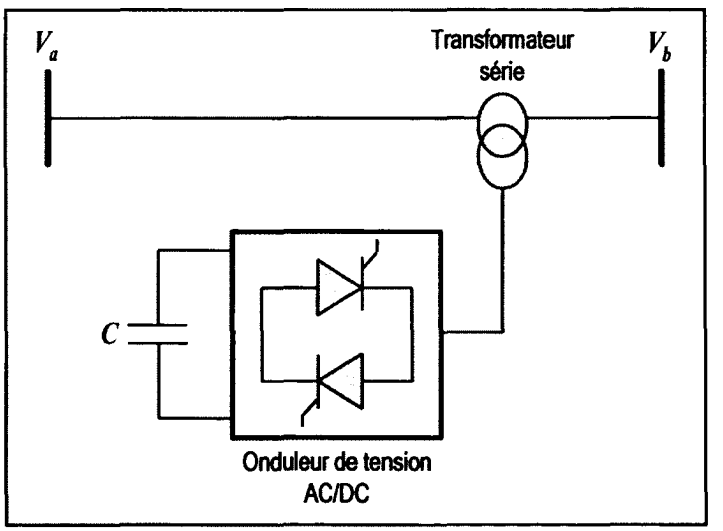



**Figure 2.4 Schéma électrique du SSSC.**

### 2.3.3 Compensateurs hybrides (série-série et shunt-série)

C'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandée d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils sont donc capables d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance et angle de déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport.

#### 2.3.3.1 Contrôleur universel de flux de puissance (UPFC)

Le contrôleur universel de flux de puissance est l'équipement FACTS le plus puissant. Il est dit universel car il comporte toutes les stratégies de compensation de puissance. Il a le pouvoir de contrôler la tension, l'angle de transit et l'impédance de la ligne. Son schéma électrique est illustré à la figure 2.5. Il est constitué de (2) onduleurs triphasés de tension. Un onduleur est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur shunt et l'autre est connecté en série avec le réseau. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu représenté par un condensateur. De plus, il a la flexibilité de basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande des onduleurs, ce qui permet l'activation de la fonction nécessaire pour pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau (Passelergue, 1998). L'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

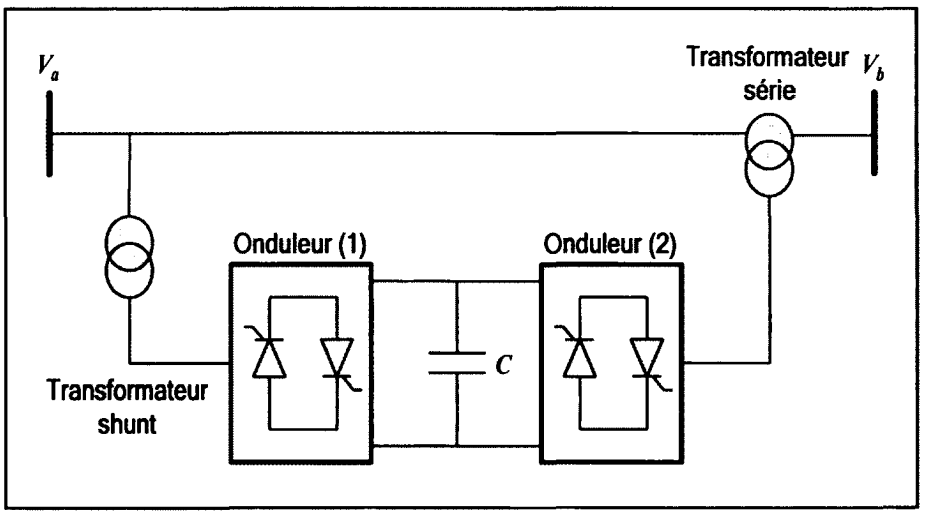



**Figure 2.5 Schéma électrique de l'UPFC.**

## 2.4 Avantages et applications des FACTS

De manière générale l'effet de ces nouveaux équipements de compensation sur la performance et la sécurité des réseaux électriques se résume dans les points suivants :

- Meilleur contrôle et gestion de l'écoulement de puissance.
- Augmentation de transit de la puissance.
- Possibilité de charger les lignes de transport près de leurs limites dynamiques.
- Prévention contre les pannes en limitant les effets des défauts et les défaillances des équipements.
- Réduction de la consommation de la puissance réactive, ce qui va permettre aux lignes de transporter plus de puissance active.
- Amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques par l'augmentation de la marge de stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations électromécaniques et une bonne régulation de la tension.

## 2.5 Étude du compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Le compensateur statique est un élément shunt de la famille des FACTS. Il réalise le soutien local de la tension en absorbant ou fournissant de la puissance réactive à l'endroit où il est connecté. Il permet ainsi d'augmenter la capacité de transport de puissance et de réduire les pertes (en évitant de transporter du réactif). Il joue un rôle important dans l'amélioration des marges de stabilité du réseau et l'atténuation des oscillations électromécaniques.

### 2.5.1 Schéma électrique et fonctionnement du SVC

La figure 2.6 illustre le schéma électrique d'un compensateur statique connecté à une barre du réseau. Le SVC comporte un condensateur fixe FC (Fixed Capacitor) en parallèle avec une branche TCR (Thyristor Controlled Reactor) qui est une impédance variable. Cette dernière est obtenue par la connexion d'une inductance L en série avec deux thyristors montés tête-bêche. En agissant sur la valeur de cette impédance on peut commander la puissance qui transite dans la ligne de transport. Lorsque la tension est basse, le compensateur statique développe de la puissance réactive (SVC capacitif) en connectant le condensateur fixe. Quant la tension du système est haute, le SVC absorbe la puissance réactive (SVC inductif) en connectant la branche TCR.

La susceptance $B_L(t)$ de la branche TCR est contrôlée par l'angle d'allumage des thyristors ($\alpha$) par la relation suivante (Mohan et Varma, 2002).

$$B_L(t) = \frac{B_S(2\pi + \sin 2\alpha - 2\alpha)}{\pi} \tag{2.2}$$

- $\alpha$ : angle des thyristors.
- $B_L$ : susceptance de l'inductance.
- $B_S$ : susceptance totale.

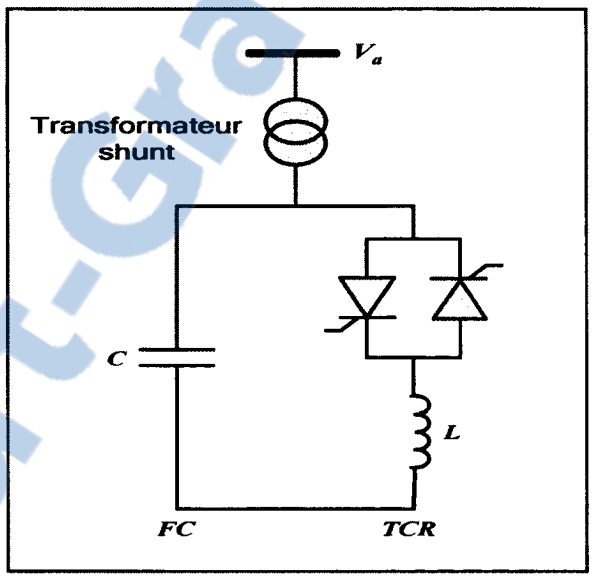



**Figure 2.6 Représentation électrique du SVC.**

### 2.5.2 Modèle dynamique du SVC

La tâche principale du compensateur statique est le réglage de la tension à ses bornes. Le SVC est généralement modélisé par le schéma bloc présenté à la figure 2.7 (Erinmez, 1986). Le contrôleur principal de la tension peut être proportionnel, intégral ou la combinaison des deux actions. Le délai associé à la mesure de la tension ($T_m$) ainsi que le délai dû à la conduction ($T_d$) des thyristors sont pris en considération.

Rapport-Gratuit.com

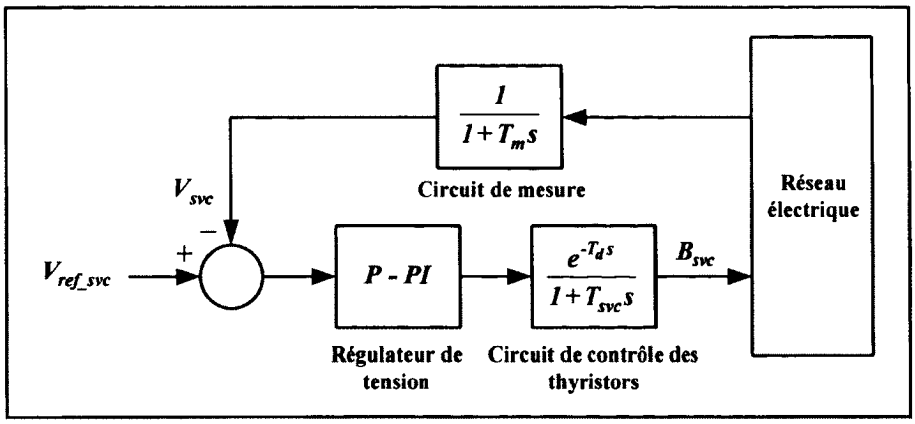



**Figure 2.7 Schéma général du circuit de commande du SVC.**

Le modèle dynamique simplifié du compensateur statique (Figure 2.8) est un système de premier ordre $\frac{K_{svc}}{1+T_{svc}s}$ avec $T_{svc}$ la constante de temps et $K_{svc}$ le gain du SVC.

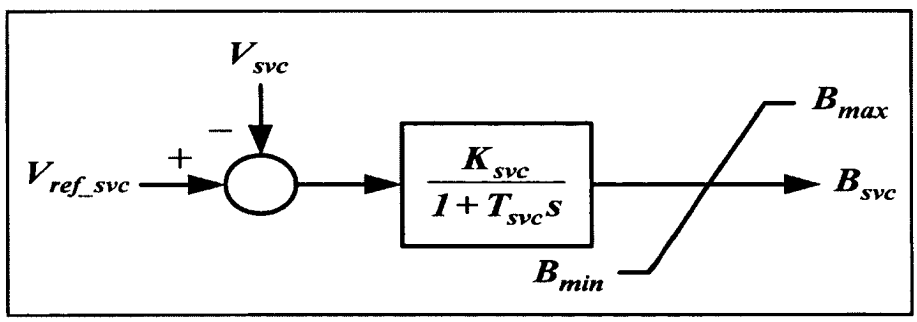



**Figure 2.8 Modèle dynamique du SVC.**

La dynamique du compensateur est représentée par l'équation suivante :

$$\dot{B}_{svc} = \frac{-1}{T_{svc}} B_{svc} + \frac{K_{svc}}{T_{svc}} (V_{ref_svc} - V_{svc}) \tag{2.3}$$

- $B_{svc}$ : susceptance équivalente du SVC.
- $V_{svc}$ : tension aux bornes du SVC.
- $V_{ref_svc}$ : référence de la tension du SVC.

## 2.6 Rôle de la commande auxiliaire du SVC

Le rôle principal du SVC est le réglage de la tension du réseau lorsque ce dernier est exposé à des variations de la charge ou de changements de point de fonctionnement. L'ajout d'une commande auxiliaire (Figure 2.9) permet d'amortir les oscillations de puissance basse fréquence. Cette commande auxiliaire est appelée boucle d'amortissement PSDC (Power Swing Damping Control). Beaucoup de chercheurs ont consacré leurs travaux à établir de nouvelles structures de commande dans le but d'augmenter l'efficacité des SVCs pour l'amortissement des oscillations de puissance. Parmi ces commandes, on note la commande auxiliaire de type PID, la commande auxiliaire de type avance–retard de phase avec filtre passe haut et la commande robuste $H_\infty$.

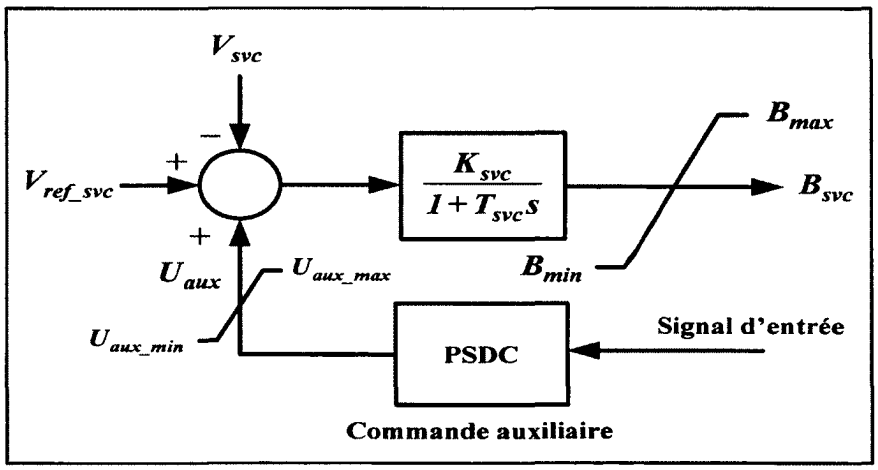



**Figure 2.9 Modèle dynamique du SVC avec commande auxiliaire.**

Le signal d'entrée de la commande auxiliaire doit être choisi d'une façon efficace. Les signaux locaux (la fréquence de la ligne de transport, la puissance transmise et le courant de la ligne) sont les premiers signaux à être utilisés parce qu'ils sont disponibles et faciles à mesurer (Soeprijanto, Yorino et Sasaki, 2001). Cependant les études réalisées récemment ont démontré l'efficacité des signaux globaux par rapport aux signaux locaux. Parmi ces mesures globales, les déviations des vitesses des générateurs utilisées par (Peng, Varma et Jin, 2006; Venayagamoorthy et Jetti, 2008) et les angles des tensions des barres (Varma, Gupta et Auddy, 2007).

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

## 2.7 Validation de la commande auxiliaire du SVC

Pour montrer le rôle de la commande auxiliaire, nous avons réalisé plusieurs études de simulation sur différents réseaux. Le contrôleur auxiliaire est présenté à la figure 2.10. Il est de type conventionnel (Kundur et al., 1989; You, Nehrir et Pierre, 2007), composé d'un gain d'amortissement, un filtre passe haut (washout filter) et un compensateur avance-retard de phase (lead-lag). Il a la même configuration que le stabilisateur de puissance (PSS).

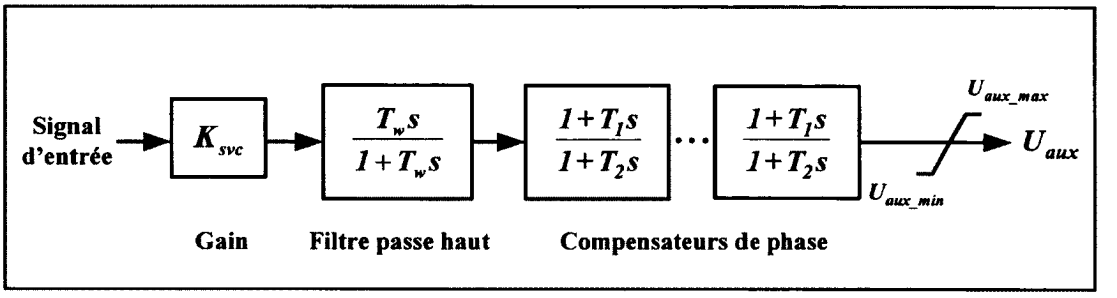



**Figure 2.10 Contrôleur conventionnel du SVC.**

La figure 2.11 illustre le système en boucle fermée composé du réseau électrique et du contrôleur du SVC avec :

- $H(s)$ : fonction de transfert du contrôleur du SVC.
- $G(s)$ : fonction de transfert du réseau électrique.

En boucle fermée la fonction de transfert est décrite par l'équation suivante :

$$G_{BF}(s) = \frac{G(s)}{1+G(s)H(s)} \tag{2.4}$$

L'équation caractéristique de cette fonction permet de faire une imposition de pôles pour calculer les paramètres du contrôleur du SVC. Cependant, la fonction de transfert peut être utilisée pour appliquer la méthode des résidus.

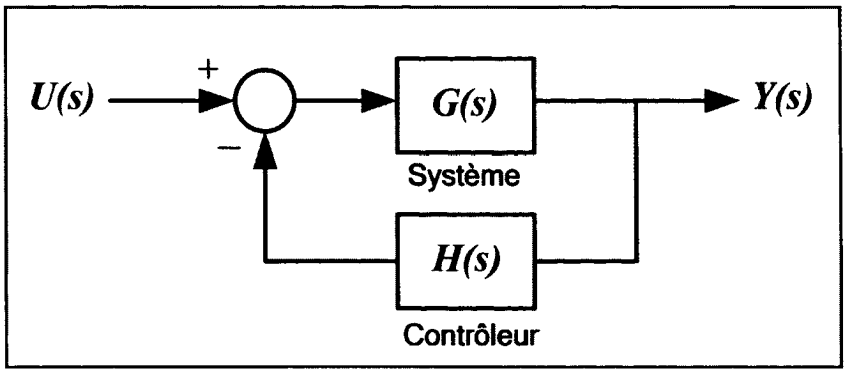



**Figure 2.11 Système en boucle fermée avec le contrôleur du SVC.**

Le contrôleur conventionnel du SVC noté $H(s)$ est composé d'un :

- gain d'amortissement,
- filtre passe haut (washout filter),
- compensateur de phase (lead-lag).

$$H(s) = K_{svc} \frac{T_w s}{1 + T_w s} \left( \frac{1 + T_1 s}{1 + T_2 s} \right)^n \tag{2.5}$$

D'après (Kundur, 1994) l'angle maximum que peut fournir chaque bloc de compensateur de phase est de 60 degrés et le nombre de ces blocs est généralement égale à deux $(n = 2)$. L'angle $\phi_{com}$ qui représente l'angle à compenser par le contrôleur doit satisfaire les conditions suivantes :

- angle : $a = \dfrac{1 - \sin(\phi_{com} / n)}{1 + \sin(\phi_{com} / n)}$,
- constantes de temps : $T_1 = \dfrac{1}{w_n \sqrt{a}}$ et $T_2 = aT_1$.

Pour le filtre passe haut on utilise généralement une constante de temps $T_w$ large (entre 1 s et 10 s) pour laisser passer les signaux associés aux oscillations étudiées.

La figure 2.12 nous montre la réponse fréquentielle d'un contrôleur conventionnel du SVC. On constate que dans l'intervalle des oscillations interzones 0.1 Hz - 1 Hz et jusqu'aux fréquences des oscillations locales, le contrôleur ne présente pas de retard de phase. Ce qui présente un avantage, aussi dans cet intervalle d'intérêt le gain du contrôleur augmente et il a une valeur suffisamment grande. Pour tester l'efficacité de ce contrôleur auxiliaire à amortir les oscillations de puissance basse fréquence, nous avons effectué plusieurs tests de simulation sur différents réseaux électriques.

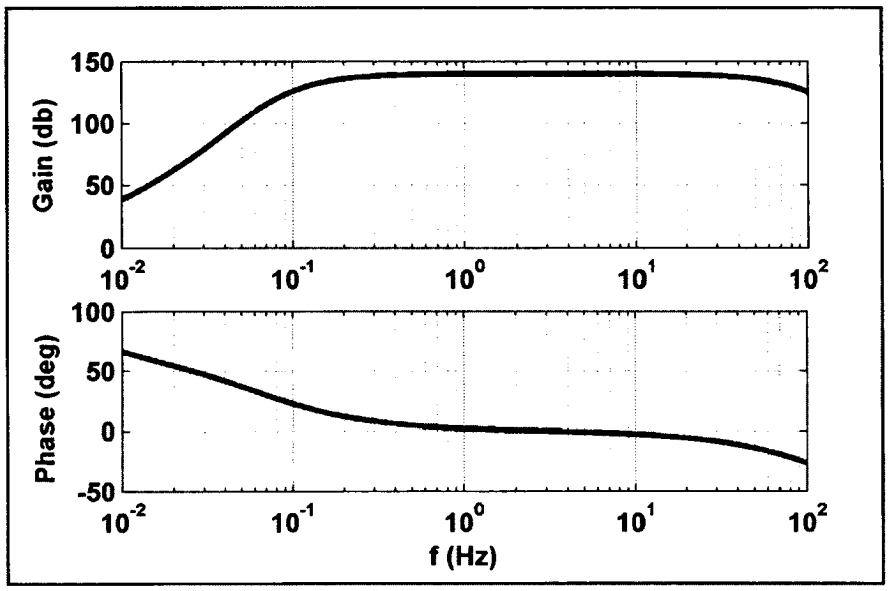



**Figure 2.12 Réponse fréquentielle d'un contrôleur conventionnel du SVC.**

### 2.7.1 Étude du réseau à (2) machines et (5) barres

Le réseau test à deux générateurs est un réseau implanté dans SimPowerSystems (Sybille, 2008), il est composé de deux générateurs G1 (1000 MVA) et G2 (5000 MVA) séparés par une ligne de transport de 700 km (Figure 2.13). L'auteur a confirmé l'existence de deux oscillations dans ce réseau une à 0.025 Hz et l'autre à 0.8 Hz. Ces deux modes sont bien amortis par les stabilisateurs de puissance. Ce réseau est de nature instable sans PSS et pour les petites perturbations, un créneau de 0.05 sur la tension de référence $V_{ref}$ du générateur G1 mène à l'instabilité.

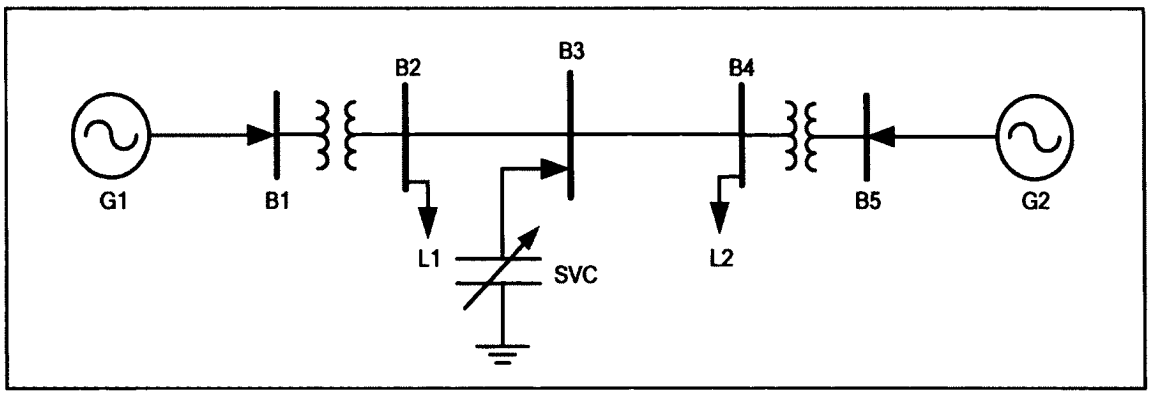



**Figure 2.13 Schéma unifilaire du réseau à (2) machines et (5) barres.**

Dans cette première étude, nous allons réaliser deux tests avec deux configurations différentes :

**a. Premier test :**

Un court-circuit triphasé de 6 cycles est appliqué sur la ligne (B2-B3). Les générateurs G1 et G2 ne sont pas équipés de stabilisateurs de puissance. La différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2 est illustrée à la figure 2.14. Dans cette première situation, le compensateur statique en mode régulation de tension ne peut pas assurer la stabilité du réseau. En ajoutant une commande auxiliaire, le SVC permet d'amortir efficacement l'oscillation interzone et d'assurer une bonne stabilité du réseau.

**b. Deuxième test :**

Un court-circuit triphasé de 6 cycles est appliqué sur la ligne (B2-B3) en présence des stabilisateurs de puissance. Ces derniers sont toujours utiles pour amortir les oscillations électromécaniques locales. Nous remarquons à la figure 2.15 que sans PSS le réseau est instable. Avec PSS et SVC sur la ligne de transport le système devient stable. La performance est supérieure en présence de la commande auxiliaire du SVC. Dans cette deuxième situation, la combinaison du PSS et du contrôleur du SVC donne le meilleur résultat.

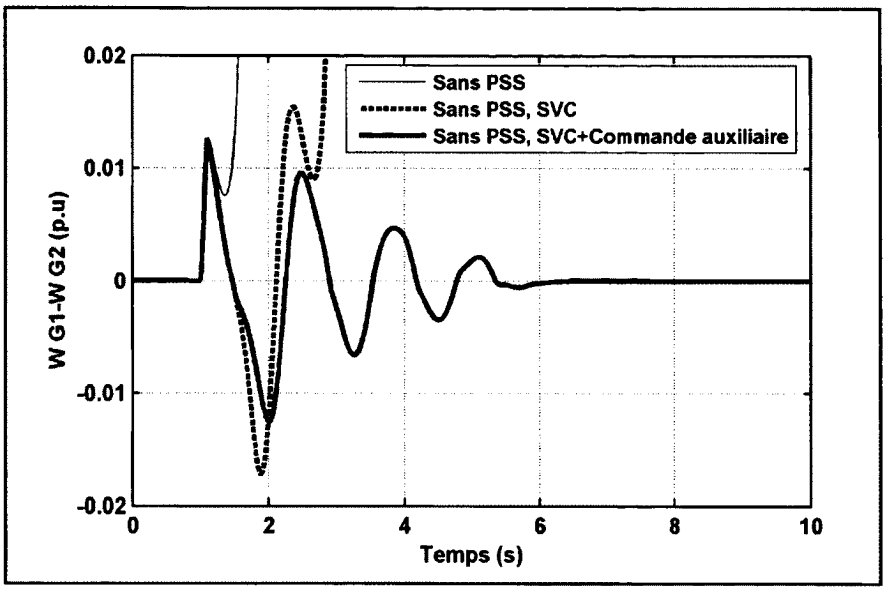



**Figure 2.14 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2 -test 1-.**

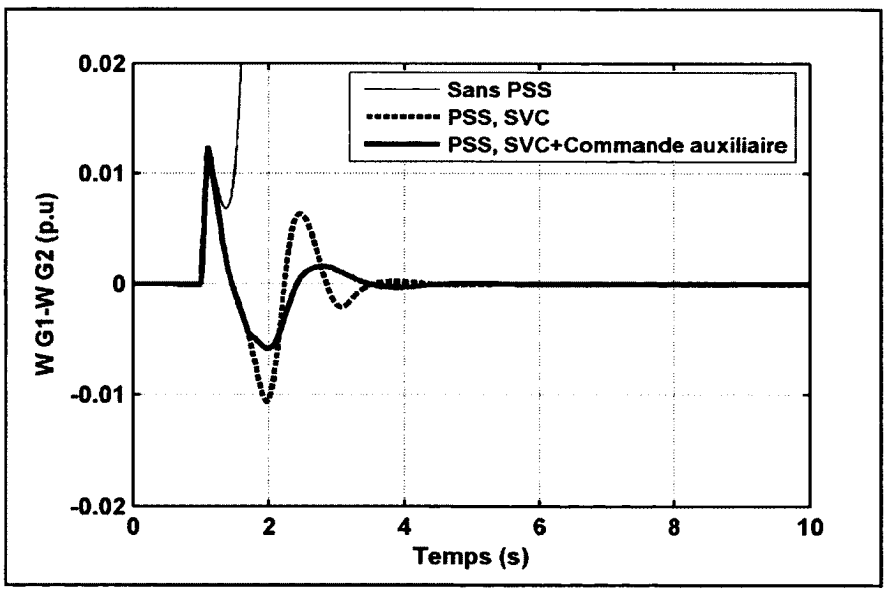



**Figure 2.15 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2 -test 2-.**

### 2.7.2 Étude du réseau à (3) machines et (9) barres

Le deuxième réseau utilisé pour tester la commande auxiliaire est le réseau à (3) machines et (9) barres (Figure 2.16) communément appelé réseau WSCC (Western Systems Coordinating Council), il est bien connu dans la littérature surtout pour réaliser les études en présence du SVC. Les données complètes de ce réseau sont présentées dans le livre de Sauer (Sauer et Pai, 1998).

Ce réseau possède plusieurs modes d'oscillations dont un mode interzone à 7.594 rad/s représentant l'oscillation du générateur G2 avec les générateurs G1 et G3. L'analyse modale a démontré que ce mode est mal amorti donc représente le mode interzone le plus critique.

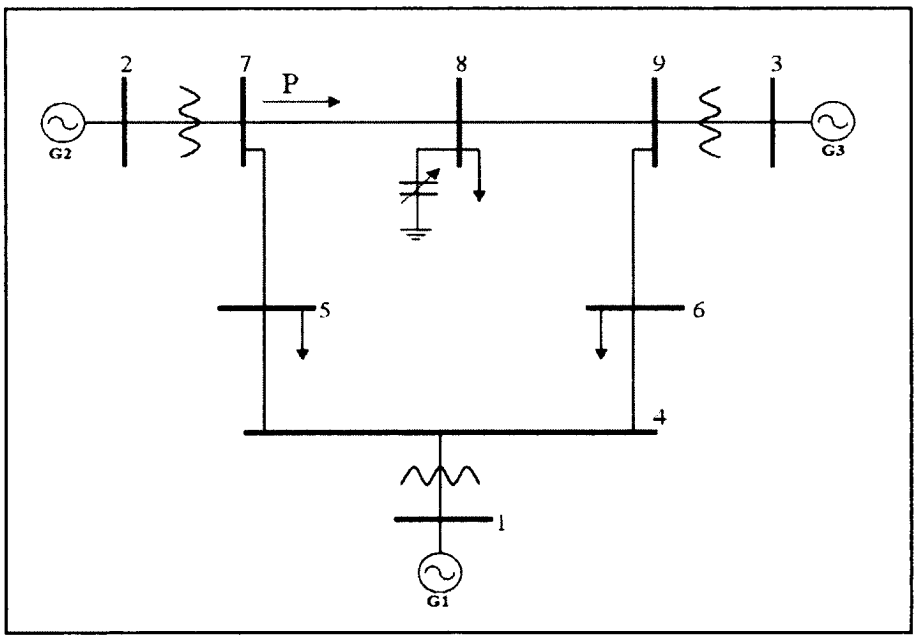



**Figure 2.16 Schéma unifilaire du réseau à (3) machines et (9) barres.**

Le test effectué est un court-circuit triphasé de 12 cycles appliqué à la barre 8. Le SVC est placé à la même barre et utilise la différence entre les déviations des vitesses des générateurs G1 et G2 ($dw_1 - dw_2$) comme signal d'entrée du contrôleur auxiliaire. L'efficacité de ce type de signal a été testé positivement dans l'article (Aboul-Ela et al., 1996). La figure 2.17 montre la différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2 avec et sans commande

auxiliaire. Le SVC tout seul n'est pas suffisant pour garantir une bonne stabilité mais l'ajout de la commande auxiliaire permet de bien amortir les oscillations du système. Concernant la puissance active du générateur G2 (Figure 2.18), nous remarquons la même situation, un bon amortissement des oscillations de puissance.

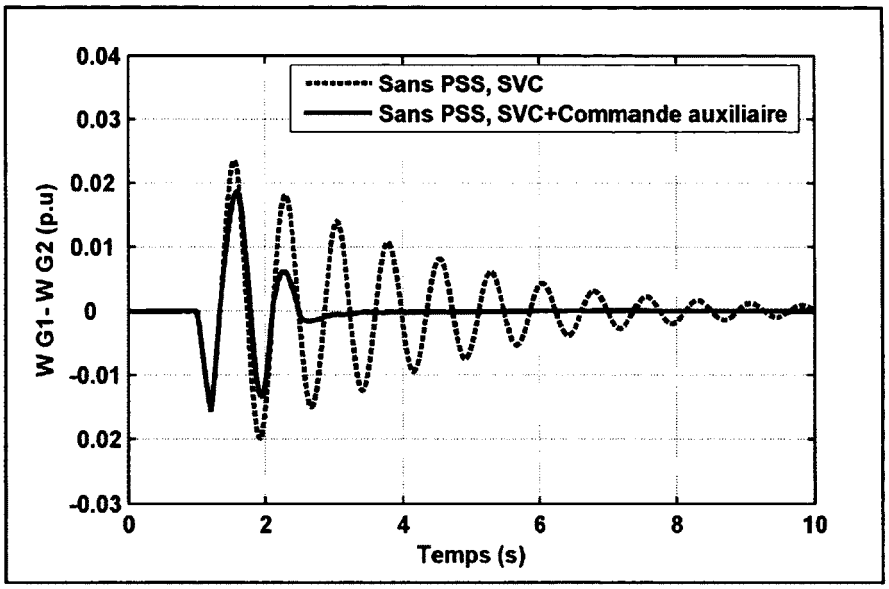



**Figure 2.17 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G2.**

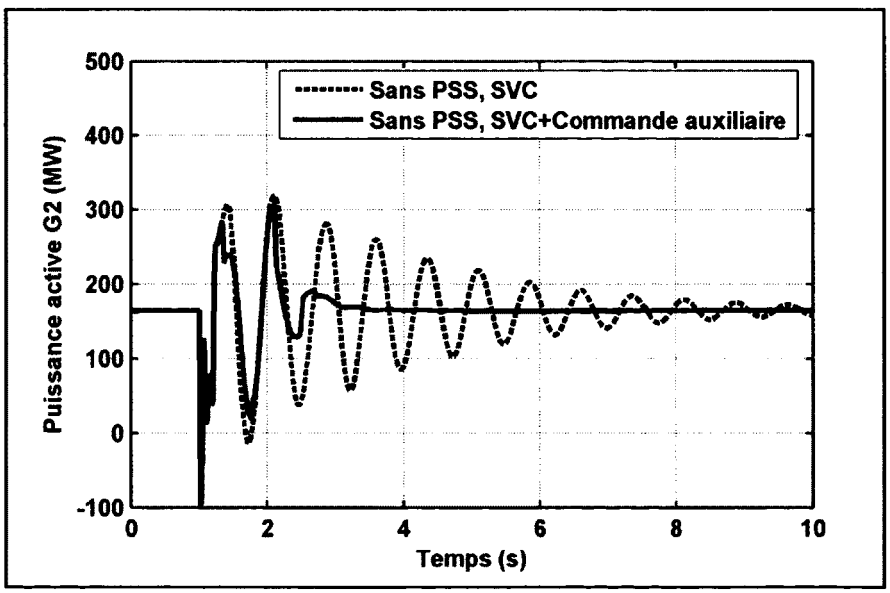



**Figure 2.18 Puissance active du générateur G2.**

### 2.7.3 Étude du réseau de Kundur à (4) machines

Le réseau de Kundur illustré à la figure 2.19 est un réseau symétrique. Il est constitué de deux zones identiques. Chaque zone possède deux générateurs semblables. Les deux zones sont reliées par deux longues lignes parallèles d'attache à 230 kV. Lorsque les deux zones sont reliées par une seule ligne, le réseau est nommé (K1L) par contre à deux lignes c'est le réseau (K2L). Ce réseau est utilisé comme réseau standard pour l'étude des oscillations de puissance et le test des stabilisateurs (Dobrescu, 2003). Le réseau de Kundur à deux lignes (K2L) possède un seul mode interzone instable $(f = 0.64 \text{ Hz}, \xi = -0.026)$ et deux modes locaux mal amortis $(f = 1.12 \text{ Hz}, \xi = 0.096)$ et $(f = 1.16 \text{ Hz}, \xi = 0.092)$.

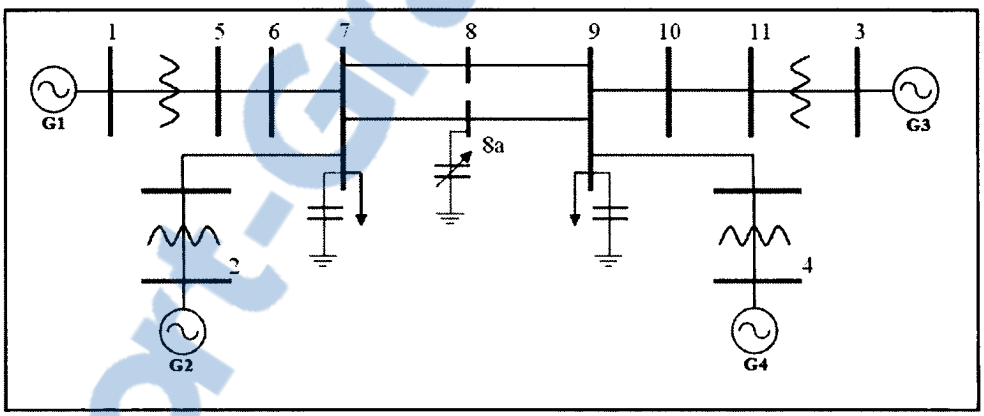



**Figure 2.19 Schéma unifilaire du réseau de Kundur à (4) machines.**

Le test effectué dans cette troisième étude est un court-circuit triphasé de 6 cycles appliqué entre les barres 8 et 9. Les figures 2.20 et 2.21 représentent respectivement la différence entre les vitesses des générateurs G1 et G4 et la puissance active transmise entre les deux zones. Sans PSS, SVC (trait discontinu) et sans PSS, SVC et commande auxiliaire (trait continu). Sans PSS, SVC le réseau à deux lignes (K2L) est instable avec pour résultat un mode interzone autour de 0.65 Hz. L'ajout d'une commande supplémentaire au SVC permet d'amortir l'oscillation interzone et le réseau devient stable malgré l'absence de PSSs. Dans ce test, le contrôleur auxiliaire du compensateur statique utilise les déviations des vitesses des générateurs comme entrées de commande (Peng, Varma et Jin, 2006).

Rapport-Gratuit.com

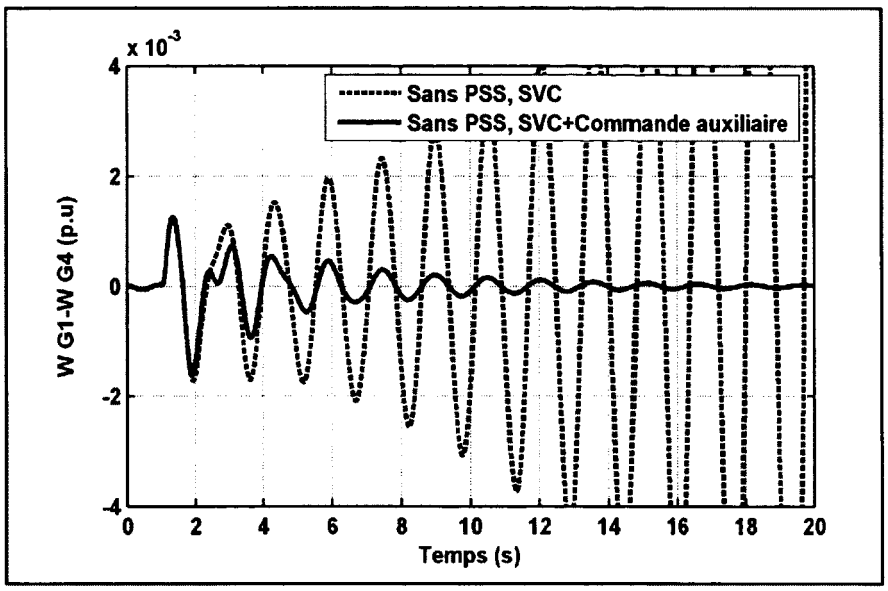



**Figure 2.20 Différence entre les vitesses des générateurs G1 et G4.**

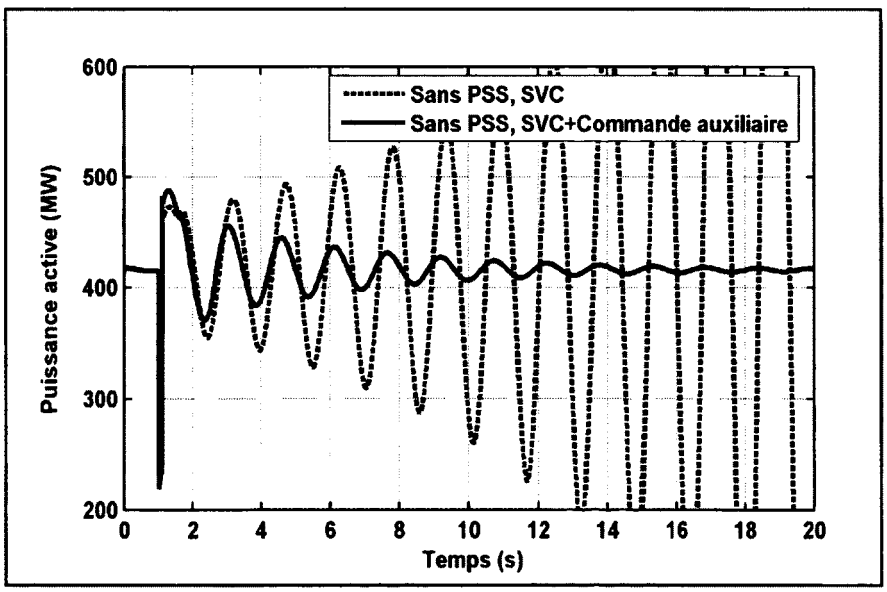



**Figure 2.21 Puissance active transmise entre les deux zones.**

## 2.8 Conclusion

La principale conclusion qui se dégage des résultats précédents est que le SVC avec une commande auxiliaire permet d'améliorer la stabilité du réseau en amortissant efficacement les oscillations de puissance basse fréquence. La deuxième constatation est que l'utilisation des signaux globaux comme la déviation de la vitesse du générateur $(dw)$ ou la différence entre les déviations des vitesses des générateurs de deux zones séparées géographiquement $(dw_{zone1} - dw_{zone2})$ sont efficaces pour amortir les oscillations interzones.

Cette étape nous a permis de vérifier l'efficacité de la commande auxiliaire du SVC à amortir les oscillations de puissance basse fréquence. Il sera intéressant d'exploiter cette entrée de commande supplémentaire en la remplaçant par un signal de coordination et/ou une commande plus efficace.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

# CHAPITRE 3

# MODÉLISATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

## 3.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de décrire l'ensemble des modèles des différents composants d'un réseau électrique, sous forme d'équations algébriques et différentielles. Le système considéré dans notre étude est composé de $(n)$ générateurs et $(p)$ SVCs interconnectés à travers des lignes électriques, des transformateurs et alimentant des charges. Nous allons en premier lieu présenter le modèle du générateur avec son système d'excitation et le stabilisateur de puissance, ensuite définir le modèle dynamique du compensateur statique d'énergie réactive. Nous allons poursuivre avec la modélisation de l'interconnexion du réseau électrique avec et sans SVCs. Le modèle final obtenu est un modèle multi machines qui permet de décrire les interactions entre les différentes variables étudiées.

## 3.2 Modèle du générateur

Le générateur est un élément fondamental dans un réseau électrique. Il est composé d'une machine synchrone avec son excitatrice et d'une turbine dont le vannage est contrôlé par un servomoteur. La machine synchrone considérée dans cette étude est composée de trois enroulements au stator, un enroulement au rotor et deux enroulements amortisseurs. Son modèle est établi à partir du modèle complet qui est un système d'ordre 9. Certaines dynamiques rapides comme celle du stator et une partie de la dynamique des amortisseurs sont négligées. Le modèle final obtenu est un système d'équations différentielles d'ordre 4, communément appelé modèle à deux axes. Après l'application de la transformée de Park aux équations électriques de la machine synchrone et l'expression du modèle en unité réduite (p.u) nous aboutissons aux équations (3.1) à (3.6) (Sauer et Pai, 1998). Ces équations décrivent les dynamiques de l'excitation, de la vitesse et de l'angle de charge du rotor, ainsi que les tensions internes transitoires des générateurs.

$$T'_{doi}\dot{E}'_{qi} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \tag{3.1}$$

$$T'_{qoi}\dot{E}'_{di} = -E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \tag{3.2}$$

$$\dot{\delta}_i = w_i - w_s \tag{3.3}$$

$$\frac{2H_i}{w_s} \cdot \dot{w}_i = (P_{mi} - E'_{di}I_{di} - E'_{qi}I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi}) \tag{3.4}$$

$$E'_{di} = -X'_{qi}I_{qi} + V_{di} \tag{3.5}$$

$$E'_{qi} = X'_{di}I_{di} + V_{qi} \tag{3.6}$$

$$i = 1,\ldots,n$$

$E_{fdi}$ est la tension du champ d'excitation. $I_{di}$ et $I_{qi}$ sont les courants du stator dans le plan d-q. $V_{di}$ et $V_{qi}$ représentent les composantes de la tension terminale dans le plan d-q. $E'_{di}$, $E'_{qi}$, $T'_{doi}$ et $T'_{qoi}$ représentent respectivement les tensions internes transitoires et les constantes de temps transitoires. $X_{di}$, $X_{qi}$, $X'_{di}$ et $X'_{qi}$ sont les réactances synchrones et transitoires. $\delta_i$ représente l'angle de charge du rotor, $w_i$ et $w_s$ sont respectivement sa vitesse de rotation et sa vitesse synchrone. La variable $P_{mi}$ définie la puissance mécanique et enfin $H_i$ la constante d'inertie du rotor.

## 3.3 Système d'excitation

Le système d'excitation du générateur est constitué d'un régulateur automatique de tension (AVR) et de l'excitatrice. Il existe plusieurs types de système d'excitation pour les réseaux électriques. Pour l'excitatrice à courant continu, la tension d'excitation provient d'un générateur auxiliaire à courant continu. L'excitatrice à courant alternatif est composée d'une génératrice à courant alternatif dont la sortie est redressée par un convertisseur CA-CC. Enfin, il y a l'excitatrice statique dans laquelle la tension aux bornes du générateur est directement redressée puis utilisée comme tension d'excitation. La figure 3.1 représente le système d'excitation de type DC1A qui est un système d'excitation à courant continu standardisé par l'institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (IEEE).

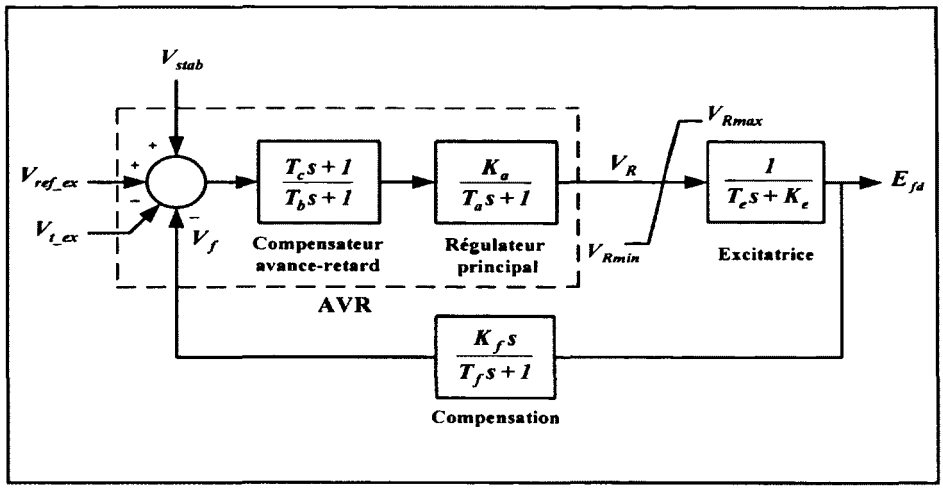



**Figure 3.1 Système d'excitation de type DC1A de IEEE.**

## 3.4 Stabilisateur de puissance (PSS)

Le stabilisateur de puissance (PSS) permet d'amortir les oscillations électromécaniques. Il fonctionne avec le régulateur automatique de tension (AVR) en ajoutant une entrée supplémentaire au système d'excitation (Kundur et al., 1989). La figure 3.2 illustre un système d'excitation de type DC1A avec un stabilisateur. Le PSS peut entre autres utiliser comme entrée la variation de la vitesse du rotor ($\Delta w$) ou la variation de la puissance électrique du générateur ($\Delta P_e$).

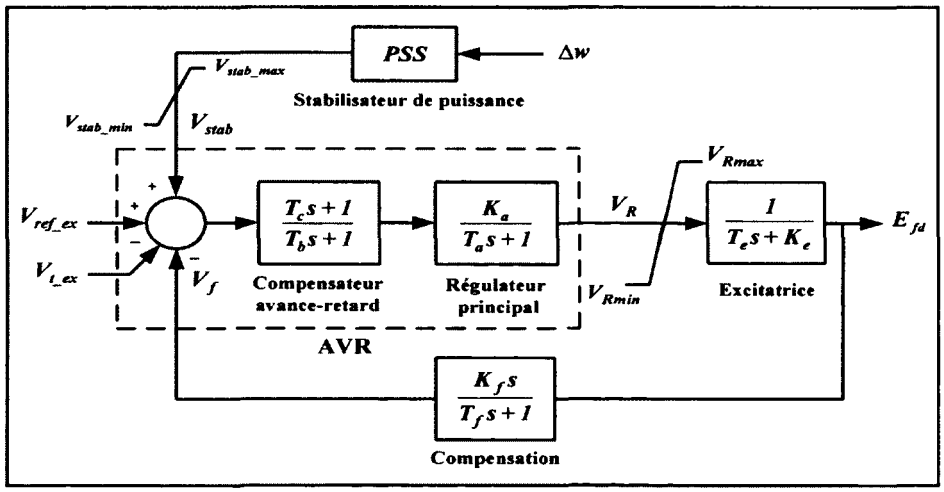



**Figure 3.2 Système d'excitation de type DC1A de IEEE avec le PSS.**

Il existe plusieurs types de stabilisateurs de puissance, les plus importants sont le modèle conventionnel à une entrée de type IEEE PSS1A (Figure 3.3) et le stabilisateur multi-bandes PSS4B (Figure 3.4). Le PSS1A utilise la variation de la vitesse du rotor comme entrée. Il se compose généralement des éléments suivants :

- Un gain ($K_{PSS}$) qui détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS, généralement sa valeur varie entre 0.01 et 50.

- Un filtre passe haut qui élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.1 Hz) présentes dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante correspondant au régime statique). Ce qui va permettre au PSS d'agir seulement en cas de variation rapide de la vitesse. La constante de temps ($T_w$) de ce filtre varie généralement entre 1 et 20 secondes.

- Un compensateur de phase pour compenser le retard de phase entre le couple électrique et l'entrée du système d'excitation qui est l'origine des oscillations électromécaniques.

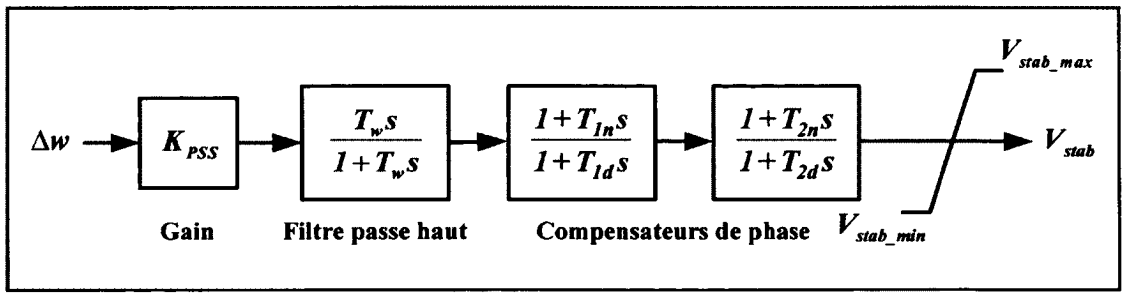



**Figure 3.3 Stabilisateur de puissance de type IEEE PSS1A.**

Contrairement au stabilisateur conventionnel, qui est composé d'une série de filtres en cascade (passe haut et avance-retard de phase). Le MB-PSS (Figure 3.4) est constitué de trois étages découplés en fréquence (basses, moyennes et hautes fréquences) qui permettent d'obtenir un stabilisateur robuste vis-à-vis l'ensemble des modes d'oscillations à amortir. Ce nouveau type de stabilisateur a été développé par Hydro-Québec. Il est plus performant que

le PSS conventionnel et permet l'amortissement de tous les modes d'oscillations que l'on trouve dans un réseau électrique (locaux, interzones et globaux) (Grondin, 2006).

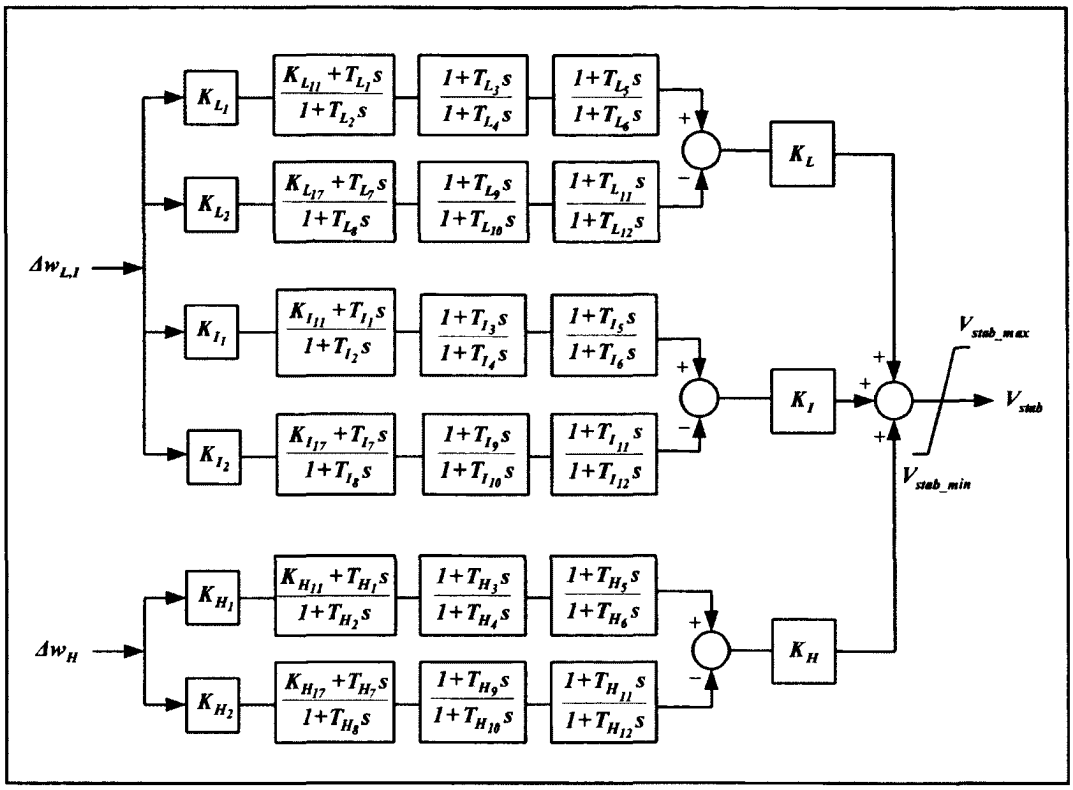



**Figure 3.4 Stabilisateur multi-bandes de type IEEE PSS4B.**

## 3.5 Modèle du compensateur statique (SVC)

La tâche principale du compensateur statique illustré à la figure 3.5 est le réglage de la tension et il peut utiliser une commande supplémentaire comme boucle d'amortissement. Le SVC est généralement modélisé par un système du premier ordre. La dynamique de sa susceptance est représentée par l'équation suivante :

$$\dot{B}_{svc} = \frac{-1}{T_{svc}} B_{svc} + \frac{K_{svc}}{T_{svc}} (V_{ref_svc} - V_{svc} + U_{aux}) \tag{3.7}$$

Dans notre étude, la commande auxiliaire $U_{aux}$ est remplacée par une commande de coordination $U_{svc}^{c}$. Dans les prochaines équations nous allons considérer $U_{aux} = U_{svc}^{c}$.

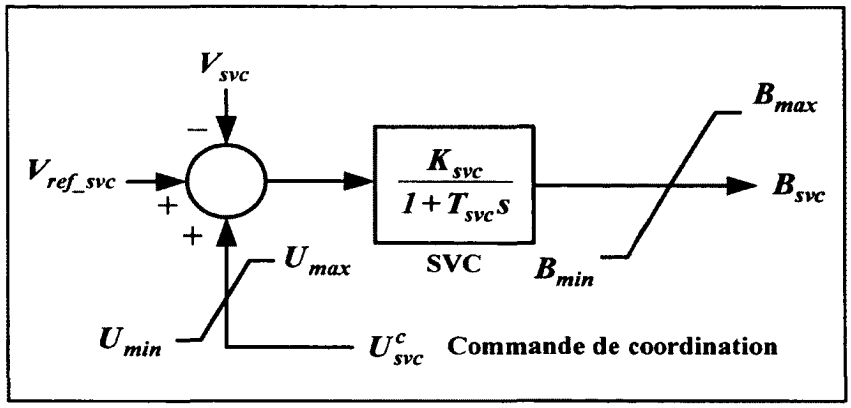



**Figure 3.5 Modèle dynamique du compensateur statique (SVC).**

## 3.6 Modélisation de l'interconnexion du réseau électrique

L'objectif de cette partie est de modéliser l'interconnexion du réseau électrique avec et sans compensateurs statiques (SVCs).

### 3.6.1 Interconnexion du réseau électrique sans SVCs

Le réseau électrique est composé de ($n$) générateurs et ($m$) barres interconnectés par des transformateurs et des lignes électriques. Lorsque les charges sont représentées par des impédances constantes, le réseau est décrit par les deux équations algébriques ci-dessous (Sauer et Pai, 1998). La première représente l'équation des courants des barres avec générateurs (un générateur par barre) et la deuxième, les courants des barres sans générateurs.

- barres avec générateurs

$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0 \qquad i=1,\ldots,n \tag{3.8}$$

- barres sans générateurs

$$\sum_{k=1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=n+1,\ldots,m \tag{3.9}$$

Le terme $(G_{ik} + jB_{ik})$ représente l'élément de la ligne $i$ et de la colonne $k$ de la matrice d'admittance tandis que le terme $1/(R_{si} + jX'_{di})$ représente l'élément sur la $i^{ième}$ diagonale de la matrice d'admittance. Dans ce cas l'admittance du réseau électrique est constante.

### 3.6.2 Interconnexion du réseau électrique avec SVCs

Dans la partie précédente l'admittance du réseau électrique est considérée comme étant constante. Cette hypothèse n'est pas toujours valide en présence des compensateurs statiques d'énergie réactive (SVCs). Dans cette partie, nous allons modéliser l'interconnexion du réseau électrique en tenant compte de la présence des SVCs. Pour réaliser cet objectif, nous considérons le réseau électrique de la figure 3.6 avec :

- $(n)$ : nombre des générateurs.
- $(p)$ : nombre des SVCs.
- $(m)$ : nombre des barres.

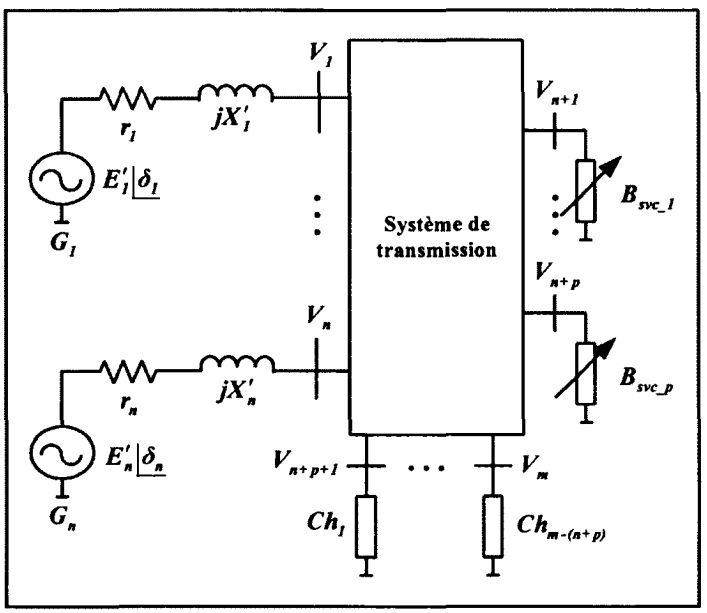



**Figure 3.6 Schéma d'un réseau électrique avec SVCs.**

#### 3.6.2.1 Équations des différentes barres

Pour prendre en considération l'effet de l'incorporation des compensateurs statiques au réseau électrique, nous allons ajouter une troisième équation qui représente les courants des barres avec SVCs.

- barres avec générateurs

$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0 \qquad i=1,\ldots,n \tag{3.10}$$

- barres avec SVCs

$$\sum_{k=1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=n+1,\ldots,n+p \tag{3.11}$$

- barres sans générateurs et sans SVCs

$$\sum_{k=1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=n+p+1,\ldots,m \tag{3.12}$$

#### 3.6.2.2 Calcul de la matrice d'admittance avec SVCs

L'écriture sous la forme matricielle permet de bien distinguer les différents éléments de la nouvelle admittance du réseau électrique avec SVCs.

- barres avec générateurs

$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+1}^{n+p}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}$$
$$+\sum_{k=n+p+1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0$$
$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+Y_{gg}V_g+Y_{gl}V_l+Y_{gr}V_r=0, \qquad i=1,\ldots,n$$

(3.13)

Rapport-Gratuit.com

- barres avec SVCs

$$\begin{aligned}&\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+1}^{n+p}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+p+1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0\\&Y_{lg}V_g+Y_{ll}V_l+Y_{lr}V_r=0, \qquad i=n+1,\ldots,n+p\end{aligned} \tag{3.14}$$

- barres sans générateurs et sans SVCs

$$\begin{aligned}&\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+1}^{n+p}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+p+1}^{m}(G_{ik}+jB_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0\\&Y_{rg}V_g+Y_{rl}V_l+Y_{rr}V_r=0, \qquad i=n+p+1,\ldots,m\end{aligned} \tag{3.15}$$

On obtient finalement une écriture sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_g \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gl} & Y_{gr} \\ Y_{lg} & Y_{ll} & Y_{lr} \\ Y_{rg} & Y_{rl} & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_g \\ V_l \\ V_r \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

La matrice d'admittance totale est représentée par l'équation (3.17). Dans cette matrice tous les éléments des sous matrices d'impédances sont constants sauf les éléments des nœuds avec SVCs qui sont des sous matrices à paramètres variables.

$$[Y]=\begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gl} & Y_{gr} \\ Y_{lg} & Y_{ll} & Y_{lr} \\ Y_{rg} & Y_{rl} & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{matrix} \leftarrow \textit{noeuds-générateurs} \\ \leftarrow \textit{noeuds-SVCs} \\ \leftarrow \textit{noeuds sans_générateurs et sans_SVCs} \end{matrix} \tag{3.17}$$

Par ailleurs, les nœuds sont ordonnés comme suivant :

- Les nœuds des générateurs : $g=1,\ldots,n$.
- Les nœuds des SVCs : $l=n+1,\ldots,n+p$.
- Les nœuds sans générateurs et sans SVCs : $r=n+p+1,\ldots,m$.

## 3.7 Le modèle non linéaire du réseau électrique avec SVCs

Pour établir la dynamique des générateurs avec SVCs, nous allons suivre les étapes suivantes :

- **Étape 1 :** Élimination des barres sans générateurs et sans SVCs par :
  - L'expression des tensions des barres des charges (sans générateurs et sans SVCs) en fonction des tensions des générateurs et des tensions des SVCs en utilisant l'équation (3.15).
  - La substitution des résultats obtenus dans les équations (3.13) et (3.14).

Après cette première réduction on obtient seulement deux équations (3.18) et (3.19) :

- barres avec générateurs

$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+1}^{n+p}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0$$
$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\bar{Y}_{gg}V_g+\bar{Y}_{gl}V_l=0, \qquad i=1,\dots,n \tag{3.18}$$

- barres avec SVCs

$$\begin{aligned}&\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}+\sum_{k=n+1}^{n+p}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0\\&\bar{Y}_{lg}V_g+\bar{Y}_{ll}V_l=0, \qquad i=n+1,\dots,n+p\end{aligned} \tag{3.19}$$

La forme matricielle de la nouvelle admittance réduite du réseau est alors définie par l'équation (3.20) :

$$[\bar{Y}]=\begin{bmatrix}\bar{Y}_{gg} & \bar{Y}_{gl}\\ \bar{Y}_{lg} & \bar{Y}_{ll}\end{bmatrix} \qquad \begin{matrix}\leftarrow noeuds-générateurs\\ \leftarrow noeuds-SVCs\end{matrix} \tag{3.20}$$

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Les sous matrices $\bar{Y}_{gg}$ , $\bar{Y}_{gl}$ , $\bar{Y}_{lg}$ et $\bar{Y}_{ll}$ sont définies comme suit :

$$\bar{Y}_{gg} = Y_{gg} - \frac{Y_{gr}Y_{rg}}{Y_{rr}} \ (n \times n)$$

$$\bar{Y}_{gl} = Y_{gl} - \frac{Y_{gr}Y_{rl}}{Y_{rr}} \ (n \times p)$$

$$\bar{Y}_{lg} = Y_{lg} - \frac{Y_{lr}Y_{rg}}{Y_{rr}} \ (p \times n)$$

$$\bar{Y}_{ll} = Y_{ll} - \frac{Y_{lr}Y_{rl}}{Y_{rr}} \ (p \times p)$$

Ces sous matrices d'impédances sont constantes excepté la matrice $\bar{Y}_{ll}$ qui est une matrice à paramètres variables.

$$\bar{Y}_{ll} = \bar{Y}_{ll}^{s} + jB_{svc} = (G_{ll}^{s} + jB_{ll}^{s}) + jB_{svc} = G_{ll}^{s} + j(B_{ll}^{s} + B_{svc}) \tag{3.21}$$

Avec $\bar{Y}_{ll}^{s} = (G_{ll}^{s} + jB_{ll}^{s})$ est la self admittance à la barre $(l)$,

$$B_{svc} = \begin{bmatrix} B_{svc_1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & B_{svc_2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & B_{svc_p} \end{bmatrix}$$ et $(p)$ le nombre de SVCs.

- **Étape 2 :** Calcul des tensions des SVCs en fonction des tensions des générateurs.

À partir de l'équation (3.19), la tension du SVC s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{svc} = V_l = \frac{-\bar{Y}_{lg}}{\bar{Y}_{ll}} V_g, \quad g = 1,\ldots,n \quad et \quad l = n+1,\ldots,n+p \tag{3.22}$$

Pour simplifier le calcul on considère un seul SVC $(p=1)$ au nœud $(l=n+p=n+1)$.

$$V_{svc} = -\frac{\sum_{k=1}^{n}(G_{lk}^{r}+jB_{lk}^{r})V_k e^{j\theta_k}}{G_{ll}^{r}+jB_{ll}^{r}} = -\frac{\sum_{k=1}^{n}(G_{lk}^{r}+jB_{lk}^{r})V_k e^{j\theta_k}}{\bar{Y}_{ll}}, \qquad l=n+1 \qquad (3.23)$$

$$V_{svc} = -\frac{1}{G_{ll}^{s}+j(B_{ll}^{s}+B_{svc})}\sum_{k=1}^{n}(G_{lk}^{r}+jB_{lk}^{r})V_k e^{j\theta_k}, \qquad l=n+1 \qquad (3.24)$$

Dans l'équation (3.24) nous considérons :

$$k(B_{svc}) = -\frac{1}{G_{ll}^{s}+j(B_{ll}^{s}+B_{svc})} = k_1(B_{svc})+jk_2(B_{svc}),$$

$$k_1(B_{svc}) = \frac{-G_{ll}^{s}}{(G_{ll}^{s})^2+(B_{ll}^{s}+B_{svc})^2} \text{ et } k_2(B_{svc}) = \frac{(B_{ll}^{s}+B_{svc})}{(G_{ll}^{s})^2+(B_{ll}^{s}+B_{svc})^2}.$$

Finalement on obtient :

$$V_{svc} = \left(k_1(B_{svc})+jk_2(B_{svc})\right)\sum_{k=1}^{n}(G_{lk}^{r}+jB_{lk}^{r})(V_{dk}+jV_{qk})e^{j\delta_k}, \qquad l=n+1 \qquad (3.25)$$

- **Étape 3 :** Dans cette dernière étape nous allons :
  - Éliminer les barres avec SVCs.
  - Établir les expressions finales des générateurs avec SVCs.

En substituant la tension du SVC (3.22) dans l'équation (3.18) (barres avec générateurs), nous aboutissons à la nouvelle expression de l'équation des barres avec générateurs :

- barres avec générateurs

$$\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\overline{Y}_{gg}V_g-\frac{\overline{Y}_{gl}\overline{Y}_{lg}}{Y_{ll}}V_g=0 \qquad i=1,\ldots,n \tag{3.26}$$

$$\begin{aligned}&\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}\\&-\sum_{k=n+1}^{n+p}\left[(G^r_{ik}+jB^r_{ik})\sum_{l=1}^{n}\frac{(G^r_{kl}+jB^r_{kl})V_l e^{j\theta_l}}{(G^r_{kk}+jB^r_{kk})}\right]=0, \qquad i=1,\ldots,n\end{aligned} \tag{3.27}$$

Après plusieurs manipulations on trouve l'équation suivante :

$$\begin{aligned}&\frac{-1}{R_{si}+jX'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}\\&-\sum_{k=1}^{n}\left[\sum_{l=n+1}^{n+p}\frac{(G^r_{il}+jB^r_{il})(G^r_{lk}+jB^r_{lk})}{(G^r_{ll}+jB^r_{ll})}\right]V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=1,\ldots,n\end{aligned} \tag{3.28}$$

Pour simplifier les calculs, on a considéré un seul SVC ($p=1$) connecté à la barre$(l=n+p=n+1)$, ce qui donne le résultat suivant :

$$\begin{aligned}&\frac{-1}{R_{si}+jX_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}\\&-\frac{1}{(G^r_{ll}+jB^r_{ll})}\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=1,\ldots,n\end{aligned} \tag{3.29}$$

$$\begin{aligned}&\frac{-1}{R_{si}+jX_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}\\&-\frac{1}{(G^s_{ll}+jB^s_{ll})+jB_{svc}}\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=1,\ldots,n\end{aligned} \tag{3.30}$$

$$\frac{-1}{R_{si}+jX_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}$$
$$+\left(k_1(B_{svc})+jk_2(B_{svc})\right)\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=1,\ldots,n \tag{3.31}$$

$$\frac{-1}{R_{si}+jX_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik}+jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k}$$
$$+\sum_{k=1}^{n}\left(G^r_{ik}(B_{svc})+jB^r_{ik}(B_{svc})\right)V_k e^{j\theta_k}=0, \qquad i=1,\ldots,n \tag{3.32}$$

Cette équation peut s'écrire de la manière suivante :

$$\frac{-1}{R_{si}+jX_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})e^{j(\delta_i-\pi/2)}+\sum_{k=1}^{n}\left[\left(G^r_{ik}+G^r_{ik}(B_{svc})\right)+j\left(B^r_{ik}+B^r_{ik}(B_{svc})\right)\right]V_k e^{j\theta_k}=0$$
$$i=1,\ldots,n \tag{3.33}$$

Avec :

$$G^r_{ik}(B_{svc})=k_1(B_{svc})G^r_{ik}-k_2(B_{svc})B^r_{ik} \text{ et } B^r_{ik}(B_{svc})=k_1(B_{svc})B^r_{ik}+k_2(B_{svc})G^r_{ik}.$$

$$k_1(B_{svc})=\frac{-G^s_{ll}}{(G^s_{ll})^2+(B^s_{ll}+B_{svc})^2} \text{ et } k_2(B_{svc})=\frac{(B^s_{ll}+B_{svc})}{(G^s_{ll})^2+(B^s_{ll}+B_{svc})^2}.$$

Finalement, après isolement des variables du générateur $i$, l'équation (3.33) est réécrite sous la forme suivante :

$$j\frac{-1}{X'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})+\left[\left(G^r_{ii}+G^r_{ii}(B_{svc})\right)+j\left(B^r_{ii}+B^r_{ii}(B_{svc})\right)\right](V_{di}+jV_{qi})$$
$$=\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left[\left(G^r_{ik}+G^r_{ik}(B_{svc})\right)+j\left(B^r_{ik}+B^r_{ik}(B_{svc})\right)\right](V_{dk}+jV_{qk})e^{j(\delta_k-\delta_i)}, \qquad i=1,\ldots,n$$

(3.34)

Dans l'équation (3.34) les termes $G_{ik}^{r}(B_{svc})$ et $B_{ik}^{r}(B_{svc})$ veulent dire que ces variables sont en fonction de la susceptance $B_{svc}$. Par rapport au modèle sans SVC, on remarque clairement l'effet de l'ajout du compensateur statique avec l'apparition de la susceptance $B_{svc}$ dans les équations électriques du réseau. Ces nouvelles équations nous permettent de représenter convenablement les interactions entre les différentes variables du réseau électrique.

# CHAPITRE 4

# CONTRÔLEUR GLOBAL DE COORDINATION

## 4.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de proposer une structure de commande basée sur les mesures à la grandeur du réseau électrique pour la coordination des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de SVCs. La méthode de conception consiste, dans un premier temps, à établir un nouveau modèle linéaire du réseau en présence d'un SVC. Ce modèle est approprié pour l'application de la commande globale. La seconde étape concerne la présentation du principe de la coordination et le calcul des lois de commande.

## 4.2 Nouveau modèle linéaire du réseau électrique avec SVCs

Après avoir présenté dans le chapitre 3 les équations différentielles et algébriques qui décrivent les différents éléments d'un système de puissance. Le modèle non linéaire du réseau électrique en présence d'un SVC est finalement décrit par les équations (4.1) à (4.8).

$$T'_{doi}\dot{E}'_{qi} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \tag{4.1}$$

$$T'_{qoi}\dot{E}'_{di} = -E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \tag{4.2}$$

$$\dot{\delta}_i = w_i - w_s \tag{4.3}$$

$$\frac{2H_i}{w_s}.\dot{w}_i = (P_{mi} - E'_{di}I_{di} - E'_{qi}I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi}) \tag{4.4}$$

$$V_{di} = E'_{di} + X'_{qi}I_{qi} \tag{4.5}$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}I_{di} \tag{4.6}$$

$$\dot{B}_{svc} = \frac{-1}{T_{svc}}B_{svc} + \frac{K_{svc}}{T_{svc}}(-V_{svc} + V_{ref_svc} + U^c_{svc}) \tag{4.7}$$

$$j\frac{-1}{X'_{di}}(E'_{di}+(X'_{qi}-X'_{di})I_{qi}+jE'_{qi})+\left[\left(G^r_{ii}+G^r_{ii}(B_{svc})\right)+j\left(B^r_{ii}+B^r_{ii}(B_{svc})\right)\right](V_{di}+jV_{qi})$$
$$=\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left[\left(G^r_{ik}+G^r_{ik}(B_{svc})\right)+j\left(B^r_{ik}+B^r_{ik}(B_{svc})\right)\right](V_{dk}+jV_{qk})e^{j(\delta_k-\delta_i)}, \qquad i=1,\ldots,n \tag{4.8}$$

La prochaine étape consiste à linéariser le modèle (4.1) à (4.8) autour d'un point de fonctionnement (équilibre) calculé à partir de l'écoulement de puissance. La procédure à suivre pour l'obtention du modèle linéaire est décrite par les étapes suivantes :

- **Étape 1 :** Linéarisation des équations des générateurs.

À partir de l'équation (4.8), nous calculons les expressions des tensions internes transitoires $E'_{di}$ et $E'_{qi}$.

$$\frac{1}{X'_{qi}}E'_{di}=-\left(G^r_{ii}+G^r_{ii}(B_{svc})\right)V_{qi}-\left(\frac{1}{X'_{di}}-\frac{1}{X'_{qi}}+B^r_{ii}+B^r_{ii}(B_{svc})\right)V_{di}$$
$$+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(F_{G+B}(\delta_{ik})+F_{G+B}(\delta_{ik},B_{svc})\right)V_{dk}+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(F_{G-B}(\delta_{ik})+F_{G-B}(\delta_{ik},B_{svc})\right)V_{qk} \tag{4.9}$$

$$\frac{1}{X'_{di}}E'_{qi}=\left(G^r_{ii}+G^r_{ii}(B_{svc})\right)V_{di}-\left(B^r_{ii}+B^r_{ii}(B_{svc})\right)V_{qi}$$
$$-\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(F_{G-B}(\delta_{ik})+F_{G-B}(\delta_{ik},B_{svc})\right)V_{dk}+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(F_{G+B}(\delta_{ik})+F_{G+B}(\delta_{ik},B_{svc})\right)V_{qk} \tag{4.10}$$

La linéarisation de $E'_{di}$ et $E'_{qi}$ autour d'un point d'équilibre nous donne :

$$\Delta E'_{di}=A^d_{1i}\Delta V_{di}+A^d_{2i}\Delta V_{qi}+A^d_{3i}\Delta\delta_i+A^d_{4i}\Delta B_{svc}+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(A^d_{1ik}\Delta V_{dk}+A^d_{2ik}\Delta V_{qk}+A^d_{3ik}\Delta\delta_k\right) \tag{4.11}$$

$$\Delta E'_{qi}=A^q_{1i}\Delta V_{di}+A^q_{2i}\Delta V_{qi}+A^q_{3i}\Delta\delta_i+A^q_{4i}\Delta B_{svc}+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(A^q_{1ik}\Delta V_{dk}+A^q_{2ik}\Delta V_{qk}+A^q_{3ik}\Delta\delta_k\right) \tag{4.12}$$

À partir des équations des tensions suivantes :

$$\Delta V_{di} = \Delta E'_{di} + X'_{qi}\Delta I_{qi} \tag{4.13}$$

$$\Delta V_{qi} = \Delta E'_{qi} - X'_{di}\Delta I_{di} \tag{4.14}$$

On calcule les courants $\Delta I_{di}$ et $\Delta I_{qi}$ comme suit :

$$\Delta I_{di} = \frac{\Delta E'_{qi}}{X'_{di}} - \frac{\Delta V_{qi}}{X'_{di}} \tag{4.15}$$

$$\Delta I_{qi} = \frac{\Delta V_{di}}{X'_{qi}} - \frac{\Delta E'_{di}}{X'_{qi}} \tag{4.16}$$

Nous substituons $\Delta E'_{di}$ et $\Delta E'_{qi}$ par leurs expressions respectives (4.11) et (4.12) on obtient :

$$\Delta I_{di} = B^d_{1i}\Delta V_{di} + B^d_{2i}\Delta V_{qi} + B^d_{3i}\Delta\delta_i + B^d_{4i}\Delta B_{svc} + \sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(B^d_{1ik}\Delta V_{dk} + B^d_{2ik}\Delta V_{qk} + B^d_{3ik}\Delta\delta_k\right) \tag{4.17}$$

$$\Delta I_{qi} = B^q_{1i}\Delta V_{di} + B^q_{2i}\Delta V_{qi} + B^q_{3i}\Delta\delta_i + B^q_{4i}\Delta B_{svc} + \sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(B^q_{1ik}\Delta V_{dk} + B^q_{2ik}\Delta V_{qk} + B^q_{3ik}\Delta\delta_k\right) \tag{4.18}$$

Les constantes de linéarisation $A_i$, $B_i$, $A_{ik}$ et $B_{ik}$ dépendent des paramètres des générateurs, du compensateur, de l'interconnexion du réseau électrique et des conditions initiales.

La prochaine étape est de remplacer les expressions de $\Delta E'_{di}$, $\Delta E'_{qi}$, $\Delta I_{di}$ et $\Delta I_{qi}$ dans les équations (4.19) et (4.20) :

$$\Delta\dot{E}'_{di} = T'_{qoi}\left(-\Delta E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})\Delta I_{qi}\right) \tag{4.19}$$

$$\Delta\dot{E}'_{qi} = T'_{doi}\left(-\Delta E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})\Delta I_{di} + \Delta E_{fdi}\right) \tag{4.20}$$

À partir des équations (4.13) et (4.14), on calcule les dérivées des tensions $\Delta V_{di}$ et $\Delta V_{qi}$. Après calcul et simplification, les dynamiques des tensions des générateurs sont données par les équations suivantes :

Rapport-Gratuit.com

$$\Delta\dot{V}_{di} = K_{1i}^{d}\Delta V_{di} + K_{2i}^{d}\Delta V_{qi} + K_{3i}^{d}\Delta\delta_i + K_{4i}^{d}\Delta w_i + K_{5i}^{d}\Delta B_{svc} + K_{6i}^{d}\Delta V_{svc} + K_{7i}^{d}\Delta Ef_{di} + K_{8i}^{d}\Delta U_{svc}^{c}$$
$$+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(K_{1ik}^{d}\Delta V_{dk} + K_{2ik}^{d}\Delta V_{qk} + K_{3ik}^{d}\Delta\delta_k + K_{4ik}^{d}\Delta w_k\right) \tag{4.21}$$

$$\Delta\dot{V}_{qi} = K_{1i}^{q}\Delta V_{di} + K_{2i}^{q}\Delta V_{qi} + K_{3i}^{q}\Delta\delta_i + K_{4i}^{q}\Delta w_i + K_{5i}^{q}\Delta B_{svc} + K_{6i}^{q}\Delta V_{svc} + K_{7i}^{q}\Delta Ef_{di} + K_{8i}^{q}\Delta U_{svc}^{c}$$
$$+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(K_{1ik}^{q}\Delta V_{dk} + K_{2ik}^{q}\Delta V_{qk} + K_{3ik}^{q}\Delta\delta_k + K_{4ik}^{q}\Delta w_k\right) \tag{4.22}$$

Nous complétons les dynamiques des générateurs par l'ajout des dynamiques de l'angle de charge et de la vitesse du rotor :

$$\Delta\dot{\delta}_i = \Delta w_i \tag{4.23}$$

$$\Delta\dot{w}_i = T_{1i}\Delta V_{di} + T_{2i}\Delta V_{qi} + T_{3i}\Delta\delta_i + T_{4i}\Delta w_i + T_{5i}\Delta B_{svc} + T_{6i}\Delta V_{svc} + T_{7i}\Delta Ef_{di} + T_{8i}\Delta U_{svc}^{c}$$
$$+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(T_{1ik}\Delta V_{dk} + T_{2ik}\Delta V_{qk} + T_{3ik}\Delta\delta_k + T_{4ik}\Delta w_k\right) \tag{4.24}$$

La forme matricielle de toutes ces équations nous donne :

$$\Delta\dot{X}_i = A_i\Delta X_i + B_i\Delta U_i + A_{ic}\Delta X_c + B_{ic}\Delta U_c + \sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(A_{ik}\Delta X_k\right) \tag{4.25}$$

- **Étape 2 :** Linéarisation des équations du compensateur statique (SVC).

Les équations linéarisées du SVC sont données par :

$$\Delta\dot{B}_{svc} = \frac{-1}{T_{svc}}\Delta B_{svc} + \frac{K_{svc}}{T_{svc}}(-\Delta V_{svc} + \Delta U_{svc}^{c}) \tag{4.26}$$

$$\Delta\dot{V}_{svc} = L_{1c}\Delta B_{svc} + L_{2c}\Delta V_{svc} + L_{3c}\Delta U_{svc}^{c} + \sum_{i=1}^{n}\left(L_{1ci}\Delta V_{di} + L_{2ci}\Delta V_{qi} + L_{3ci}\Delta\delta_i + L_{4ci}\Delta w_i\right) \tag{4.27}$$

Où, sous forme matricielle comme suit :

$$\Delta\dot{X}_c = A_{ci}\Delta X_i + B_{ci}\Delta U_i + A_c\Delta X_c + B_c\Delta U_c \tag{4.28}$$

- **Étape 3 :** La forme matricielle générale.

Le modèle d'état linéaire final est décrit sous la forme matricielle suivante (Zabaiou et al., 2008a) :

$$\begin{aligned} \Delta\dot{X} &= \begin{bmatrix} \Delta\dot{X}_i \\ \Delta\dot{X}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_i & A_{ic} \\ A_{ci} & A_c \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \Delta X_i \\ \Delta X_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_i & B_{ic} \\ B_{ci} & B_c \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \Delta U_i \\ \Delta U_c \end{bmatrix} + \sum_{\substack{k=1 \\ i\neq k}}^{n}\left(A_{ik}\Delta X_k\right) \\ \Delta Y &= \begin{bmatrix} \Delta Y_i \\ \Delta Y_c \end{bmatrix} = C\begin{bmatrix} \Delta X_i \\ \Delta X_c \end{bmatrix} \qquad i = 1,\ldots,n. \end{aligned} \tag{4.29}$$

Les sous matrices $A_i$ et $A_c$ déterminent les propriétés dynamiques (termes locaux) des générateurs et du compensateur statique, respectivement. Les sous matrices $A_{ic}$ et $A_{ci}$ déterminent les interactions dynamiques entre le générateur $i$ et le SVC. Finalement, le terme $A_{ik}$ représente les interactions entre le générateur $i$ et les autres générateurs $k$ du réseau électrique. Par ailleurs, les indexes $i$ et $c$ sont associés respectivement au générateur et au compensateur.

$\Delta X_i = \left[\Delta V_{di} \quad \Delta V_{qi} \quad \Delta\delta_i \quad \Delta w_i\right]^T$ et $\Delta X_c = \left[\Delta B_{svc} \quad \Delta V_{svc}\right]^T$ représentent les vecteurs d'état. $\Delta Y = [\Delta Y_i \quad \Delta Y_c]^T = [\Delta V_{ti} \quad \Delta w_i \quad \Delta V_{svc}]^T$ représente le vecteur de sortie et enfin $\Delta U = [\Delta U_i \quad \Delta U_c]^T = [\Delta E_{fdi} \quad \Delta U_{svc}^c]^T$ représente le vecteur d'entrée.

Le modèle final obtenu est un modèle qui permet de bien distinguer les interactions entre les générateurs $i$ et les autres générateurs $k$ et aussi entre les générateurs $i$ et le compensateur statique (SVC). Ce modèle contient les variables $V_{di}$ et $V_{qi}$ qui sont faciles à mesurer au lieu des tensions internes transitoires $E'_{di}$ et $E'_{qi}$ qui sont difficiles à mesurer pratiquement.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

## 4.3 Conception du contrôleur global de coordination

Dans cette section nous allons présenter le principe de la coordination. Ensuite, nous allons établir les équations du contrôleur (lois de commande).

### 4.3.1 Principe de la coordination

La structure de commande proposée dans cette étude est illustrée à la figure 4.1. Le contrôleur central de coordination utilise les mesures globales provenant des générateurs et du compensateur statique (SVC) pour concevoir deux types de commande. La première est considérée comme une entrée supplémentaire $\Delta E^c_{fdi}$ pour l'excitation du générateur et la deuxième est une commande auxiliaire $\Delta U^c_{svc}$ pour le compensateur statique. L'avantage de cette stratégie de commande est que la commande locale reste fonctionnelle quand le contrôleur global de coordination n'est pas en marche.

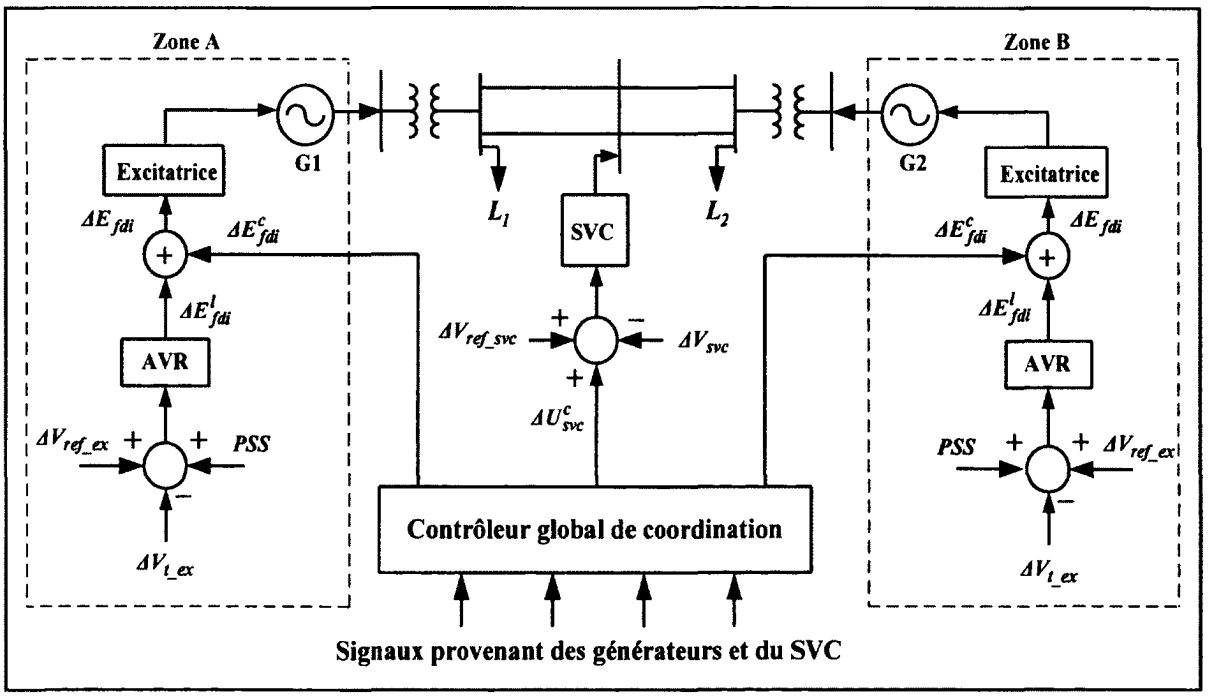



**Figure 4.1 Structure générale de la commande de coordination.**

Le signal de coordination $\Delta E_{fdi}^{c}$ est ajouté à la commande locale de l'excitation $\Delta E_{fdi}^{l}$. Ce qui permet de décrire la commande de l'excitation par l'équation suivante :

$$\Delta E_{fdi} = \Delta E_{fdi}^{l} + \Delta E_{fdi}^{c} \tag{4.30}$$

Le deuxième signal de coordination $\Delta U_{svc}^{c}$ est utilisé comme commande auxiliaire pour le SVC. Ce signal est ajouté à la boucle conventionnelle de régulation de tension pour créer une boucle d'amortissement afin d'amortir les oscillations de puissance basse fréquence.

### 4.3.2 Équations du contrôleur

L'objectif de cette section est de déduire les lois de commande de coordination $\Delta E_{fdi}^{c}$ et $\Delta U_{svc}^{c}$ pour éliminer ou réduire les interactions entre les différents générateurs et le SVC d'une part et entre tous les générateurs du réseau d'autre part. Ce découplage permet d'augmenter la performance des régulateurs locaux (régulateur de tension et contrôleur du SVC) et par conséquent l'amélioration de la stabilité globale du réseau électrique.

En premier lieu, nous allons déterminer la dynamique de la sortie du générateur $i$, puis nous procédons à sa dérivation jusqu'à l'apparition de l'entrée de commande. À cette fin, considérons la première sortie qui est l'erreur de la tension $\Delta V_{ti}$ décrite par l'équation suivante :

$$\Delta V_{ti} = \Delta Y_{1i} = C_{1i} \Delta X_i \tag{4.31}$$

La dynamique de l'erreur de la tension est obtenue en dérivant l'équation (4.31) jusqu'à l'apparition de l'entrée de commande. Après la première dérivation on obtient :

$$\Delta \dot{Y}_{1i} = C_{1i} \Delta \dot{X}_i \tag{4.32}$$

En substituant $\Delta\dot{X}_i$ par son expression, nous obtenons la dynamique suivante :

$$\Delta\dot{Y}_{1i} = C_{1i}A_i\Delta X_i + C_{1i}B_i\Delta U_i + C_{1i}A_{ic}\Delta X_c + C_{1i}B_{ic}\Delta U_c + \sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k\right) \tag{4.33}$$

La commande de l'excitation $\Delta U_i = \Delta E_{fdi}$ est composée d'une commande locale $\Delta E^l_{fdi}$ et d'une commande de coordination $\Delta E^c_{fdi}$, voir équation (4.30). Après remplacement de cette équation dans (4.33), on obtient la dynamique suivante :

$$\Delta\dot{Y}_{1i} = C_{1i}A_i\Delta X_i + C_{1i}B_i\Delta E^l_{fdi} + C_{1i}B_i\Delta E^c_{fdi} + C_{1i}A_{ic}\Delta X_c + C_{1i}B_{ic}\Delta U_c + \sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k\right) \tag{4.34}$$

Nous allons choisir la commande de coordination $\Delta E^c_{fdi}$ pour éliminer les interactions du compensateur statique (SVC) et des générateurs $k$ sur le générateur $i$.

$$\Delta E^c_{fdi} = -\frac{C_{1i}A_{ic}\Delta X_c}{C_{1i}B_i} - \frac{\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k\right)}{C_{1i}B_i} \quad si \;\; C_{1i}B_i \neq 0 \tag{4.35}$$

Notons que dans l'équation (4.34) le terme $C_{1i}B_{ic}\Delta U_c$ est négligeable puisque $C_{1i}B_{ic} \approx 0$. La dynamique restante est alors représentée par l'équation (4.36).

$$\Delta\dot{Y}_{1i} = \Delta\dot{V}_{ti} = C_{1i}A_i\Delta X_i + C_{1i}B_i\Delta E^l_{fdi} \tag{4.36}$$

La nouvelle dynamique dépend seulement des variables locales de chaque générateur $i$. La commande de coordination a permis de découpler les générateurs et le SVC en éliminant les interactions entre leurs dynamiques respectives.

Pour calculer la deuxième loi de commande $\Delta U_{svc}^{c}$, nous introduisons l'erreur de la tension du compensateur statique $\Delta V_{svc} = \Delta Y_c$ établie à partir de la linéarisation de l'équation (3.25).

$$\Delta V_{svc} = \Delta Y_c = F_c \Delta X_c + \sum_{i=1}^{n} \left( F_{ci} \Delta X_i \right) \tag{4.37}$$

$F_c = \begin{bmatrix} F_{1c} & F_{2c} \end{bmatrix}$ et $F_{ci} = \begin{bmatrix} F_{1ci} & F_{2ci} & F_{3ci} & F_{4ci} \end{bmatrix}$ sont des vecteurs à paramètres constants.

Après la première dérivation de l'erreur de la tension $\Delta Y_c$, on obtient :

$$\Delta \dot{Y}_c = F_c \Delta \dot{X}_c + \sum_{i=1}^{n} \left( F_{ci} \Delta \dot{X}_i \right) = F_{1c} \Delta \dot{X}_{1c} + \sum_{i=1}^{n} \left( F_{ci} \Delta \dot{X}_i \right) \tag{4.38}$$

Notons que $\Delta \dot{X}_{1c}$ est représentée par l'équation suivante :

$$\Delta \dot{X}_{1c} = \Delta \dot{B}_{svc} = \frac{-1}{T_{svc}} \Delta B_{svc} + \frac{K_{svc}}{T_{svc}} (-\Delta V_{svc} + \Delta U_{svc}^{c}) \tag{4.39}$$

Le remplacement de l'équation (4.39) dans (4.38) mène au résultat suivant :

$$\Delta \dot{Y}_c = L_{1c} \Delta B_{svc} + L_{2c} \Delta V_{svc} + L_{3c} \Delta U_{svc}^{c} + \sum_{i=1}^{n} \left( F_{ci} \Delta \dot{X}_i \right) \tag{4.40}$$

À partir de l'équation (4.40), la loi de commande pour éliminer les interactions entre tous les générateurs $i$ et le compensateur statique (SVC) est donnée par :

$$\Delta U_{svc}^{c} = \frac{-\sum_{i=1}^{n} \left( F_{ci} \Delta \dot{X}_i \right)}{L_{3c}} \qquad si \quad L_{3c} \neq 0 \tag{4.41}$$

La dynamique restante est exprimée seulement en fonction des variables locales du SVC, c'est-à-dire :

$$\Delta\dot{Y}_c = \Delta\dot{V}_{svc} = L_{1c}\Delta B_{svc} + L_{2c}\Delta V_{svc} \tag{4.42}$$

Finalement les lois de commande de coordination (4.43) sont illustrées sur les figures (4.2) et (4.3).

$$\begin{cases} \Delta E^c_{fdi} = \underbrace{R_{ic}\Delta X_c}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{SVC sur générateur (i)}}} + \underbrace{\sum_{\substack{k=1 \\ i\neq k}}^{n} R_{ik}\Delta X_k}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{générateur (k) sur générateur (i)}}} \\ \Delta U^c_{svc} = \underbrace{\sum_{i=1}^{n} R_{ci}\Delta\dot{X}_i}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{générateur (i) sur SVC}}} \end{cases} \tag{4.43}$$

$R_{ic}, R_{ik}$ et $R_{ci}$ sont des vecteurs avec des dimensions appropriées et paramètres constants.

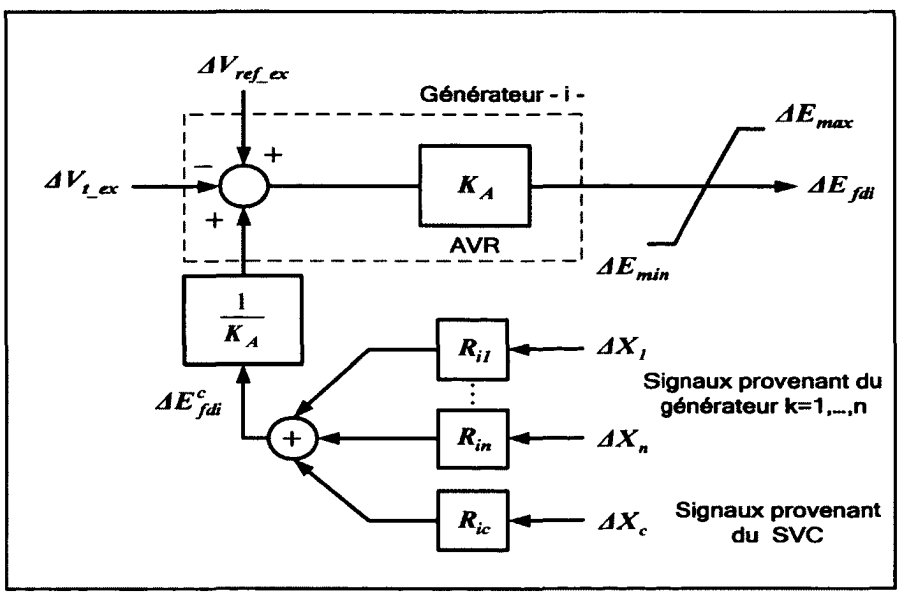



**Figure 4.2 Commande de coordination de l'excitation.**

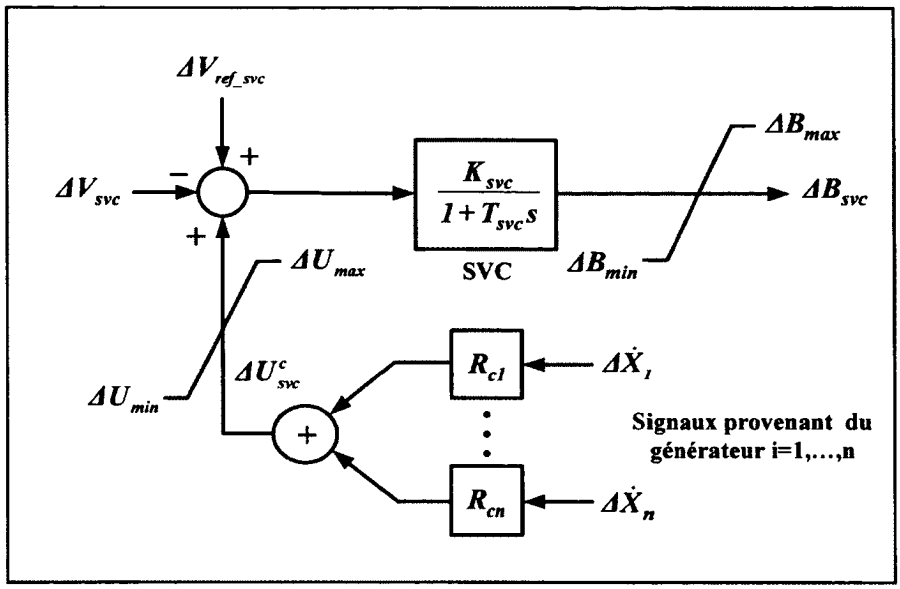



**Figure 4.3 Commande de coordination du SVC.**

Après l'établissement des équations du contrôleur global de coordination, le prochain chapitre traite l'application et les tests de validation du contrôleur proposé sur un réseau électrique multi machines.

# CHAPITRE 5

# APPLICATION DE LA COORDINATION POUR L'AMORTISSEMENT DES OSCILLATIONS LOCALES ET INTERZONES

## 5.1 Introduction

Nous avons jusqu'à présent développé le modèle nécessaire pour appliquer la commande de coordination et présenté les équations du contrôleur. Ce chapitre est consacré à la validation de la structure de commande proposée pour la coordination des contrôleurs des générateurs synchrones et des compensateurs statiques (SVCs). Les simulations ont été réalisées avec le logiciel SimPowerSystems (SPS) de Matlab sur un réseau électrique à (4) générateurs et (9) barres. Différents tests ont été retenus pour évaluer la performance et la capacité de la coordination à amortir les différents modes du système et à augmenter le transit de puissance.

Dans la première partie, nous allons présenter les caractéristiques du réseau test et décrire les différentes situations analysées pour la validation du contrôleur. La dernière partie de ce chapitre concerne l'application de l'approche proposée et la discussion des résultats obtenus.

## 5.2 Description du réseau test

Le réseau électrique à (4) machines et (9) barres communément appelé réseau d'Anderson et Farmer (Anderson et Farmer, 1996) est choisi dans notre étude pour tester la performance du contrôleur global de coordination. Ce réseau est bien connu dans la littérature comme étant représentatif d'un grand réseau électrique comme celui de l'Amérique du Nord. Le système illustré à la figure 5.1 est composé de trois zones (régions) :

- Zone 1 : (2) générateurs G2 et G3 avec 5700 MVA.
- Zone 2 : (1) générateur G1 avec 60000 MVA.
- Zone 3 : (1) générateur G4 avec 70000 MVA.

Dans la configuration nominale, la zone 2 exporte 1000 MW aux autres régions. Une compensation série de 25 % est installée sur les lignes A, B et C, sur le reste des lignes il n'a pas de compensation série. Un SVC de (+1000,-500) Mvars est installé à la barre 7 qui est considérée le centre de l'interconnexion (Anderson et Farmer, 1996). Des PSSs multi-bandes sont installés dans tous les générateurs (Grondin et al., 2003). Les résultats de l'analyse modale ont permis d'identifier plusieurs modes d'oscillations. Deux modes locaux 1.43 Hz et 0.95 Hz associés respectivement aux générateurs G2 et G3 dans la zone 1. Un mode interzone de 0.21 Hz représentant l'oscillation des générateurs G1 et G2 avec G3 et G4. Un mode global de 0.043 Hz a été aussi identifié dans ce réseau. Enfin, notons que le système est instable sans stabilisateurs (Kamwa et al., 2005).

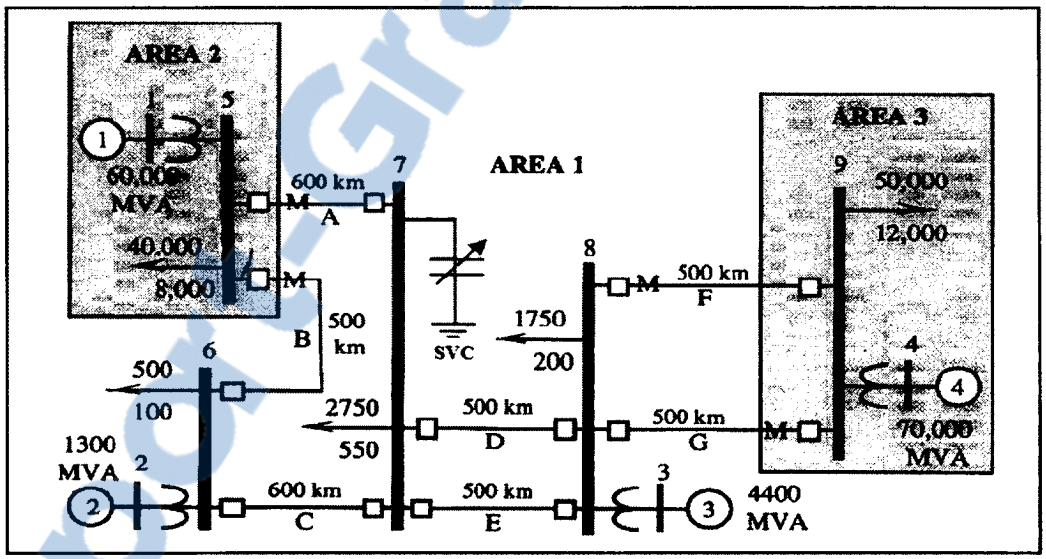



**Figure 5.1 Réseau électrique à (4) machines et (9) barres d'Anderson et Farmer.**

## 5.3 Réglages universels du stabilisateur de puissance (MB-PSS)

Les perturbations qui surviennent sur un réseau créent des modes d'oscillations électromécaniques entre les alternateurs. Ceux-ci affectent le transit de puissance. Afin d'amortir ces oscillations et d'améliorer la performance dynamique des réseaux, l'ajout des stabilisateurs des réseaux électriques est souvent la seule solution pratique disponible. Contrairement aux stabilisateurs conventionnels, qui traitent l'ensemble des phénomènes

Rapport-Gratuit.com

oscillatoires à l'aide d'une série de filtres en cascade (passe haut et avance-retard), le MB-PSS est constitué de trois étages de fréquences. L'utilisation de plusieurs étages est, en effet, nécessaire si l'on désire amortir un réseau qui possède des modes d'oscillations qui s'étendent sur une large bande de fréquence. La combinaison de ces trois étages, permet d'améliorer la stabilité de tous les modes d'oscillations électromécaniques que l'on trouve dans les réseaux électriques. Dans cette partie, nous allons réaliser des tests visant à déterminer le réglage du MB-PSS le plus performant. Nous avons utilisé trois types de réglage pour le stabilisateur de puissance (Grondin, 2006).

- le réglage conventionnel,
- le réglage universel symétrique,
- le réglage universel asymétrique.

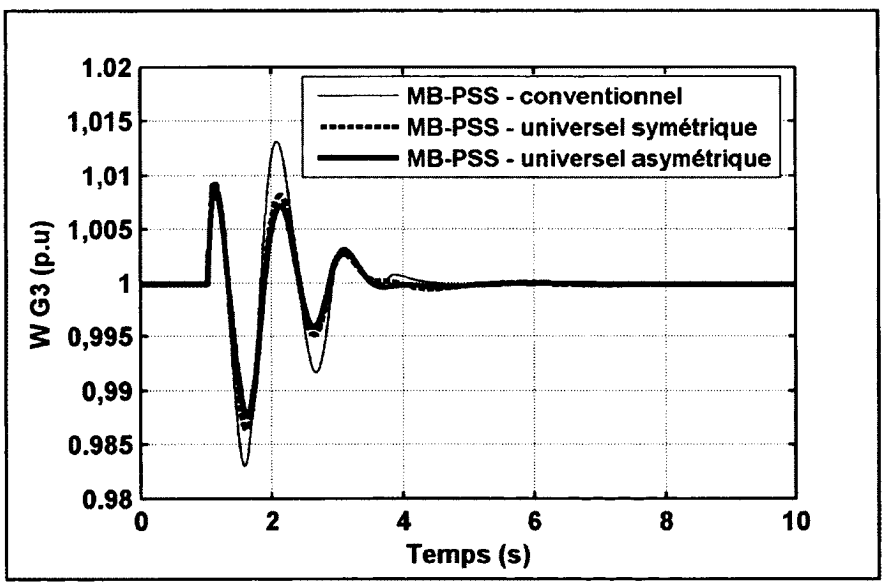



**Figure 5.2 Vitesse G3 avec différents réglages du MB-PSS.**

La figure 5.2 montre clairement que la performance du réglage universel (symétrique et asymétrique) est supérieure à celle du réglage conventionnel. Nous pouvons conclure, que le réglage universel est important et qu'on peut exploiter ces résultats pour les prochaines simulations afin de maximiser l'efficacité des stabilisateurs de puissance.

## 5.4 Tests et résultats de simulation

Nous avons retenu deux contingences pour réaliser les simulations. Elles sont appliquées sur deux lignes différentes. D'après (Anderson et Farmer, 1996), ce sont les meilleures locations pour tester ce réseau en présence du compensateur statique (SVC).

- **Contingence 1 :** La première contingence est un court-circuit triphasé de 6 cycles appliqué sur la ligne (D) près de la barre 8. Le défaut est isolé par l'ouverture de la ligne aux deux bouts et réenclenchement sans perte de la ligne après 10 cycles.

- **Contingence 2 :** La deuxième contingence est un court-circuit triphasé de 6 cycles appliqué sur la ligne (C) près de la barre 6.

Ces deux contingences sont utilisées dans deux configurations différentes, pour nous permettre de bien étudier les différents modes d'oscillations du réseau test :

- **Situation 1 :** Étude des oscillations locales.

  Dans cette première situation, tous les générateurs G1, G2, G3 et G4 sont équipés de stabilisateurs de puissance multi-bandes (avec réglage universel). Nous allons évaluer l'efficacité du contrôleur proposé sur les modes locaux qui sont déjà amortis par les stabilisateurs de puissance et vérifier l'effet de la coordination sur le coefficient d'amortissement de ces modes.

- **Situation 2 :** Étude des oscillations interzones.

  Dans la deuxième situation seulement les générateurs G2 et G3 sont équipés de stabilisateurs de puissance multi-bandes (avec réglage universel). Les générateurs G1 et G4 qui ont le plus grand taux de participation au mode interzone ne sont pas équipés de MB-PSS. Cette deuxième configuration va nous permettre d'évaluer la performance du contrôleur à amortir les modes interrégionaux.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

### 5.4.1 Étude des oscillations locales

Dans cette étude qui concerne les modes locaux tous les générateurs du réseau électrique sont équipés de stabilisateurs de puissance multi-bandes (MB-PSS). Le premier test réalisé dans cette étude est un court-circuit triphasé de 6 cycles appliqué à t = 1 s sur la ligne (D) près de la barre 8. Le défaut est isolé par l'ouverture des disjoncteurs aux deux bouts de la ligne et réenclenchement après 10 cycles (*Voir* contingence 1).

Les figures 5.3, 5.4 et 5.5 montrent respectivement la vitesse, l'écart angulaire et la tension terminale du générateur G3 avec et sans coordination. La contingence cause un mode local mal amorti de 0.99 Hz associé au générateur G3. L'amortissement des oscillations est plus rapide avec coordination. Après le court-circuit, la vitesse, l'angle du rotor et la tension terminale du générateur G3 reviennent à leurs valeurs d'équilibre après seulement 2 secondes. La principale conclusion qui se dégage de ces courbes est que la performance du système avec la coordination est supérieure à celle sans coordination. Ces résultats confirment l'efficacité de l'approche de commande proposée pour amortir les oscillations locales.

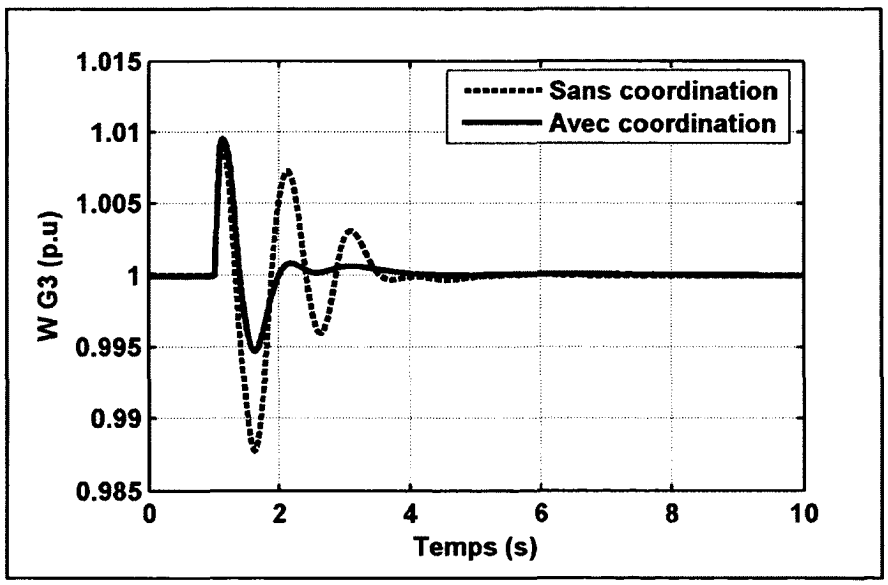



**Figure 5.3 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D).**

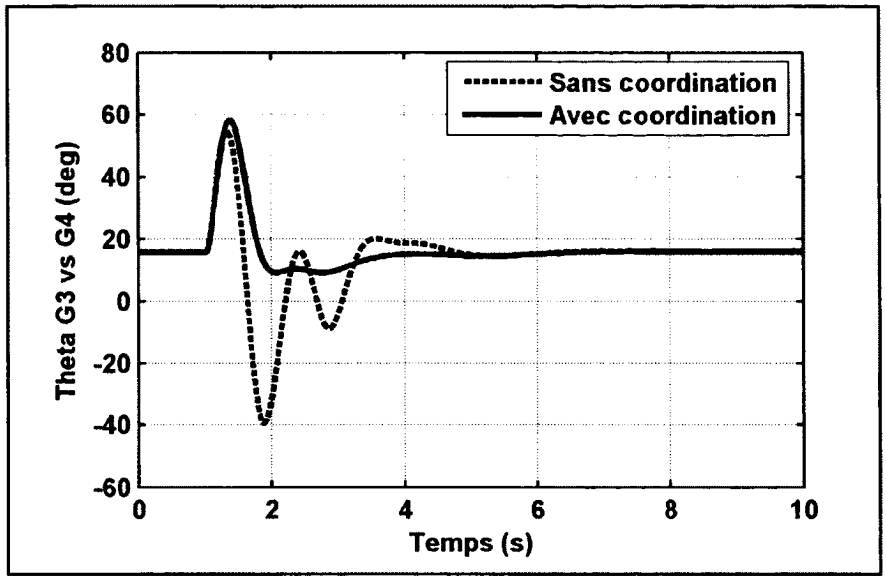



**Figure 5.4 Angle G3 vs G4 après un court-circuit sur la ligne (D).**

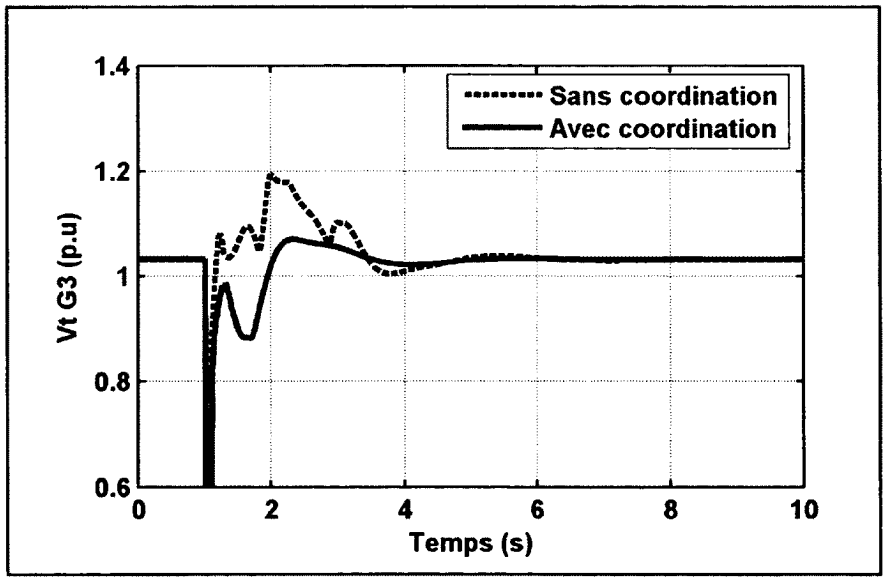



**Figure 5.5 Tension terminale G3 après un court-circuit sur la ligne (D).**

La figure 5.6 illustre la réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G3. Le résultat nous montre clairement un gain élevé à la fréquence d'oscillation 0.99 Hz qui représente un mode local mal amorti. Par ailleurs, nous pouvons constater un gain moins élevé avec coordination qui confirme un meilleur amortissement de ce mode local.

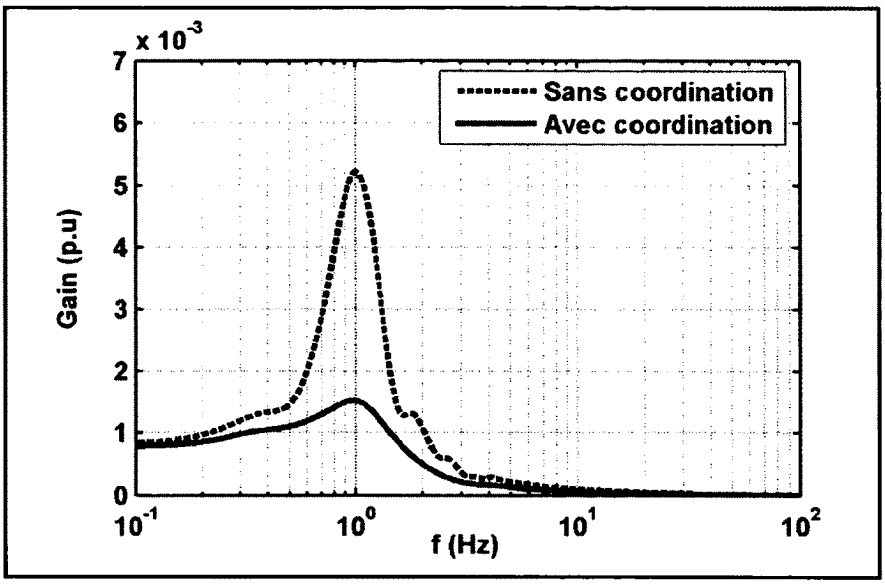



**Figure 5.6 Réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G3.**

Le deuxième test dans cette étude consiste à appliquer un court-circuit triphasé de 6 cycles sur la ligne (C) près de la barre 6. Les résultats obtenus sont présentés sur les figures 5.7, 5.8 et 5.9. Nous constatons l'apparition du deuxième mode local à 1.43 Hz associé au générateur G2. Les oscillations de la vitesse, de l'angle et de la tension terminale du générateur G2 sont bien amorties avec le contrôleur de coordination.

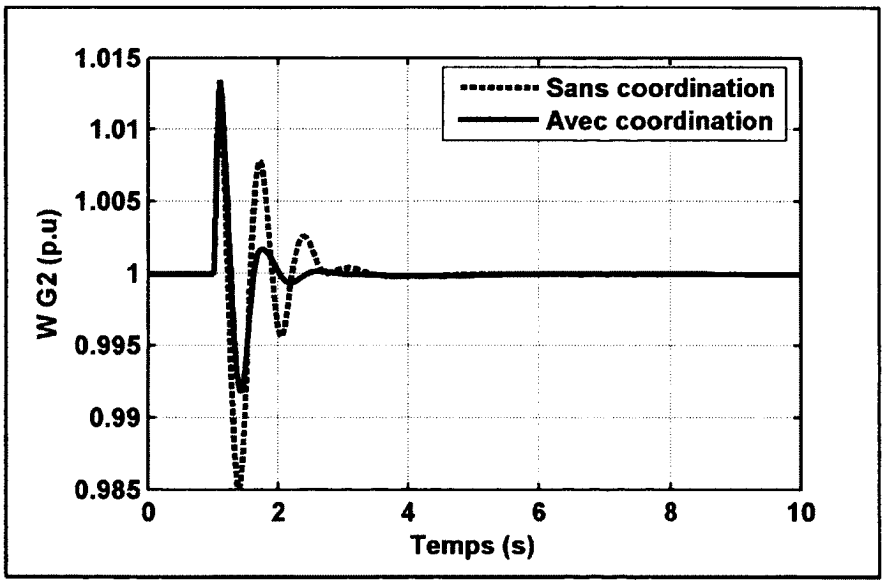



**Figure 5.7 Vitesse G2 après un court-circuit sur la ligne (C).**

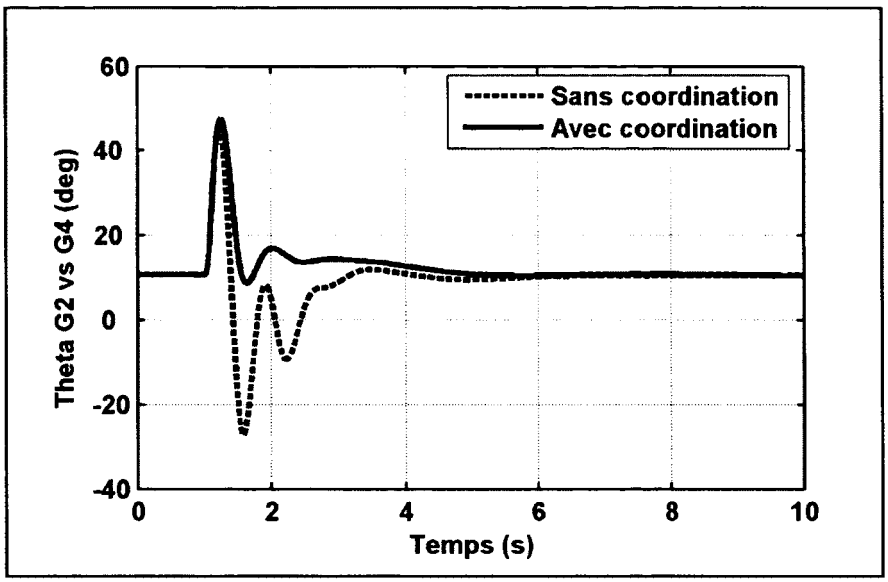



**Figure 5.8 Angle G2 vs G4 après un court-circuit sur la ligne (C).**

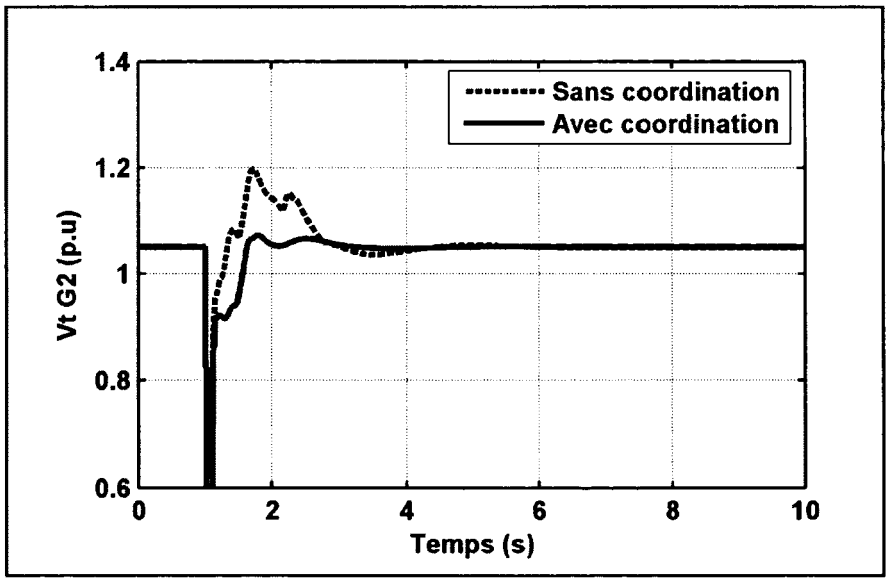



**Figure 5.9 Tension terminale G2 après un court-circuit sur la ligne (C).**

La réponse fréquentielle (Figure 5.10) correspondante à la vitesse du générateur G2 montre effectivement une amélioration de l'amortissement du deuxième mode local 1.43 Hz associé au générateur G2 en présence du contrôleur de coordination.

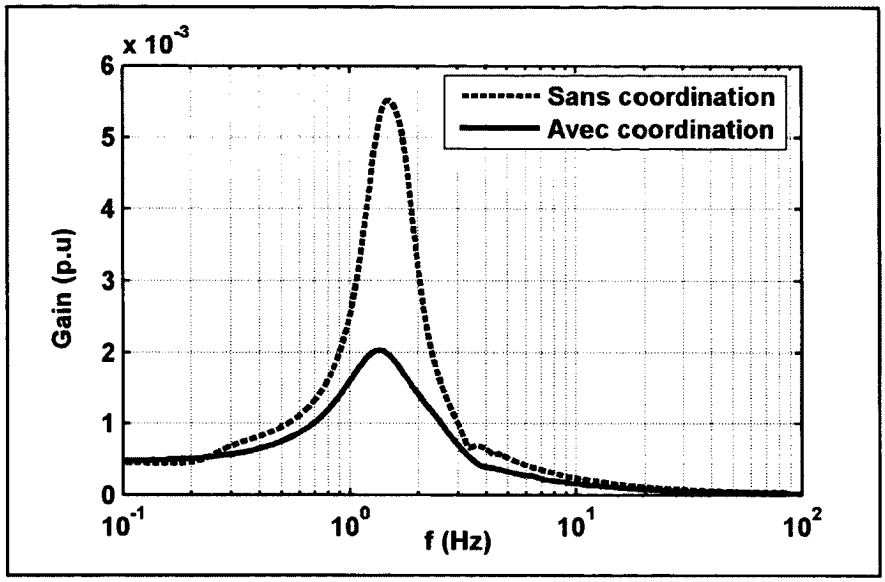



**Figure 5.10 Réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G2.**

### 5.4.2 Étude des oscillations interzones

Les tests effectués dans la première étude ne permettent pas d'illustrer clairement le mode interzone. Pour évaluer l'effet de la coordination sur ce type d'oscillation, on a eu recours à une deuxième configuration. Dans cette nouvelle configuration seulement les générateurs G2 et G3 sont équipés de MB-PSS. Le test effectué dans cette deuxième étude est un court-circuit triphasé de 6 cycles appliqué à t = 1 s sur la ligne (C) près de la barre 6 (*Voir* contingence 2). Ce court-circuit interrompt momentanément le transfert de puissance sur la ligne (C), ce qui engendre une augmentation de transit de puissance entre les zones 2 et 3 qui provoque une oscillation interzone.

Les figures 5.11 et 5.12 montrent respectivement la différence de la vitesse et l'écart angulaire des générateurs G1 et G4. Les réponses exhibent nettement un mode interzone autour d'une fréquence de 0.27 Hz. Ce mode interzone est bien amorti avec le contrôleur de coordination. Les réponses temporelles montrent que les oscillations de la vitesse et de l'angle des générateurs concernés s'amortissent assez rapidement et reviennent à leurs valeurs d'équilibre en 10 secondes par rapport à 25 secondes dans le cas sans coordination.

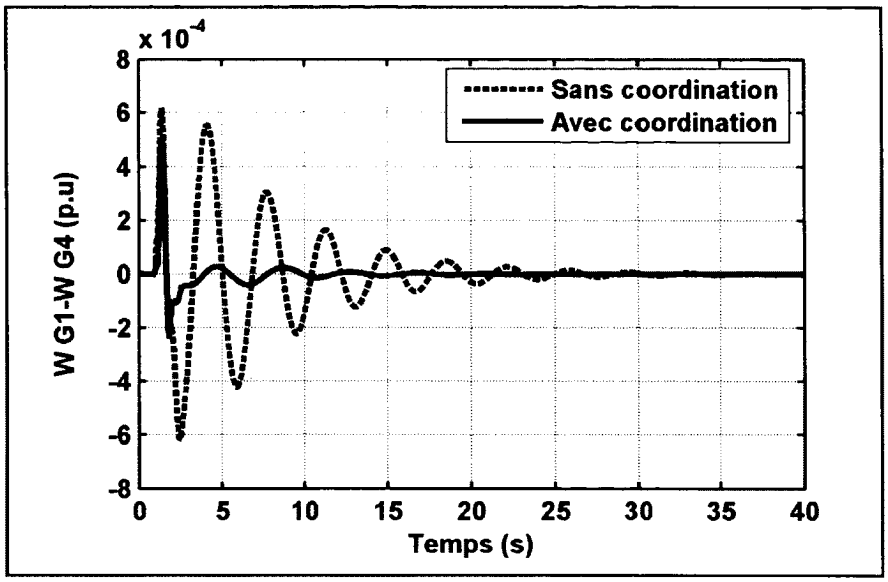



**Figure 5.11 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C).**

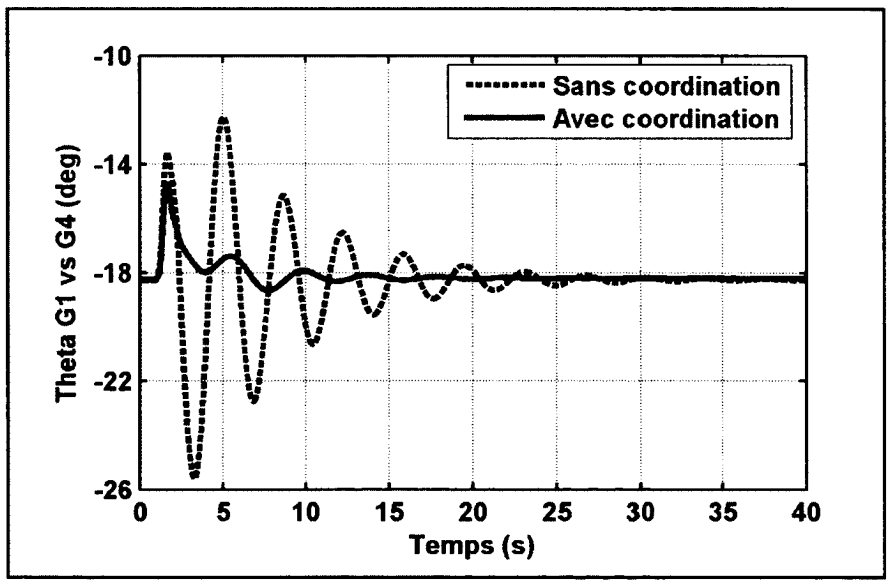



**Figure 5.12 Angle G1 vs G4 après un court-circuit sur la ligne (C).**

La figure 5.13 illustre la réponse fréquentielle de la différence des vitesses des générateurs G1 et G4. Cette réponse montre que le mode interzone 0.27 Hz est suffisamment amorti avec la coordination. On note aussi l'apparition du model local 1.43 Hz associé au générateur G2, ce qui est normal puisque le défaut est proche de la barre 6 et donc plus proche de G2.

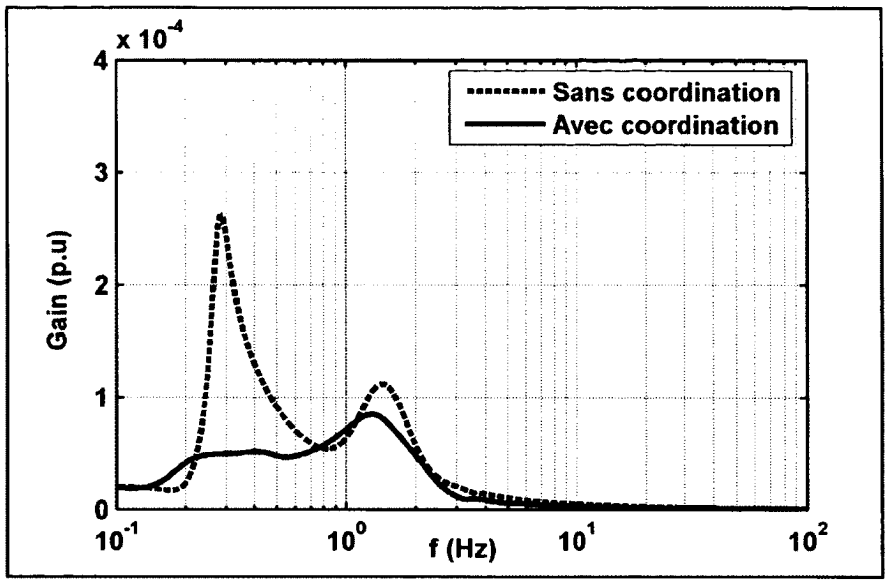



**Figure 5.13 Réponse fréquentielle de la vitesse relative G1-G4.**

Les réponses de la vitesse et de la tension terminale du générateur G2 avec et sans coordination pour cette deuxième situation (sans MB-PSS) sont présentées respectivement dans les figures 5.14 et 5.15. Ces résultats montrent un bon amortissement du mode local 1.43 Hz associé au générateur G2 ainsi qu'un bon amortissement du mode interzone 0.27 Hz.

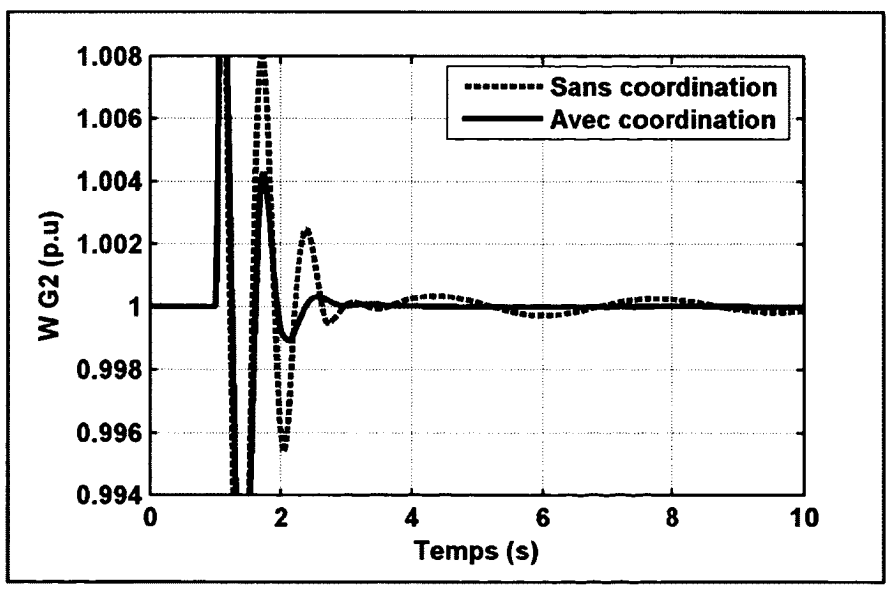



**Figure 5.14 Vitesse G2 après un court-circuit sur la ligne (C).**

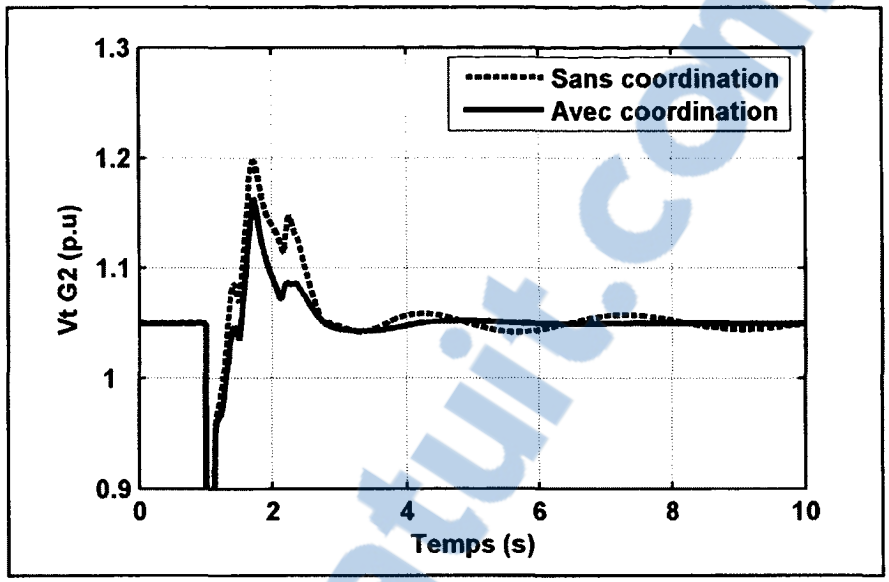



**Figure 5.15 Tension terminale G2 après un court-circuit sur la ligne (C).**

Les performances du système en présence du contrôleur global de coordination sont meilleures (une amélioration de l'amortissement des oscillations locales et interzones) et témoignent parfaitement de la validité de la méthode de coordination proposée.

## 5.5 Perte des signaux de coordination

L'objectif de cette section est d'étudier la robustesse de la structure de coordination face à la perte des signaux de commande. Nous examinons les réponses temporelles du système pour les mêmes situations précédentes (**Situation 1 :** Oscillations locales et **Situation 2 :** Oscillations interzones). Les tests consistent à vérifier la performance du contrôleur global de coordination pour les deux cas suivants :

- La commande supplémentaire de l'excitation $\Delta E_{fdi}^{c} = 0$, seulement la commande de coordination du SVC est fonctionnelle.

- La commande auxiliaire du compensateur statique $\Delta U_{svc}^{c} = 0$, on applique seulement la coordination de l'excitation des générateurs.

Rapport-Gratuit.com

Les figures 5.16 et 5.17 montrent que sans le signal de coordination de l'excitation $\Delta E_{fdi}^{c} = 0$, la commande auxiliaire du SVC offre une performance satisfaisante et supérieure au cas sans coordination. Cela permet de démontrer encore une fois l'efficacité du SVC avec une commande auxiliaire (supplémentaire) pour l'amortissement des oscillations de puissance.

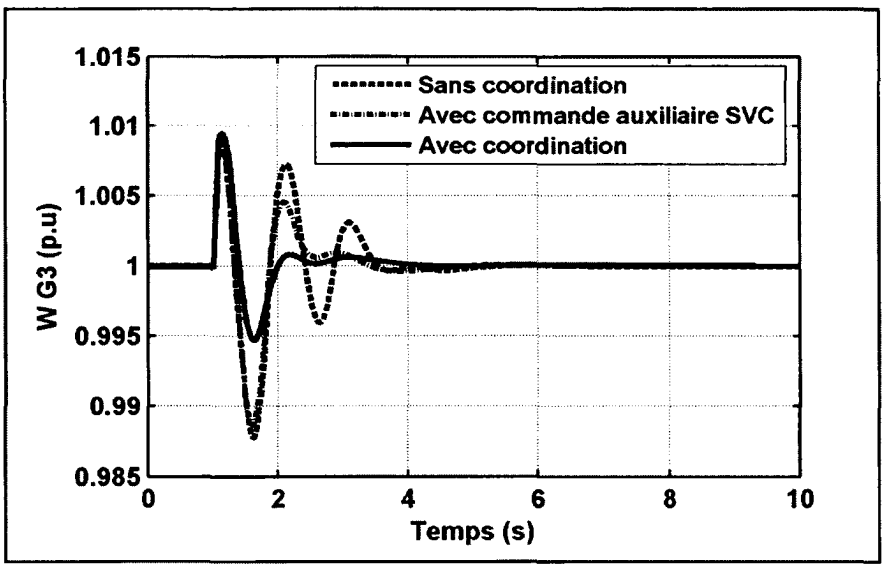



**Figure 5.16 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D).**

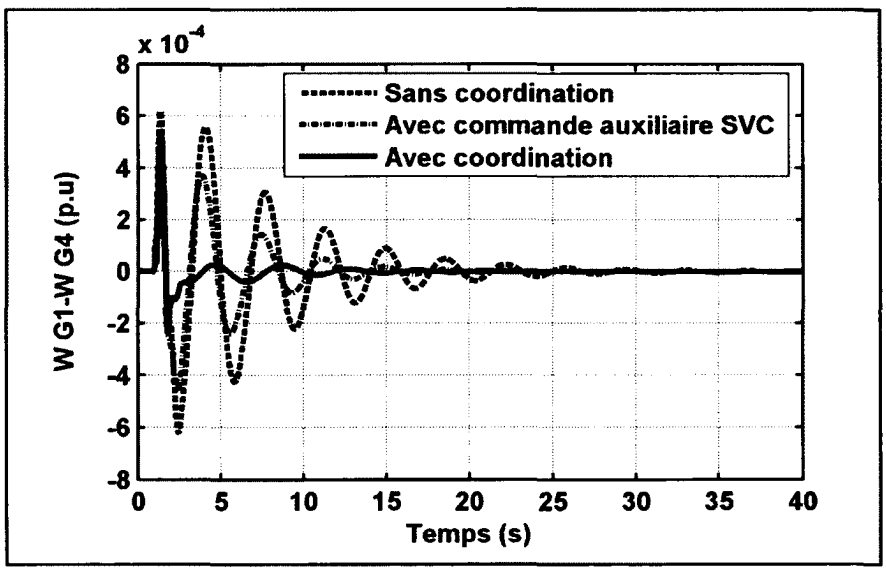



**Figure 5.17 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C).**

Par ailleurs, les figures 5.18 et 5.19 montrent respectivement la vitesse du générateur G3 et la différence entre les vitesses des générateurs G1 et G4 lorsque le SVC est en mode régulation de tension c'est-à-dire sans commande auxiliaire $\Delta U_{svc}^{c} = 0$. Les figures montrent toujours un meilleur amortissement avec seulement la coordination des excitations des générateurs.

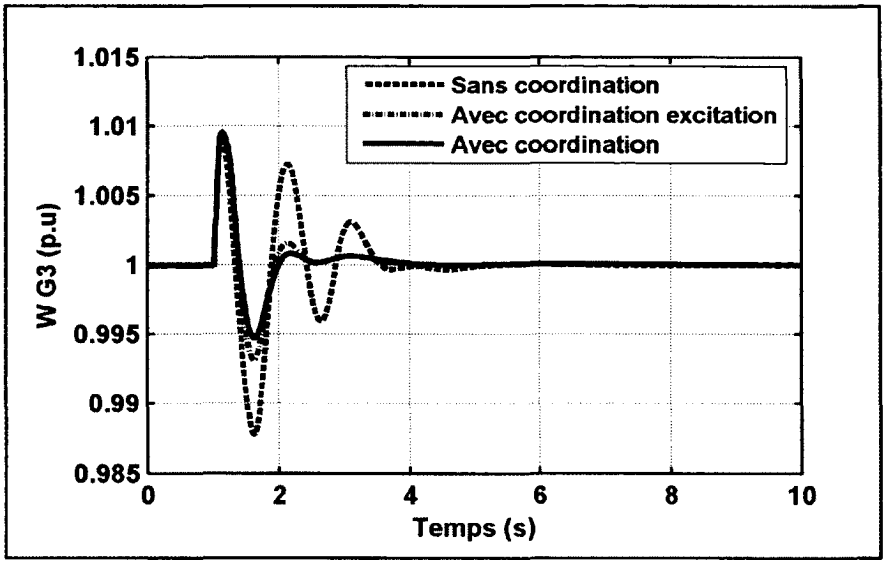



**Figure 5.18 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D).**

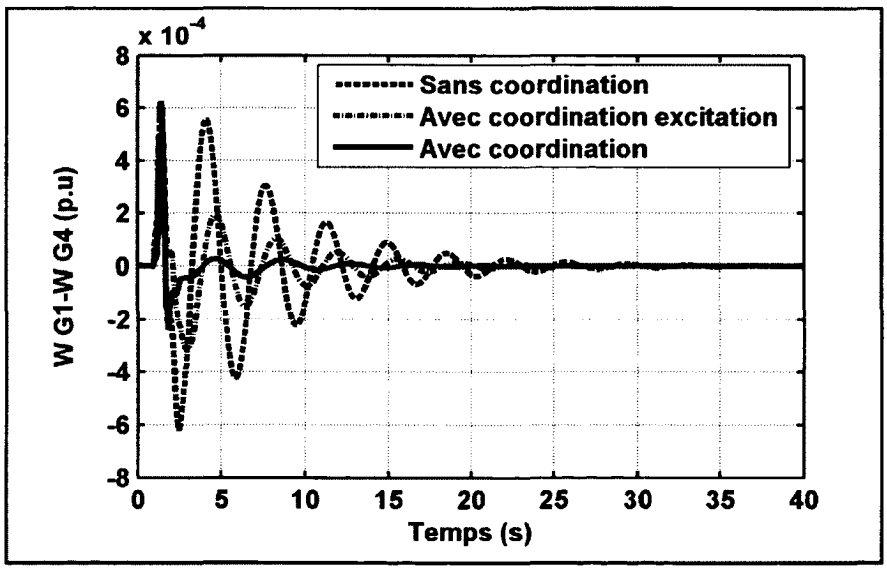



**Figure 5.19 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C).**

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

## 5.6 Conclusion

En se basant sur les résultats présentés dans cette section, nous pouvons conclure que le contrôleur de coordination permet d'améliorer la stabilité globale du réseau électrique en garantissant un bon amortissement des oscillations locales et interzones. En plus, le contrôleur proposé n'est affecté que très partiellement par la perte des signaux de commande. À chaque fois qu'on perd un signal de commande, il conserve une performance meilleure que celle sans coordination. Une autre caractéristique importante de cette structure de coordination est que la commande locale reste fonctionnelle même si le contrôleur global n'est pas en marche.

# CHAPITRE 6

# RÉDUCTION DES SIGNAUX DE COORDINATION

## 6.1 Introduction

Dans les sections précédentes, le contrôleur de coordination utilise tous les mesures provenant du système pour élaborer les lois de commande nécessaires pour la coordination. Dans ce chapitre, nous allons utiliser la méthode du RGA (Relatif Gain Array) pour l'analyse des interactions et la sélection des signaux de coordination. Cette méthode nous permet de caractériser les signaux avec les plus fortes interactions. Ces derniers sont utilisés par le contrôleur pour éliminer les interactions entre les générateurs synchrones et les SVCs. La réduction des signaux mesurés aide à simplifier la complexité du contrôleur par la suite à faciliter son implantation.

## 6.2 Définition du RGA (Relative Gain Array)

La méthode du RGA est utilisée principalement pour analyser les interactions qui existent entre les différentes boucles de commande d'un système multivariable. Elle permet à partir des coefficients de couplage de déterminer les combinaisons d'entrées/sorties les plus appropriées pour le contrôle d'un système multivariable (Bristol, 1966). Elle était utilisée au début dans le régime permanent puis étendue au domaine fréquentiel (Messina et al., 2004).

Le RGA est considéré comme un outil efficace pour l'identification des modes électromécaniques et le placement des PSSs (Milanovic et Duque, 2004). Il est aussi exploité pour le choix des signaux de commande pour les PSSs et les contrôleurs FACTS (Farsangi, Song et Lee, 2004). Cette méthode a été adaptée ces dernières années à l'analyse des interactions entre les différents contrôleurs FACTS (Liu, Tang et Li, 2006). Dans notre travail, nous allons l'appliquer afin d'étudier les interactions entre les régulateurs des machines synchrones et les contrôleurs de SVCs.

La matrice du gain relatif $\Lambda(s)$ se calcule à partir de la fonction de transfert du système.

$$G(s) = C(sI - A)^{-1} B \tag{6.1}$$

Cette matrice est définie par l'expression suivante (Skogestad et Morari, 1987) :

$$\Lambda(s) = G(s).\left[G(s)^{-1}\right]^T \tag{6.2}$$

On peut aussi l'exprimer dans le domaine fréquentielle comme suit :

$$\Lambda(jw) = G(jw).\left[G(jw)^{-1}\right]^T \tag{6.3}$$

$$\Lambda(jw) = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} u_1 & u_2 & \cdots & u_n \end{array} \\ \begin{bmatrix} \lambda_{11} & \lambda_{12} & \cdots & \lambda_{1n} \\ \lambda_{21} & \lambda_{22} & \cdots & \lambda_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_{n1} & \lambda_{n2} & \cdots & \lambda_{nn} \end{bmatrix} \end{array} \begin{array}{c} \\ y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{array} \tag{6.4}$$

Où, $\begin{pmatrix} u_1 & u_2 & \cdots & u_n \end{pmatrix}$ représente le vecteur d'entrée et $\begin{pmatrix} y_1 & y_2 & \cdots & y_n \end{pmatrix}^T$ le vecteur de sortie.

Le résultat obtenu est une matrice $\Lambda(jw)$ qui représente les éléments RGA en fonction de la fréquence. La taille de la matrice est déterminée par le nombre d'entrées et de sorties du système. Les éléments non-diagonaux de cette matrice indiquent les interactions entre une entrée et une sortie déterminée à une fréquence particulière. L'analyse de ces interactions par le RGA nous permet de désigner les mesures qui caractérisent les plus fortes interactions.

## 6.3 Analyse des interactions par la méthode du RGA

Dans cette étude, nous allons prendre en considération seulement les sorties qui sont mesurables et facile à transmettre au contrôleur de coordination. L'angle de charge du générateur $\Delta\delta_i$ et la susceptance du compensateur statique $\Delta B_{svc}$ ne sont pas considérés puisque ils sont difficiles à mesurer pratiquement. La matrice du RGA $\Lambda(jw)$ est calculée alors en utilisant les excitations des générateurs et la commande auxiliaire du compensateur

statique comme entrées de commande $U = \left(\Delta E_{fd1} \quad \Delta E_{fd2} \quad \Delta E_{fd3} \quad \Delta E_{fd4} \quad \Delta U_{svc}^{c}\right)^{T}$. Les déviations des vitesses des générateurs, les tensions terminales des générateurs et la tension du SVC comme sorties $Y = \left(\Delta w_1 \quad \Delta w_2 \quad \Delta w_3 \quad \Delta w_4 \quad \Delta V_{t1} \quad \Delta V_{t2} \quad \Delta V_{t3} \quad \Delta V_{t4} \quad \Delta V_{svc}\right)^{T}$.

La figure 6.1.a illustre les éléments RGA associés à l'entrée de commande $\left(\Delta U_{svc}^{c}\right)$ du SVC et aux sorties $\left(\Delta w_1 \quad \Delta w_2 \quad \Delta w_3 \quad \Delta w_4\right)$ des générateurs en fonction de la fréquence. Par ailleurs, la figure 6.1.b illustre les éléments RGA associés à la même entrée et aux sorties $\left(\Delta V_{t1} \quad \Delta V_{t2} \quad \Delta V_{t3} \quad \Delta V_{t4}\right)$. Nous constatons que ces éléments présentent de grandes valeurs (pics) aux fréquences des oscillations électromécaniques. L'apparition d'un pic à une fréquence particulière permet de conclure qu'il existe interaction entre l'entrée et la sortie correspondante. En d'autres termes, cela implique qu'il y a un mode qui présente une bonne observabilité à partir de cette sortie et une bonne contrôlabilité à partir de l'entrée.

Les résultats montrent que les éléments associés aux déviations des vitesses des générateurs sont plus larges que ceux associés aux tensions terminales. Par conséquent, nous pouvons choisir les déviations des vitesses des générateurs comme signaux d'entrée pour le contrôleur de coordination puisqu'elles caractérisent les signaux avec les plus fortes interactions. En analysant les amplitudes de ces pics (Figure 6.1.a), nous pouvons conclure que :

- Le plus haut pic à la fréquence interzone 0.27 Hz correspond aux générateurs G1 et G4. Cela indique une interaction significative de G1 et G4 avec le SVC à cette fréquence.

- Le plus haut pic à la fréquence 1.43 Hz correspond au générateur G2 qui indique l'existence d'une forte interaction entre ce générateur et le SVC.

- Un pic élevé associé à la paire d'entrée-sortie $\left(\Delta U_{svc}^{c}, \Delta w_3\right)$ représentant l'interaction entre le générateur G3 et le SVC à la fréquence 0.99 Hz.

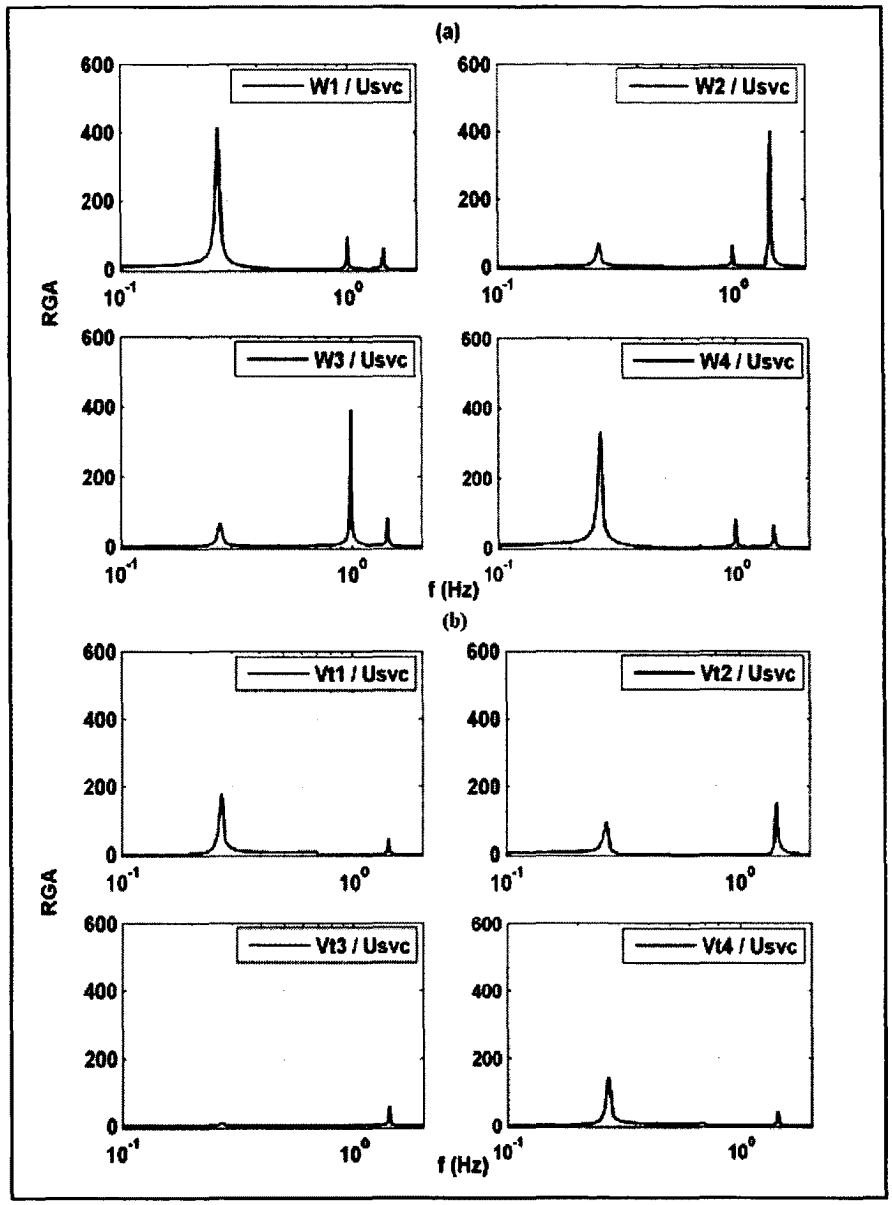



**Figure 6.1 Éléments RGA en fonction de la fréquence avec : (a) déviations des vitesses des générateurs, (b) tensions terminales des générateurs.**

De même, la figure 6.2 montre les éléments RGA pour l'ensemble d'entrées et sorties représentées par les excitations des générateurs $U = \left(\Delta E_{fd1} \quad \Delta E_{fd2} \quad \Delta E_{fd3} \quad \Delta E_{fd4}\right)$ et la tension du compensateur $\left(Y = \Delta V_{svc}\right)$ en fonction de la fréquence. À partir de ces résultats, nous constatons l'existence de fortes interactions entre le SVC et les générateurs à cause des grandes valeurs des éléments RGA associés à cet ensemble d'entrées et sorties. Ces

interactions sont observées aux fréquences des oscillations électromécaniques 0.27 Hz, 0.99 Hz et 1.43 Hz. Nous pouvons conclure que la tension du SVC donne de bonnes informations sur les différentes oscillations. Ainsi, cette mesure est choisie comme signal d'entrée du contrôleur de coordination et peut contribuer à l'amortissement des différents modes du système.

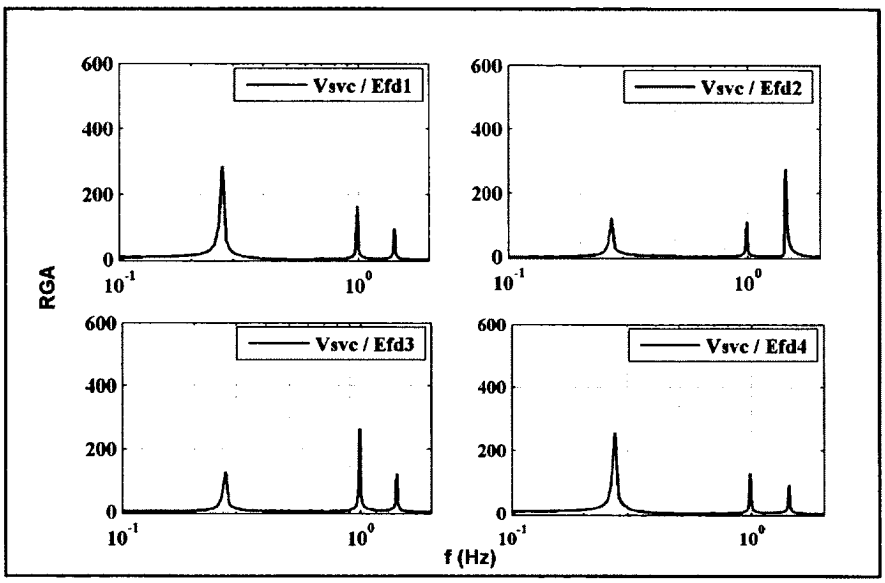



**Figure 6.2 Éléments RGA en fonction de la fréquence avec la tension du SVC.**

D'autre part, les éléments RGA entre les excitations des générateurs $\left(\Delta E_{fd1} \quad \Delta E_{fd2} \quad \Delta E_{fd3} \quad \Delta E_{fd4}\right)$ et les sorties correspondantes $\left(\Delta w_1 \quad \Delta w_2 \quad \Delta w_3 \quad \Delta w_4\right)$ nous permettent d'analyser les interactions entre les différents générateurs. Les résultats ont confirmé une grande interaction entre G1 et G4 avec un pic important au niveau de la fréquence 0.27 Hz et des interactions négligeables entre les autres générateurs. C'est un résultat raisonnable puisque dans ce réseau nous avons identifié un seul mode interzone causé par l'interaction entre les générateurs G1 et G4. Ce résultat nous amène à conclure que la compensation des interactions dans ce cas concerne seulement les interactions entre les générateurs G1 et G4. La prochaine section va nous permettre d'écrire les nouvelles lois de commande en prenant en considération les résultats de l'analyse RGA.

Les résultats obtenus par l'analyse RGA démontrent l'existence d'interactions importantes entre tous les générateurs et le compensateur statique d'une part et entre certains générateurs du réseau d'autre part. Afin de réduire ces interactions et d'obtenir le meilleur amortissement des différents modes. Cette analyse nous suggère d'utiliser les déviations des vitesses des générateurs et la tension du SVC comme signaux d'entrée pour le contrôleur de coordination. Ces signaux sont des mesures à la grandeur du réseau électrique et donnent de bonnes informations sur tous les modes électromécaniques du système.

## 6.4 Résultats de simulation avec le contrôleur réduit

Dans cette section, nous allons vérifier les performances du contrôleur de coordination basé sur tous les signaux versus le contrôleur basé sur les signaux sélectionnés. Le contrôleur réduit est illustré à la figure 6.3, il utilise seulement l'ensemble des mesures $(\Delta w_1 \quad \Delta w_2 \quad \Delta w_3 \quad \Delta w_4 \quad \Delta V_{svc})$ pour établir les lois de commande de coordination.

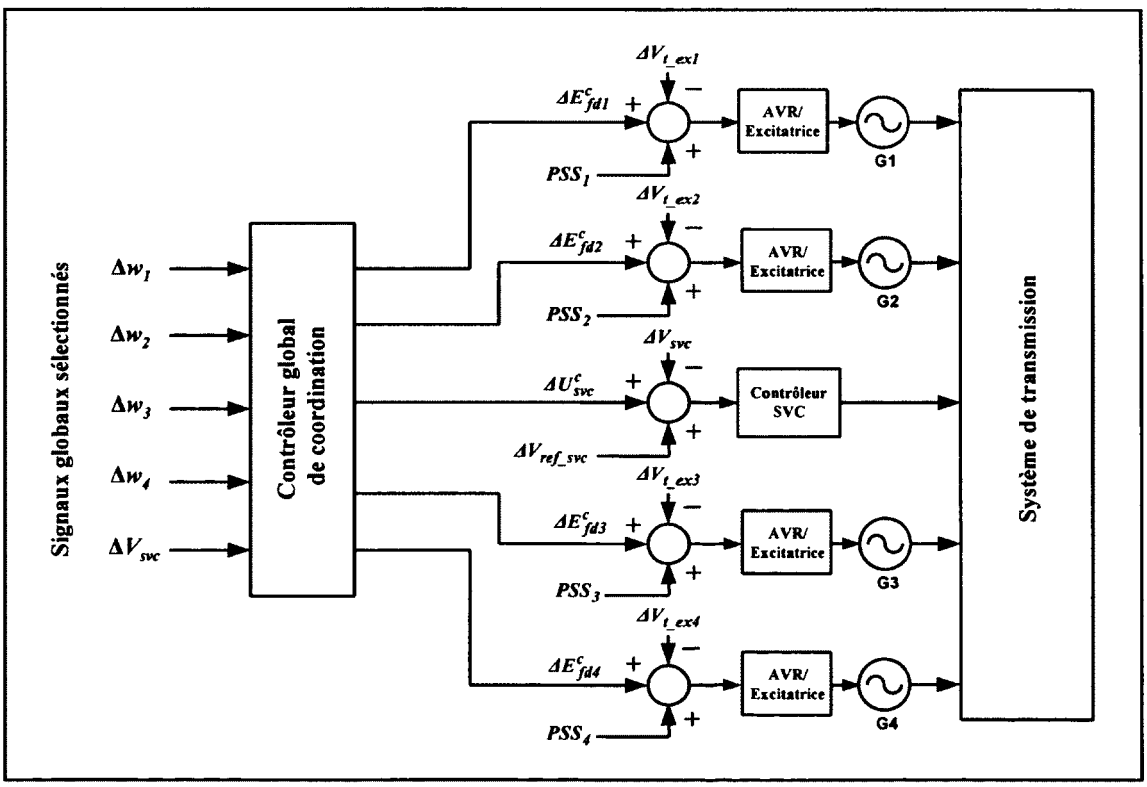



**Figure 6.3 Structure de commande avec réduction des signaux de coordination.**

Les nouvelles lois de commande représentées par les équations ci-dessous permettent de compenser les interactions entre les générateurs G1, G2, G3, G4 et le compensateur statique (SVC) et les interactions entre les générateurs G1 et G4.

- Lois de commande des générateurs :

Générateur G1 :

$$\Delta E_{fd1}^{c} = \underbrace{R_{1c}\Delta V_{svc}}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{SVC sur générateur G1}}} + \underbrace{R_{14}\Delta w_4}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{générateur G4 sur générateur G1}}}$$

Générateur G2 :

$$\Delta E_{fd2}^{c} = \underbrace{R_{2c}\Delta V_{svc}}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{SVC sur générateur G2}}}$$

Générateur G3 :

$$\Delta E_{fd3}^{c} = \underbrace{R_{3c}\Delta V_{svc}}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{SVC sur générateur G3}}}$$

Générateur G4 :

$$\Delta E_{fd4}^{c} = \underbrace{R_{4c}\Delta V_{svc}}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{SVC sur générateur G4}}} + \underbrace{R_{41}\Delta w_1}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{générateur G1 sur générateur G4}}}$$

- Loi de commande du SVC :

$$\Delta U_{svc}^{c} = \underbrace{\sum_{i=1}^{4}\left(R_{ci}\Delta w_i\right)}_{\substack{\text{Interaction} \\ \text{générateur (i) sur SVC}}} = \left(R_{c1}\Delta w_1 + R_{c2}\Delta w_2 + R_{c3}\Delta w_3 + R_{c4}\Delta w_4\right)$$

La commande auxiliaire du SVC comprend tous les signaux des générateurs qui possèdent une grande observabilité des différents modes. Donc $\Delta w_2$ pour le mode 1.43 Hz, $\Delta w_3$ pour le mode 0.99 Hz, enfin $\Delta w_1$ et $\Delta w_4$ pour le mode 0.27 Hz.

Rapport-Gratuit.com

Les performances du contrôleur réduit basé sur les signaux sélectionnés (déviations des vitesses des générateurs et tension du SVC) sont comparées à celles du contrôleur avec tous les signaux dont les lois de commande sont élaborées avec toutes les variables (déviations des vitesses, tensions terminales, etc.) pour les deux situations suivantes :

- **Situation 1 :** Étude des oscillations locales.
  Tous les générateurs G1, G2, G3 et G4 sont équipés de MB-PSS. Le défaut est un court-circuit triphasé de 6 cycles sur la ligne (D) près de la barre 8 (*Voir* contingence 1).

- **Situation 2 :** Étude des oscillations interzones.
  Seulement les générateurs G2 et G3 sont équipés de MB-PSS. Le défaut est un court-circuit triphasé de 6 cycles sur la ligne (C) près de la barre 6 (*Voir* contingence 2).

### 6.4.1 Étude des oscillations locales avec le contrôleur réduit

Les figures 6.4 et 6.5 représentent respectivement la vitesse du générateur G3 et la tension du SVC sans coordination (Trait discontinu), avec la coordination basée sur les signaux sélectionnés (Trait continu clair) et avec la coordination tous les signaux (Trait continu).

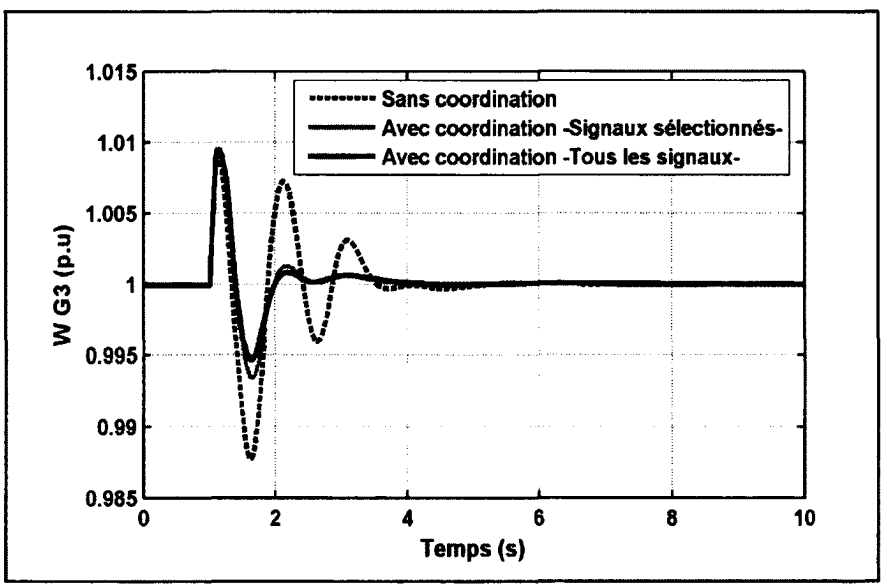



**Figure 6.4 Vitesse G3 après un court-circuit sur la ligne (D).**

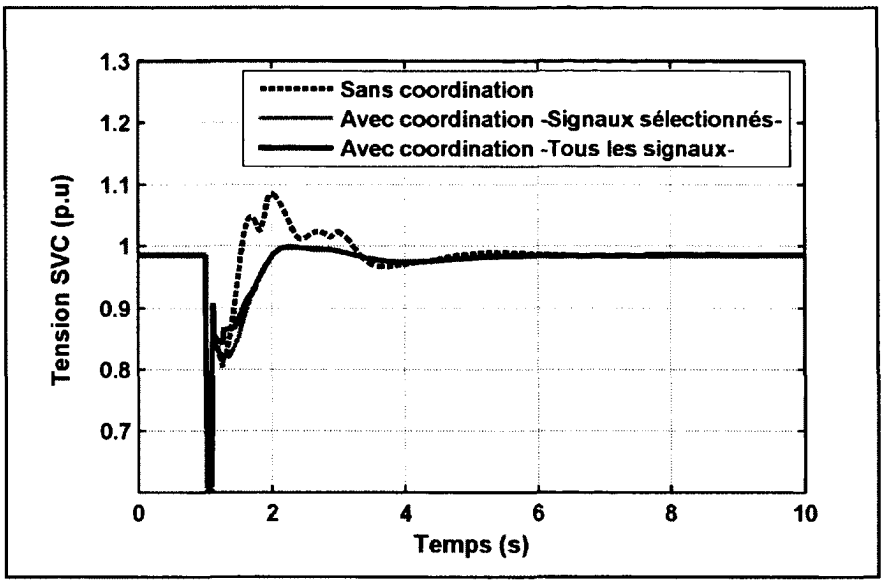



**Figure 6.5 Tension du SVC après un court-circuit sur la ligne (D).**

Les résultats montrent que les performances du contrôleur réduit sont comparables à celles du contrôleur avec tous les signaux. La réponse fréquentielle correspondante à la vitesse du générateur G3 est illustrée à la figure 6.6. Les deux contrôleurs permettent un bon amortissement du mode local 0.99 Hz associé à ce générateur.

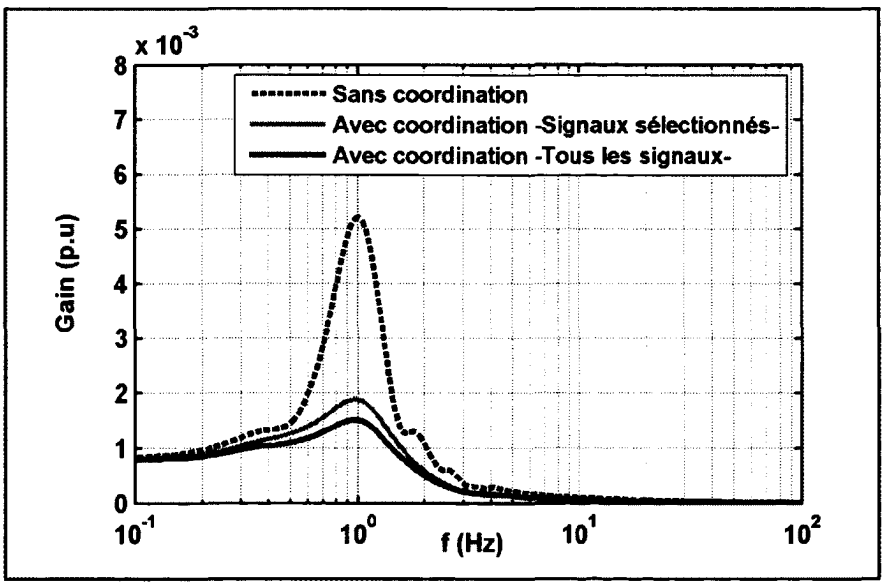



**Figure 6.6 Réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G3.**

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

### 6.4.2 Étude des oscillations interzones avec le contrôleur réduit

Les figures 6.7 et 6.8 illustrent respectivement la différence des vitesses des générateurs G1 et G4 et la tension du SVC sans coordination (Trait discontinu), avec coordination signaux sélectionnés (Trait continu clair) et avec coordination tous les signaux (Trait continu).

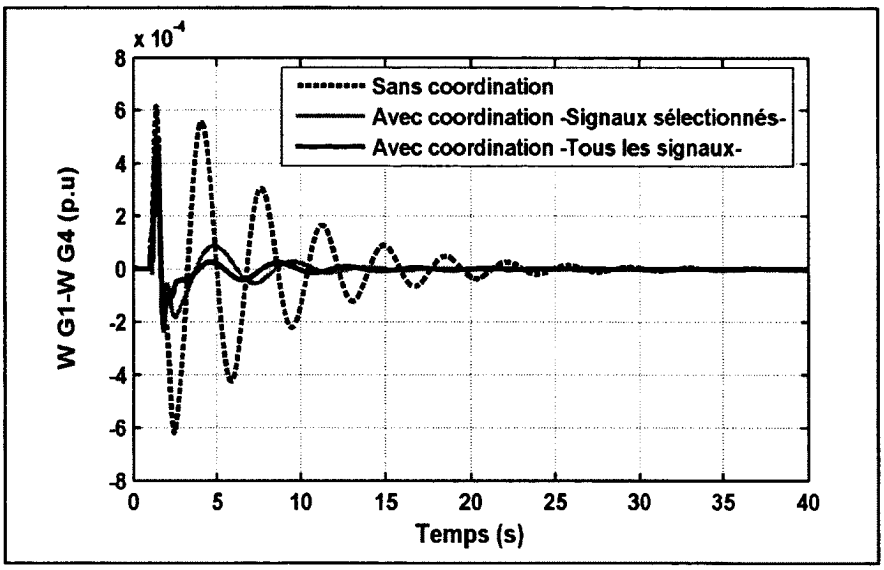



**Figure 6.7 Vitesse relative G1-G4 après un court-circuit sur la ligne (C).**

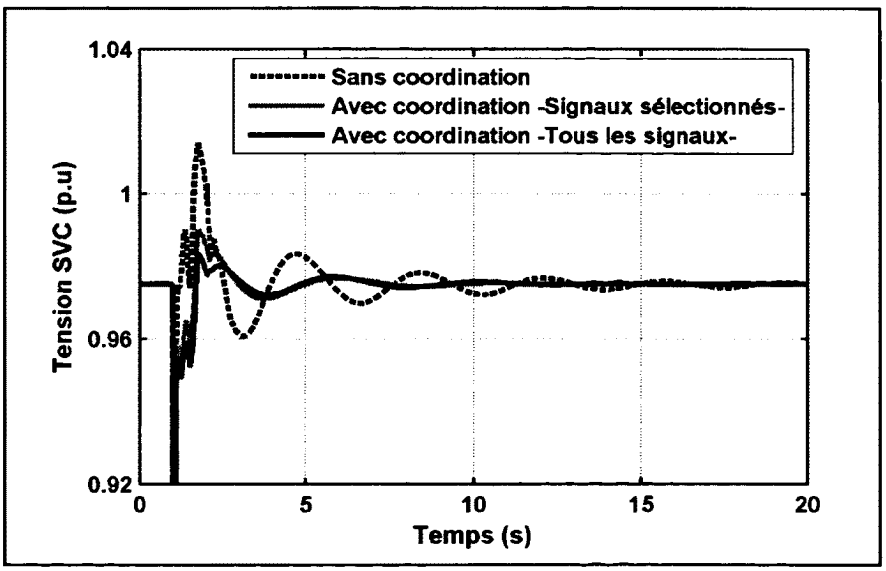



**Figure 6.8 Tension du SVC après un court-circuit sur la ligne (C).**

Le contrôleur réduit (basé sur les signaux sélectionnés) offre des performances satisfaisantes similaires au contrôleur avec tous les signaux. La réponse fréquentielle correspondante à la différence des vitesses des générateurs G1 et G4 est illustrée à la figure 6.9. Le résultat montre un bon amortissement du mode interzone 0.27 Hz associé aux générateurs G1 et G4 et du mode local 1.43 Hz associé au générateur G2.

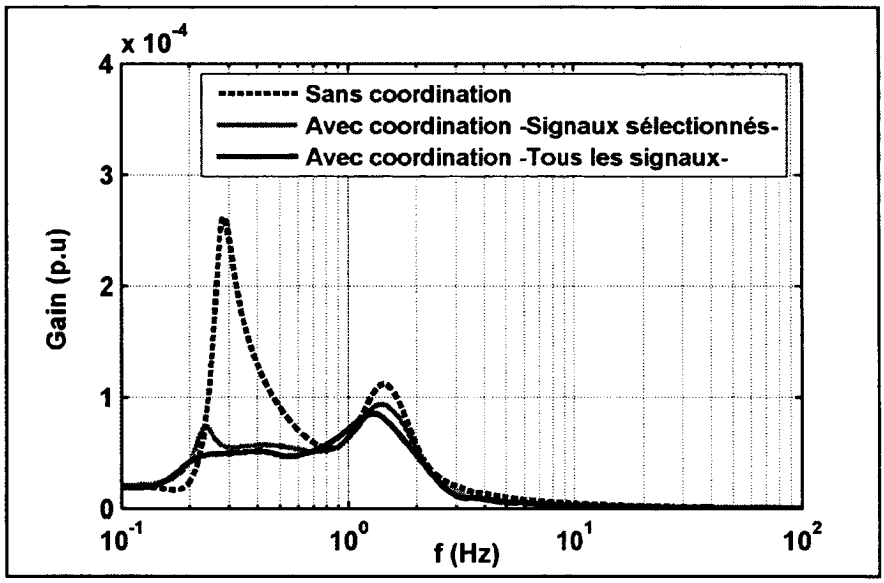



**Figure 6.9 Réponse fréquentielle de la vitesse relative G1-G4.**

Les résultats de simulation ont démontré que l'utilisation de $(\Delta w_1 \quad \Delta w_2 \quad \Delta w_3 \quad \Delta w_4 \quad \Delta V_{svc})$ comme signaux de coordination est suffisante pour améliorer l'amortissement des oscillations locales et interzones. Plusieurs travaux de recherche ont mentionné l'efficacité des déviations des vitesses des générateurs pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence (Messina et al., 2003; Peng, Varma et Jin, 2006; Venayagamoorthy et Jetti, 2008).

La tension du SVC comme présentée dans ce travail est une combinaison linéaire des variables de tous les générateurs. Cette mesure permet de donner les informations nécessaires sur tout le réseau multi générateurs. Par conséquent, elle aide à l'amortissement des différents modes.

Pour confirmer l'efficacité du contrôleur de coordination basé sur les signaux sélectionnés, nous allons ajouter une troisième situation pour étudier le transit de puissance interrégional.

### 6.4.3 Augmentation du transit de puissance avec le contrôleur réduit

Le test consiste a augmenté la puissance qui transite entre les deux grandes zones (Zone 2 et Zone 3) à travers les lignes (D) et (E) (*Voir* le réseau test à la figure 5.1). Cette augmentation fragilise le réseau au niveau de son mode interzone. En augmentant ce transit on atteint, pour une contingence donnée, une limite de stabilité (sans coordination) que l'on peut accroître avec le contrôleur de coordination de façon à permettre plus d'échange de puissance entre les régions 2 et 3. C'est l'objectif le plus important pour un tel système qui vise à améliorer l'amortissement du mode interrégional et par conséquent la marge de stabilité du système.

La figure 6.10 représente la puissance qui transite à travers les lignes (D) et (E) dans les conditions initiales (sans augmentation de transit) pour un défaut triphasé de 6 cycles sur la ligne (D). Dans ce premier test, il y a 420 MW qui transite par cette ligne, un total de 840 MW pour les deux lignes qui sont parallèles, identiques et transportent la même puissance.

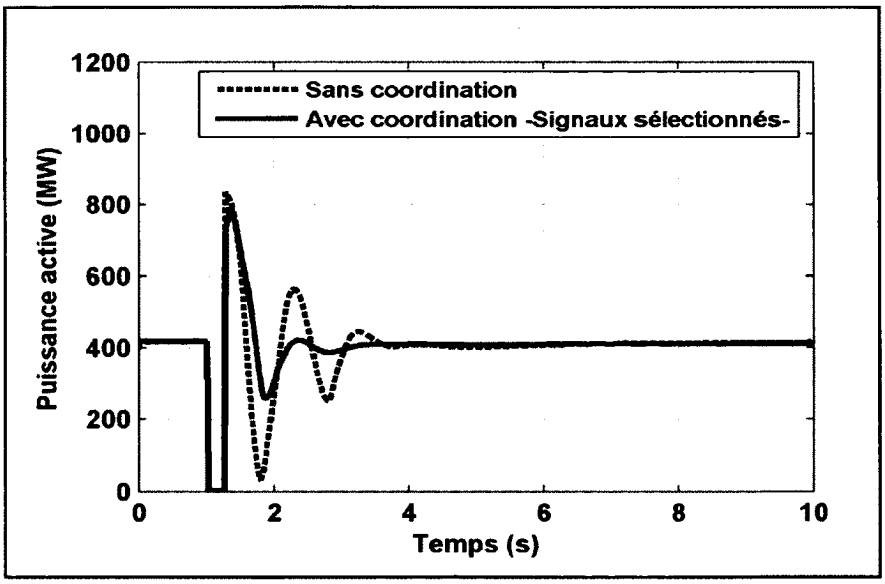



**Figure 6.10 Puissance active transmise par la ligne (D) -test 1-.**

Nous procédons à l'augmentation de la puissance transmise par tranche de 100 MW. La figure 6.11 montre la puissance qui transite par les lignes (D) et (E) lorsqu'on augmente la production de la zone 3. Dans ce deuxième test, la puissance transportée par la ligne (D) a augmenté jusqu'à 860 MW. Un transit de puissance total de 1720 MW pour les deux lignes.

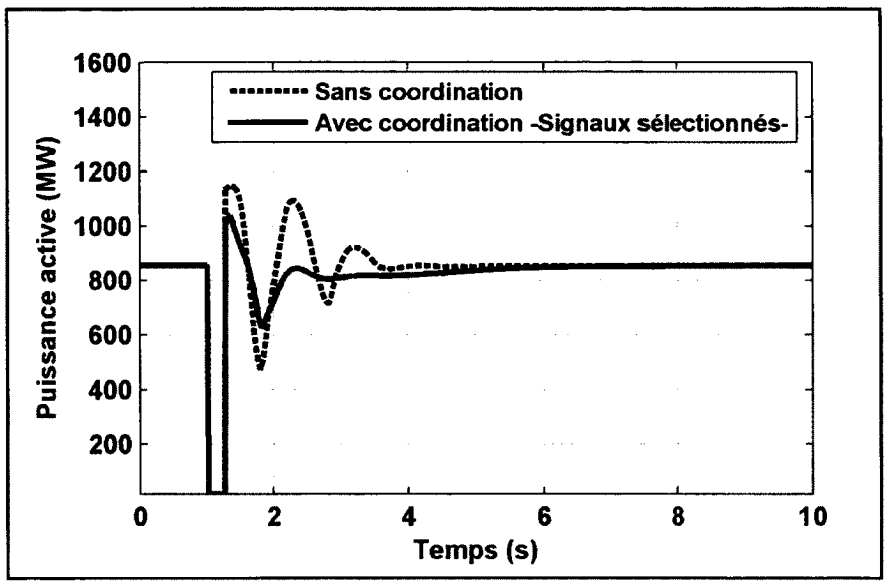



**Figure 6.11 Puissance active transmise par la ligne (D) -test 2-.**

En augmentant de plus en plus la puissance qui transite par les lignes (D) et (E), le réseau se fragilise et perd la stabilité. La figure 6.12 montre clairement un mode interrégional de 0.27 Hz. Pour ce troisième test, le réseau devient instable lorsqu'on exporte 1100 MW par la ligne (D). Par conséquent, la limite de stabilité du réseau sans coordination est fixée à 1000 MW.

Avec le contrôleur de coordination le réseau reste stable et on dépasse cette limite de stabilité. Pour ce test, nous pouvons transiter jusqu'à 1100 MW par ligne, un total de 2200 MW pour les deux lignes, un gain de 200 MW par rapport au cas sans coordination. En augmentant de plus en plus la production de la zone 3, nous avons déterminé que la puissance maximale transmise en présence du contrôleur de coordination est de 1250 MW par ligne donc un gain total de 500 MW. Nous pouvons considérer ce gain acceptable car le réseau d'Anderson (Anderson et Farmer, 1996) requiert une compensation série importante

jusqu'à 70 % sur les lignes (D) et (E) pour un grand transit de puissance et que dans notre étude le réseau n'a pas de compensation série sur ces deux lignes.

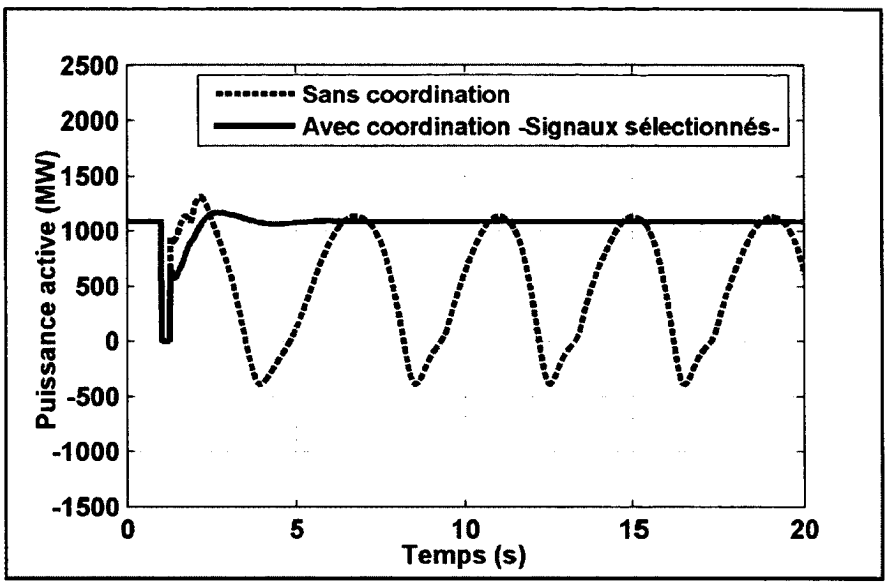



**Figure 6.12 Puissance active transmise par la ligne (D) -test 3-.**

Les simulations sont révélatrices, d'une part, on a démontré que le nouveau contrôleur de coordination (basé sur les signaux sélectionnés) vient clairement stabiliser le réseau pour le mode interrégional et d'autre part pour une contingence sévère donnée on peut augmenter le transit interrégional qui est le but ultime visé par l'addition de tels contrôleurs. Face à de telles observations, on évalue souvent le coût des équipements qui auraient été requis pour faire l'équivalent. On peut penser entre autres à l'utilisation de la compensation série sur les lignes (D) et (E) pour raffermir le lien entre les deux régions. De tels équipements sont très onéreux alors que la solution de commande proposée ne coûte pas très cher.

## 6.5 Validation du contrôleur réduit sur le réseau de Kundur

Dans cette section, nous allons démontrer l'efficacité et la performance du contrôleur de coordination basé sur les signaux sélectionnés. À cet effet, nous allons effectuer des tests de simulation sur un deuxième réseau qui est le réseau de Kundur. Ce réseau à deux zones et

quatre générateurs est illustré à la Figure 6.13. La zone 1 contient les générateurs G1 et G2, tandis que la zone 2 contient les générateurs G3 et G4. Les deux zones du réseau sont reliées par deux lignes parallèles. Dans la configuration nominale, la zone 1 exporte 400 MW dans la zone 2.

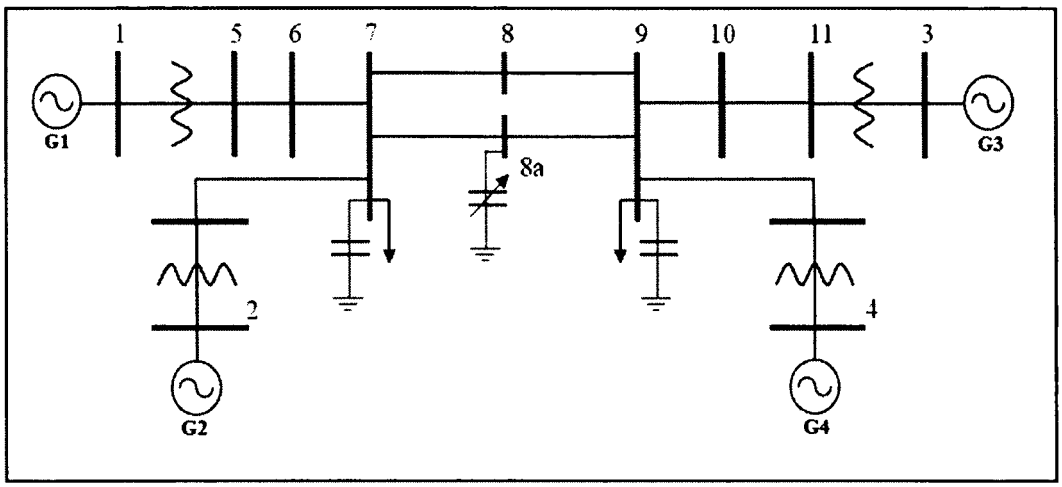



**Figure 6.13 Schéma du réseau de Kundur à (4) machines.**

Le test consiste à appliquer un court-circuit triphasé au milieu d'une des lignes d'interconnexion isolé en 6 cycles avec réenclenchement sans perte de la ligne. Dans ce test les générateurs ne sont pas équipés de stabilisateurs de puissance. Cette perturbation de forte amplitude provoque une oscillation interzone instable autour de 0.65 Hz.

La figure 6.14 représente la puissance active transmise entre les deux zones. Sans coordination (trait discontinu) et avec coordination basée sur les signaux sélectionnés (déviations des vitesses des générateurs et tension du SVC) (trait continu). Sans coordination le réseau est instable. Avec la coordination le réseau devient stable malgré l'absence des PSSs. La puissance transmisse se stabilise à sa valeur nominale après seulement 5 secondes.

De même, la tension du compensateur statique (SVC) est illustrée à la figure 6.15. Nous pouvons constater que le contrôleur de coordination offre une bonne régulation de la tension en même temps qu'un bon amortissement de l'oscillation de puissance interzone.

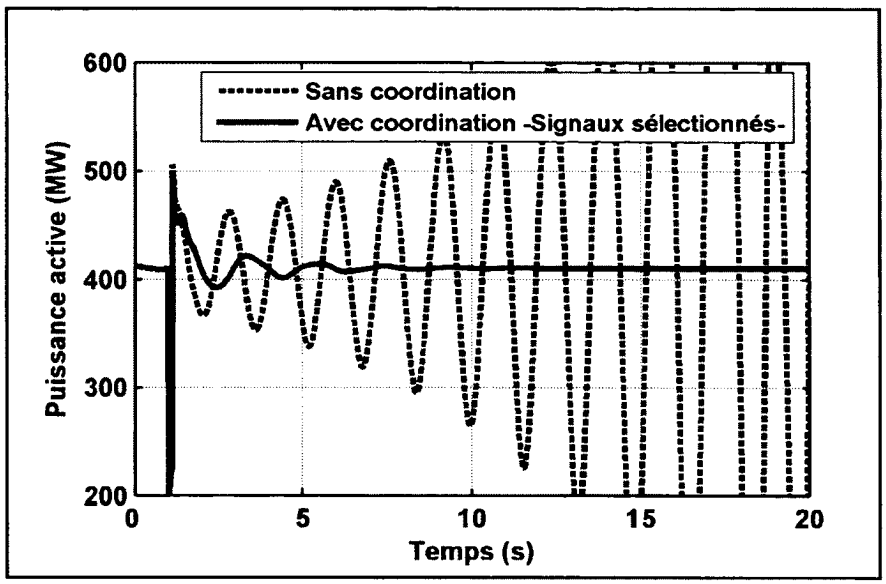



**Figure 6.14 Puissance active transmise entre les deux zones.**

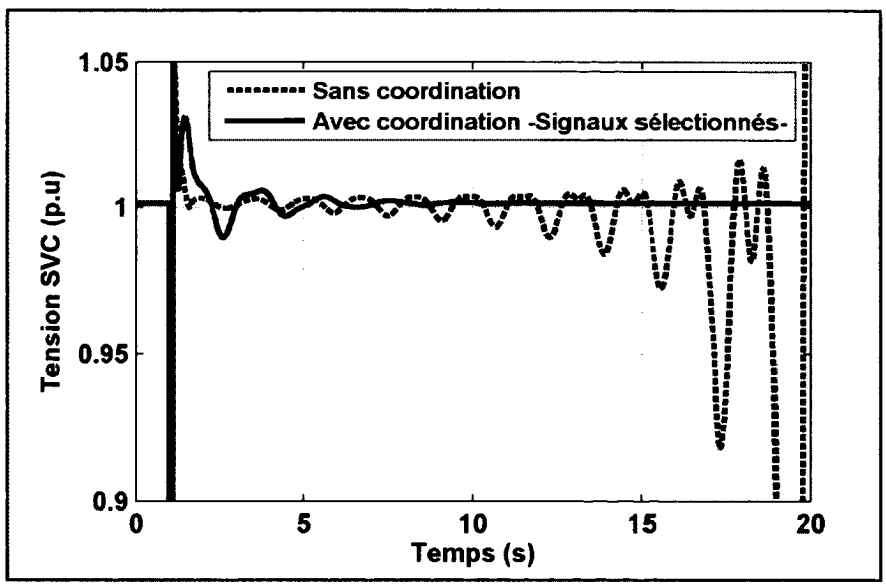



**Figure 6.15 Tension du compensateur statique (SVC).**

## 6.6 Conclusion

Les résultats obtenus dans cette section ont démontré l'efficacité de la méthode du RGA (Relatif Gain Array) pour l'analyse des interactions et la sélection des signaux de coordination. Pour les deux réseaux test (Anderson et Kundur) considérés dans cette étude, les résultats de simulation ont montré que le contrôleur de coordination permet à partir d'un nombre limité de signaux globaux d'une part de stabiliser le mode interzone et d'autre part, d'améliorer l'amortissement des modes locaux, en plus d'augmenter le transit de puissance interrégional. Le contrôleur offre aussi une bonne régulation de la tension du compensateur statique (SVC) sans aucun conflit avec l'amortissement des oscillations de cette dernière.

Finalement, le contrôleur de coordination réduit est simple et facile à implanter puisque il requiert seulement une mesure de chaque générateur et du SVC comme signaux d'entrée et le contrôleur fourni un signal de commande pour le SVC et pour chacun des générateurs. Il pourrait être rentable d'utiliser le contrôleur proposé plutôt que d'installer de nouveaux contrôleurs FACTS sans aucune coordination.

Rapport-Gratuit.com

# CHAPITRE 7

# IMPACT DES DÉLAIS DE COMMUNICATION

## 7.1 Introduction

Les délais de communication sont les problèmes majeurs de la commande basée sur les mesures à la grandeur du réseau électrique. Un délai de 0.1 à 1 s (Chaudhuri, Majumder et Pal, 2004; Ray et Venayagamoorthy, 2008a) introduit dans la transmission des mesures et des signaux de commande peut avoir un impact considérable sur la performance de la commande globale. Plusieurs travaux de recherche ont été réalisés pour préserver la performance du système en présence du délai. Un prédicteur de Smith unifié (USP) basé sur la théorie de $H_\infty$ est utilisé par Chaudhuri (Chaudhuri, Majumder et Pal, 2004). Wu (Wu, Tsakalis et Heydt, 2004) a proposé la méthode du séquencement de gains (gain scheduling) pour concevoir un contrôleur capable de compenser le délai. Zhang (Zhang et Sun, 2005) a présenté un stabilisateur de puissance basé sur un compensateur de phase pour éliminer l'effet du délai. Cependant, l'étude des délais dans une commande globale en présence des contrôleurs FACTS est rarement documentée dans la littérature. En raison du développement rapide des dispositifs FACTS et de la commande basée sur les mesures globales, trouver une solution pour le problème de délai est devenue un impératif. Plusieurs études ont été effectuées pour pallier cet inconvénient. Qi (Qi et al., 2009) a proposé un contrôleur global pour le SVC basé sur la méthode de la sensibilité mixte $H_\infty$ pour compenser le délai de communication. Yuan (Yuan et al., 2010) a utilisé un compensateur de phase pour éliminer le délai de mesure des signaux d'entrée d'un contrôleur de SVC. Pour sa part, Jiang (Jiang, Zou et Cao, 2005) a conçu un contrôleur pour le TCSC avec la considération du délai.

La structure de coordination des régulateurs conventionnels des machines synchrones et du contrôleur de SVC basée sur les signaux sélectionnés par le RGA a permis d'améliorer la stabilité du réseau électrique et de garantir un bon amortissement des oscillations de

puissance. De bonnes performances ont été obtenues quand les délais de communication sont négligés. Cependant l'existence des délais de mesure entre les générateurs, le SVC et le contrôleur global (central) d'une part, et les délais de commande entre le contrôleur global et les régulateurs locaux des générateurs et du SVC d'autre part, peut affecter l'efficacité de la structure de coordination. Dans ce chapitre, nous allons étudier l'impact des délais de communication sur la performance du contrôleur de coordination. Ensuite, nous allons appliquer le prédicteur de Smith pour rétablir la performance du système en présence de larges délais de communication.

## 7.2 Effets du délai sur la performance du contrôleur de coordination

Les résultats présentés dans les sections précédentes ont été obtenus sans tenir compte des délais de communication. Mais en réalité la performance du contrôleur peut se détériorer quand les délais ne sont pas négligés. La figure 7.1 représente la structure de coordination en présence des délais.

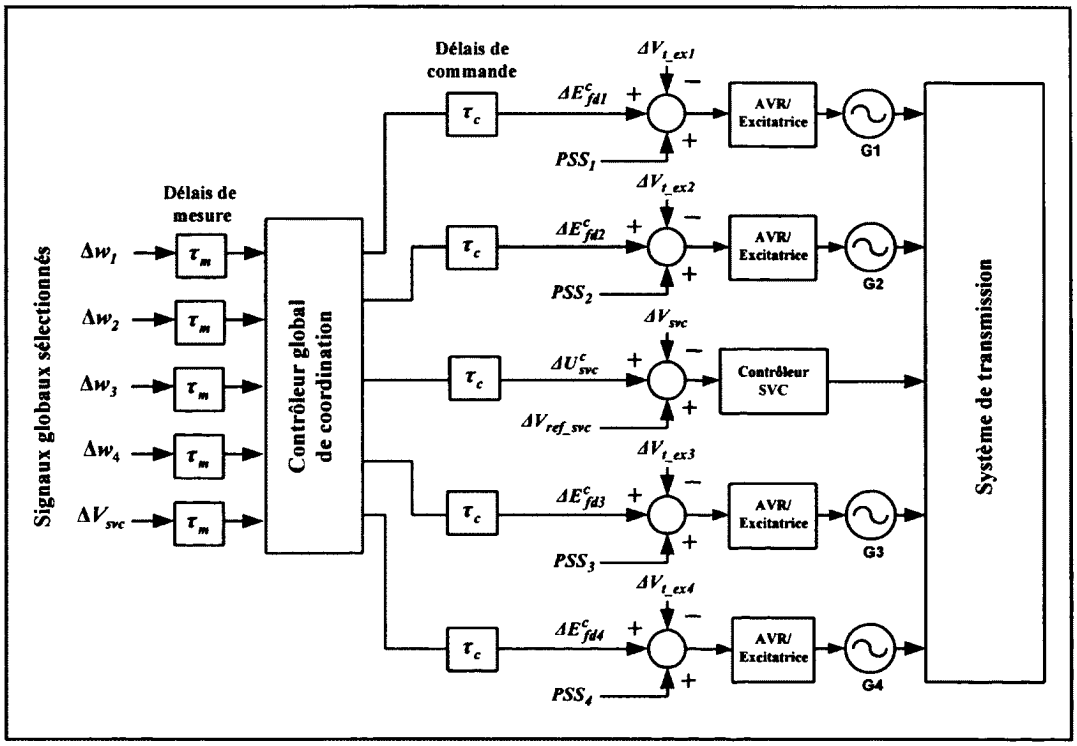



**Figure 7.1 Contrôleur de coordination en présence des délais.**

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Le délai intervient dans les mesures provenant des générateurs et du SVC ($\tau_m$ = délai de mesure) et aussi dans les signaux de communication entre le contrôleur central et les contrôleurs locaux ($\tau_c$ = délai de commande). L'efficacité du contrôleur global de coordination est testée en présence de différentes valeurs de délai de mesure et de commande. Dans notre étude nous avons considéré un délai total constant $\tau = \tau_m + \tau_c$.

### 7.2.1 Effets du délai sur l'amortissement des oscillations locales

L'objectif de cette première situation est de vérifier l'effet du délai sur l'amortissement des oscillations locales. Nous introduisons un délai réaliste de 200 ms et nous augmentons cette valeur jusqu'à 600 ms. Les figures 7.2 à 7.5 nous montrent la vitesse du générateur G3 et la tension du SVC sans délai (Trait continu) et avec différents délais (Trait discontinu). Les résultats démontrent que jusqu'à 200 ms, la commande de coordination basée sur les signaux sélectionnés offre une performance satisfaisante semblable à la performance du cas sans délai. En augmentant la valeur du délai jusqu'à 400 ms puis 600 ms, l'amortissement du mode local 0.99 Hz se détériore et le système retrouve le même résultat que dans le cas sans coordination. L'efficacité de la commande de coordination devienne nulle.

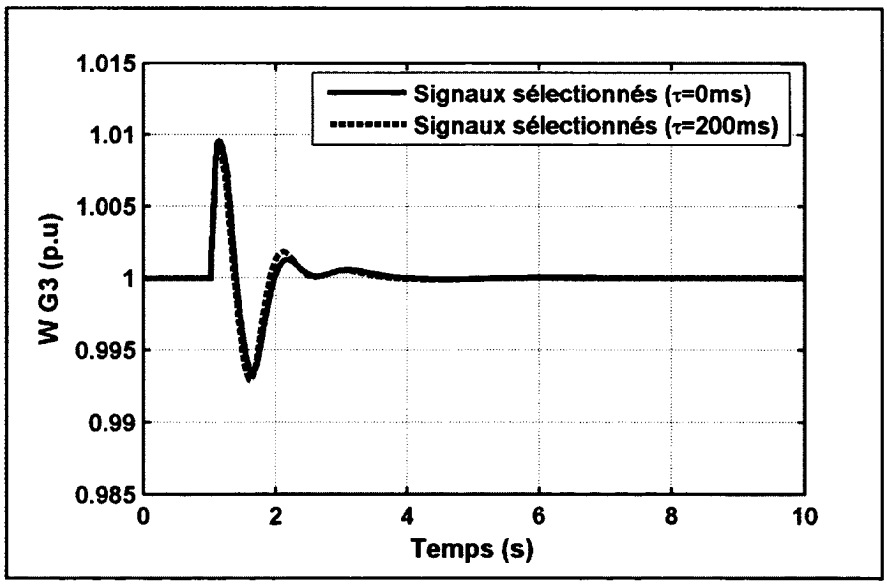



**Figure 7.2 Vitesse G3 avec un délai de 200 ms.**

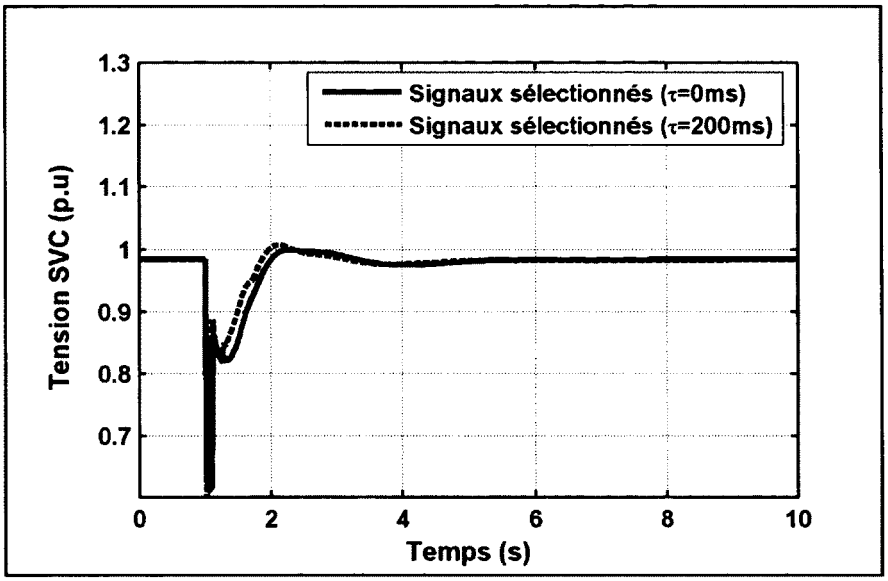



**Figure 7.3 Tension du SVC avec un délai de 200 ms.**

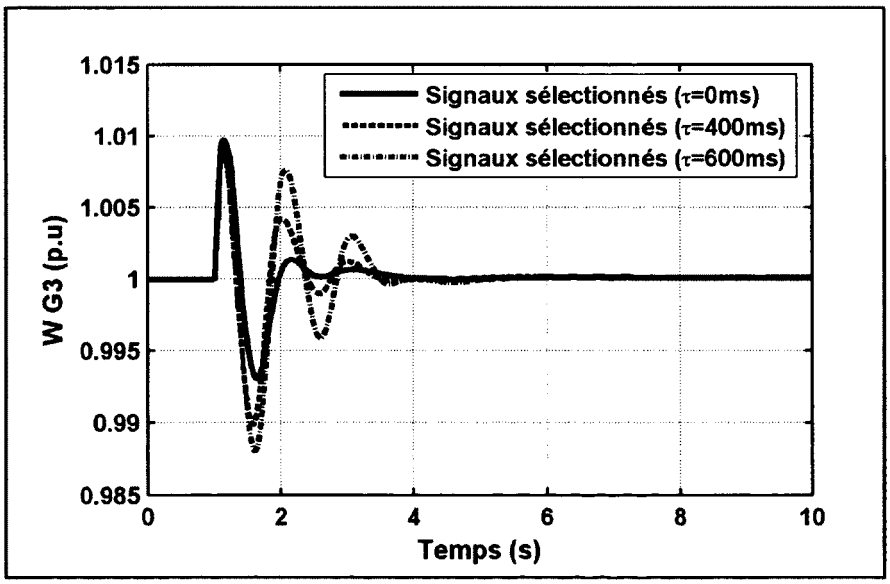



**Figure 7.4 Vitesse G3 avec un délai de 400 ms et 600 ms.**

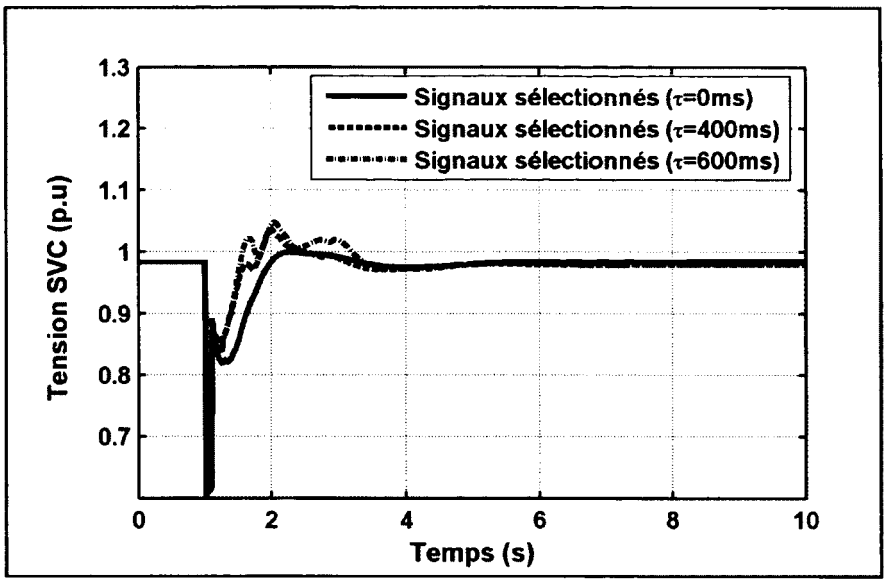



**Figure 7.5 Tension du SVC avec un délai de 400 ms et 600 ms.**

La figure 7.6 illustre la réponse fréquentielle de la vitesse du générateur G3 avec différents délais. Le résultat montre clairement la détérioration de l'amortissement du mode local avec l'augmentation du délai. Le gain le plus élevé à la fréquence d'oscillation 0.99 Hz correspond à l'amortissement le plus détérioré et au plus grand délai 600 ms.

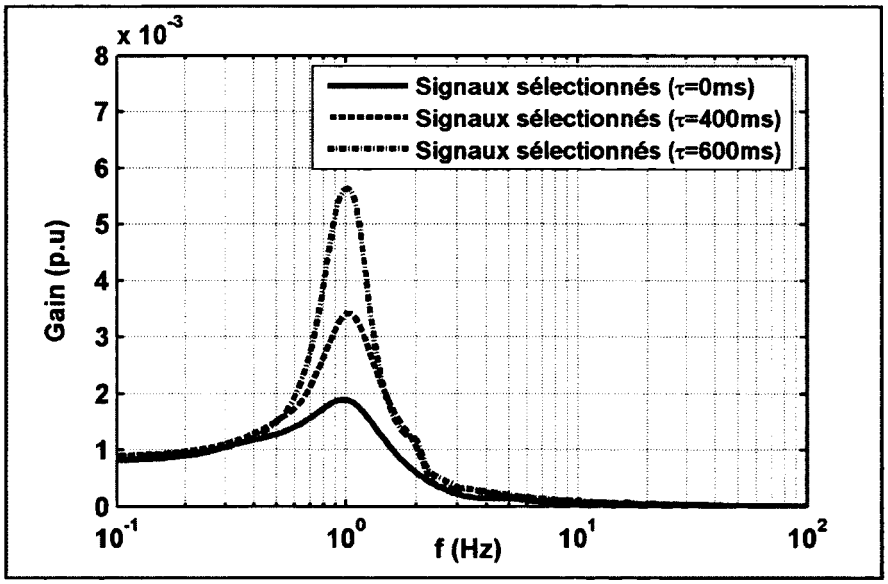



**Figure 7.6 Réponse fréquentielle de la vitesse du G3 avec différents délais.**

### 7.2.2 Effets du délai sur l'amortissement des oscillations interzones

Nous allons considérer les mêmes tests que dans la première situation (oscillations locales) pour vérifier l'effet du délai de communication sur les modes interzones. Les figures 7.7 à 7.9 montrent la différence des vitesses des générateurs G1 et G4 et la tension du SVC sans délai (Trait continu) et avec délai (Trait discontinu). Notons que le délai total considéré est la somme du délai de mesure et commande $\tau = \tau_m + \tau_c$.

Nous remarquons que la performance du contrôleur de coordination reste satisfaisante jusqu'à 200 ms. La différence des vitesses des générateurs G1 et G4 et la tension du SVC avec un délai de 200 ms sont identiques aux réponses du système sans délai. Par la suite, un délai qui varie entre 200 ms - 600 ms comme illustré à la figure 7.9 affecte légèrement l'amortissement du mode interzone 0.27 Hz. Ce qui nous permet de conclure, qu'il faut un délai comparable à la période de temps correspondante au mode pour détériorer l'amortissement de ce dernier. La prochaine étape consiste à faire des tests avec un délai plus large que 600 ms.

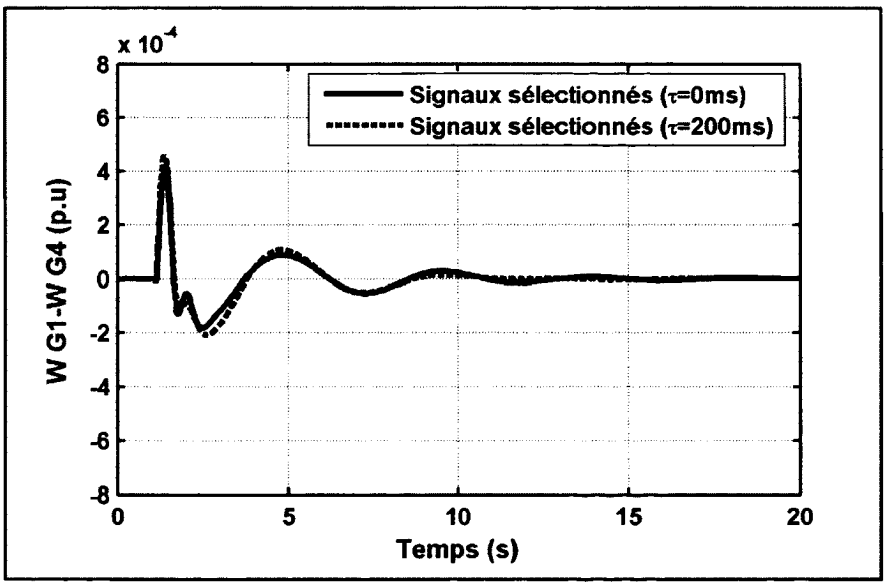



**Figure 7.7 Vitesse relative G1-G4 avec un délai de 200 ms.**

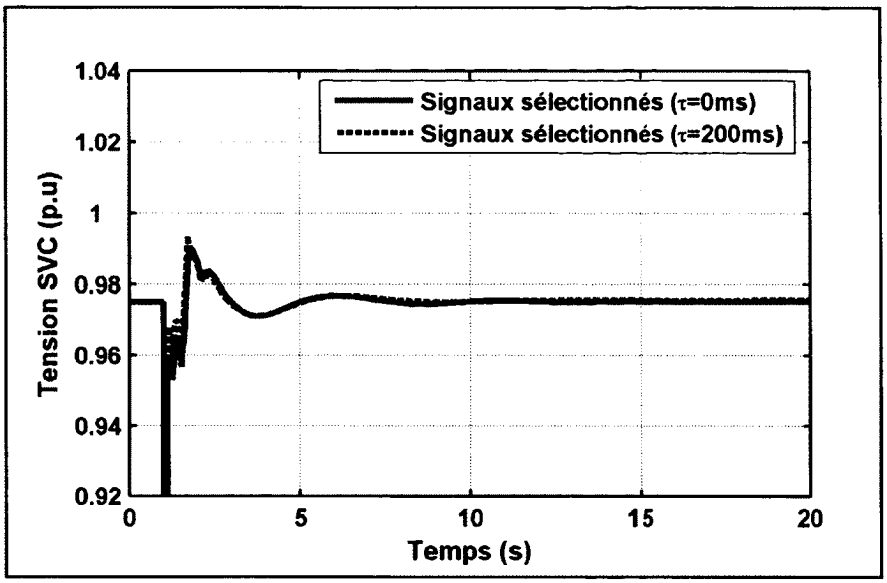



**Figure 7.8 Tension du SVC avec un délai de 200 ms.**

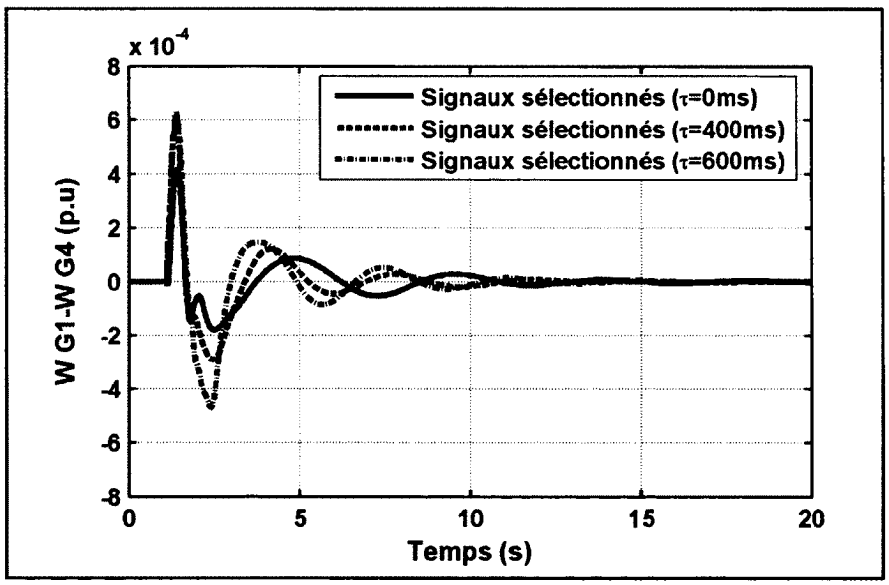



**Figure 7.9 Vitesse relative G1-G4 avec un délai de 400 ms et 600 ms.**

Pour que le délai affecte ce type de mode (mode lent), il faut que sa valeur soit comparable à la période de temps correspondante au mode (Chaudhuri, Majumder et Pal, 2004). Cela signifie que le mode interzone est affecté par des délais plus larges. Les figures 7.10 et 7.11 illustrent les réponses du système pour un délai de 1000 ms. Nous remarquons sans surprise

la détérioration du mode interzone. Ce résultat est confirmé dans la réponse fréquentielle (Figure 7.12). Lorsque le délai augmente le coefficient d'amortissement diminue (l'amortissement du mode se détériore) en même temps on remarque l'augmentation de la fréquence associée à ce mode. Le résultat final est le déplacement des valeurs propres du système au plan droit, ce qui mène à l'instabilité.

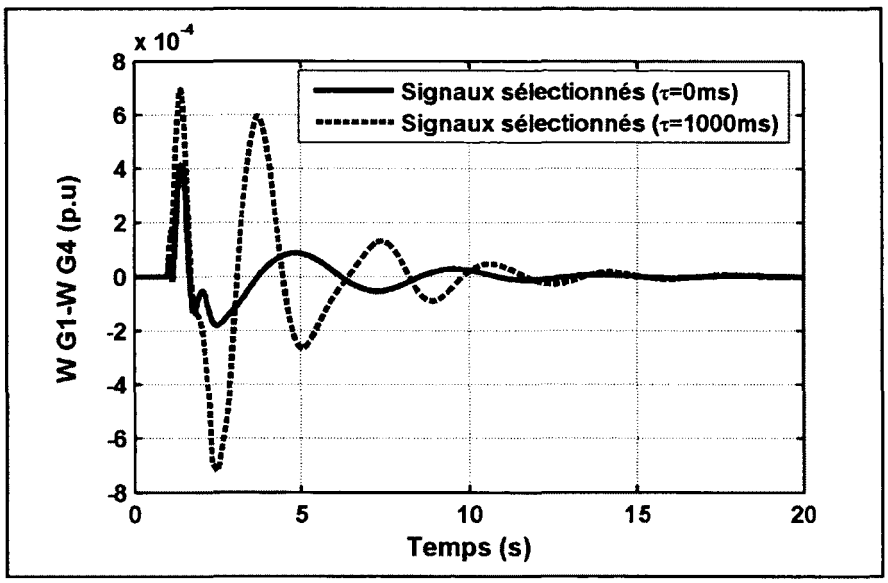



**Figure 7.10 Vitesse relative G1-G4 avec un délai de 1000 ms.**

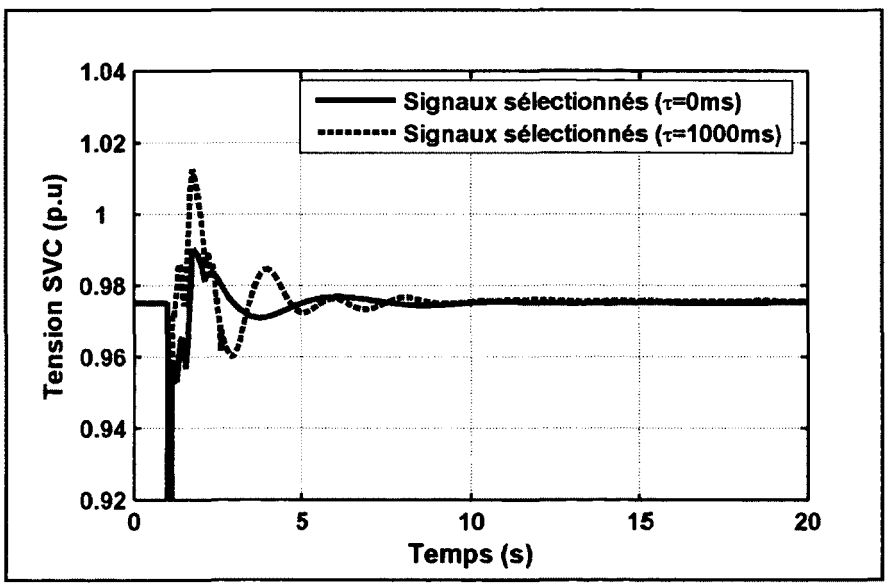



**Figure 7.11 Tension du SVC avec un délai de 1000 ms.**

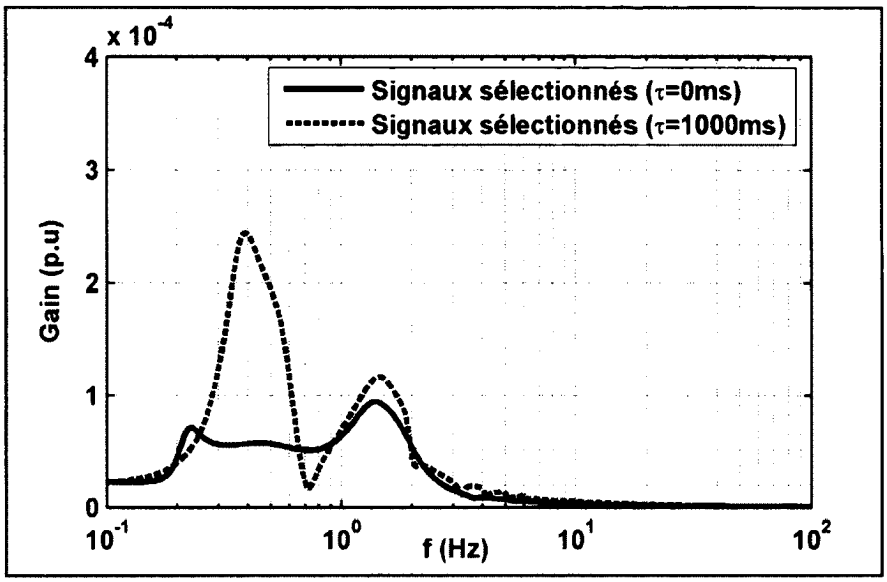



**Figure 7.12 Réponse fréquentielle de la vitesse relative G1-G4 avec délai.**

À partir des résultats obtenus avec différents délais pour deux situations différentes, nous pouvons conclure que :

- Des délais de communication allant jusqu'à 200 ms n'ont aucun effet sur la performance de la commande globale de coordination pour les différents modes locaux et interzones.

- Pour de larges délais qui varient entre 200 ms – 600 ms, on note en premier lieu la détérioration du mode local. Ensuite, l'amortissement de ce mode se détériore de plus en plus avec l'augmentation de la valeur du délai, plus on augmente le délai plus la performance de la coordination est détériorée. Par contre cet intervalle de délai affecte légèrement l'amortissement du mode interzone.

- Nous avons aussi remarqué qu'il faut un large délai de 1000 ms comparable à la période de temps du mode interzone pour détériorer l'amortissement de celui-ci.

- Finalement, on peut conclure qu'au delà de 200 ms, une compensation de délai est nécessaire pour préserver la performance de la commande de coordination.

## 7.3 Compensation des délais par le prédicteur de Smith

Dans cette section, un contrôleur global basé sur le prédicteur de Smith est appliqué pour éliminer l'effet indésirable des délais de mesure et de commande. Pour ce faire, nous allons en premier lieu établir de nouveau les équations du contrôleur de coordination en présence des délais. Ensuite, nous appliquons la prédiction de Smith pour compenser les délais et recouvrir la performance du cas sans délai.

### 7.3.1 Équations du contrôleur de coordination avec délais

L'objectif de cette section est de déduire les équations du contrôleur de coordination en prenant en considération les délais de mesure $\tau_m$ et de commande $\tau_c$. Soit $\Delta Y_{1i} = \Delta V_{ti}$ l'erreur de la tension terminale et $\tau_m$ le délai de mesure entre le générateur $i$ et le contrôleur global de coordination.

$$\Delta V_{ti} = \Delta Y_{1i} = C_{1i}\Delta X_i(t-\tau_m) \tag{7.1}$$

Nous procédons à la dérivation de la tension jusqu'à l'apparition de l'entrée de commande.

$$\Delta \dot{Y}_{1i} = C_{1i}\Delta \dot{X}_i(t-\tau_m) \tag{7.2}$$

En substituant $\Delta \dot{X}_i$ par son expression, on obtient l'équation suivante :

$$\begin{aligned}\Delta \dot{Y}_{1i} &= C_{1i}A_i\Delta X_i(t-\tau_m) + C_{1i}B_i\Delta U_i(t-\tau_m) + C_{1i}A_{ic}\Delta X_c(t-\tau_m) + C_{1i}B_{ic}\Delta U_c(t-\tau_m) \\ &+ \sum_{\substack{k=1 \\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k(t-\tau_m)\right)\end{aligned} \tag{7.3}$$

Rappelons que la commande de l'excitation du générateur est égale à :

$$\Delta U_i(t) = \Delta E_{fdi}(t) = \Delta E^l_{fdi}(t) + \Delta E^c_{fdi}(t-\tau_c) \tag{7.4}$$

Rapport-Gratuit.com

$\Delta E^{l}_{fdi}$ représente la commande locale, $\Delta E^{c}_{fdi}$ la commande de coordination de l'excitation et $\tau_c$ représente le délai de communication entre le contrôleur global de coordination et les contrôleurs locaux des générateurs et du SVC.

Nous remplaçons l'expression (7.4) dans l'équation (7.3), on obtient :

$$\begin{aligned}\Delta\dot{Y}_{1i} &= C_{1i}A_i\Delta X_i(t-\tau_m)+C_{1i}B_i\Delta E^{l}_{fdi}(t-\tau_m)+C_{1i}B_i\Delta E^{c}_{fdi}(t-\tau_m-\tau_c)+C_{1i}A_{ic}\Delta X_c(t-\tau_m)\\ &+C_{1i}B_{ic}\Delta U_c(t-\tau_m-\tau_c)+\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k(t-\tau_m)\right)\end{aligned} \tag{7.5}$$

Pour annuler les termes qui représentent les interactions entre le SVC et les générateurs, on choisit la commande de coordination de l'excitation comme suit :

$$\Delta E^{c}_{fdi}(t-\tau_m-\tau_c)=-\frac{C_{1i}A_{ic}\Delta X_c(t-\tau_m)}{C_{1i}B_i}-\frac{\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k(t-\tau_m)\right)}{C_{1i}B_i}\quad si\ \ C_{1i}B_i\neq 0 \tag{7.6}$$

Cette équation est exprimée à l'instant $(t-\tau_m-\tau_c)$. À l'instant $(t)$, l'équation (7.6) devienne :

$$\Delta E^{c}_{fdi}(t)=-\frac{C_{1i}A_{ic}\Delta X_c(t+\tau_c)}{C_{1i}B_i}-\frac{\sum_{\substack{k=1\\ i\neq k}}^{n}\left(C_{1i}A_{ik}\Delta X_k(t+\tau_c)\right)}{C_{1i}B_i}\quad si\ \ C_{1i}B_i\neq 0 \tag{7.7}$$

Dans l'équation (7.5) le terme $C_{1i}B_{ic}\Delta U_c$ est négligeable puisque $C_{1i}B_{ic}\approx 0$. La dynamique restante à l'instant $(t)$ est alors représentée par l'équation (7.8) ci-dessous :

$$\Delta\dot{Y}_{1i}=C_{1i}A_i\Delta X_i(t)+C_{1i}B_i\Delta E^{l}_{fdi}(t) \tag{7.8}$$

Pour élaborer la commande auxiliaire du SVC, nous considérons la variation de la tension du SVC.

$$\Delta V_{svc} = \Delta Y_c = F_c \Delta X_c(t-\tau_m) + \sum_{i=1}^{n}\left(F_{ci}\Delta X_i(t-\tau_m)\right) \tag{7.9}$$

$F_c = \begin{bmatrix} F_{1c} & F_{2c} \end{bmatrix}$ et $F_{ci} = \begin{bmatrix} F_{1ci} & F_{2ci} & F_{3ci} & F_{4ci} \end{bmatrix}$ sont des vecteurs à paramètres constants.

La dérivée de cette tension nous donne :

$$\Delta \dot{Y}_c = F_c \Delta \dot{X}_c(t-\tau_m) + \sum_{i=1}^{n}\left(F_{ci}\Delta \dot{X}_i(t-\tau_m)\right) = F_{1c}\Delta \dot{X}_{1c}(t-\tau_m) + \sum_{i=1}^{n}\left(F_{ci}\Delta \dot{X}_i(t-\tau_m)\right) \tag{7.10}$$

Avec

$$\Delta \dot{X}_{1c}(t) = \Delta \dot{B}_{svc}(t) = \frac{-1}{T_{svc}}\Delta B_{svc}(t) + \frac{K_{svc}}{T_{svc}}\left(-\Delta V_{svc}(t) + \Delta U_{svc}^{c}(t-\tau_c)\right) \tag{7.11}$$

$\Delta U_{svc}^{c}(t-\tau_c)$ représente la commande de coordination du SVC et $\tau_c$ le délai de communication (délai de commande) entre le contrôleur global et le contrôleur local du SVC.

Nous remplaçons $\Delta \dot{X}_{1c}$ dans l'équation (7.10), ce qui nous donne :

$$\Delta \dot{Y}_c = L_{1c}\Delta B_{svc}(t-\tau_m) + L_{2c}\Delta V_{svc}(t-\tau_m) + L_{3c}\Delta U_{svc}^{c}(t-\tau_m-\tau_c) + \sum_{i=1}^{n}\left(F_{ci}\Delta \dot{X}_i(t-\tau_m)\right) \tag{7.12}$$

À partir de cette équation, la commande de coordination du SVC est donnée par :

$$\Delta U_{svc}^{c}(t-\tau_m-\tau_c) = \frac{-\sum_{i=1}^{n}\left(F_{ci}\Delta \dot{X}_i(t-\tau_m)\right)}{L_{3c}} \quad si \quad L_{3c} \neq 0 \tag{7.13}$$

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Exprimons l'équation (7.13) à l'instant $(t)$ :

$$\Delta U_{svc}^{c}(t) = \frac{-\sum_{i=1}^{n}\left(F_{ci}\Delta\dot{X}_i(t+\tau_c)\right)}{L_{3c}} \qquad si \quad L_{3c} \neq 0 \tag{7.14}$$

Finalement les lois de commande en présence des délais s'écrivent de la manière suivante :

$$\begin{cases} \Delta E_{fdi}^{c}(t) = R_{ic}\Delta X_c(t+\tau_c) + \sum_{\substack{k=1 \\ i\neq k}}^{n} R_{ik}\Delta X_k(t+\tau_c) \\ \Delta U_{svc}^{c}(t) = \sum_{i=1}^{n} R_{ci}\Delta\dot{X}_i(t+\tau_c) \end{cases} \tag{7.15}$$

D'après l'équation (7.15), nous constatons que les expressions des lois de commande de coordination $\Delta E_{fdi}^{c}(t)$ et $\Delta U_{svc}^{c}(t)$ dépendent des variables des générateurs et du compensateur à l'instant $(t+\tau_c)$. Ces variables sont des valeurs futures qu'on ne peut pas mesurer. L'approche du prédicteur de Smith est la solution proposée pour prédire ces variables et compenser le délai.

### 7.3.2 Application du prédicteur de Smith

Le principe de la prédiction est illustré à la figure 7.13. Ce principe consiste à appliquer le prédicteur de Smith sur un système multivariable linéaire qui contient deux délais c'est-à-dire délais de mesure et de commande (Alevisakis et Seborg, 1973; Zabaiou et al., 2008b). Nous allons utiliser le modèle linéaire du réseau établi dans les sections précédentes et introduire les délais pour former le prédicteur. La prédiction permet de produire une sortie $y_{prédict}(t)$ égale à la sortie du réseau sans délai, ce qui permet d'éliminer le délai de l'équation caractéristique du système. Les variables prédites sont ensuite utilisées pour l'élaboration des lois de commande. De cette manière, le prédicteur permet de compenser l'effet des délais. Nous avons constaté que le prédicteur dépend fortement du modèle du réseau électrique et que la prédiction est d'autant meilleure que le modèle est proche du système réel.

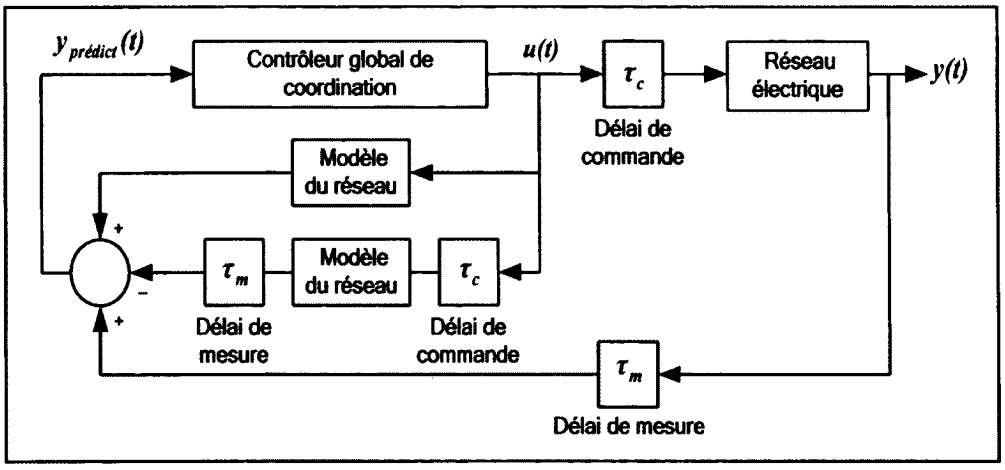



**Figure 7.13 Contrôleur global de coordination basé sur le prédicteur de Smith.**

### 7.3.3 Résultats de simulation avec compensation du délai

Dans la section 7.2, nous avons constaté que le délai n'affecte pas les oscillations de la même manière. Pour les oscillations locales, on a trouvé qu'un délai de 600 ms détériore l'amortissement du mode local associé au générateur G3. La compensation permet d'obtenir des résultats identiques à ceux trouvés dans le cas sans délai (Figures 7.14 et 7.15). Donc, le délai est compensé et la performance du cas sans délai a été recouvrée.

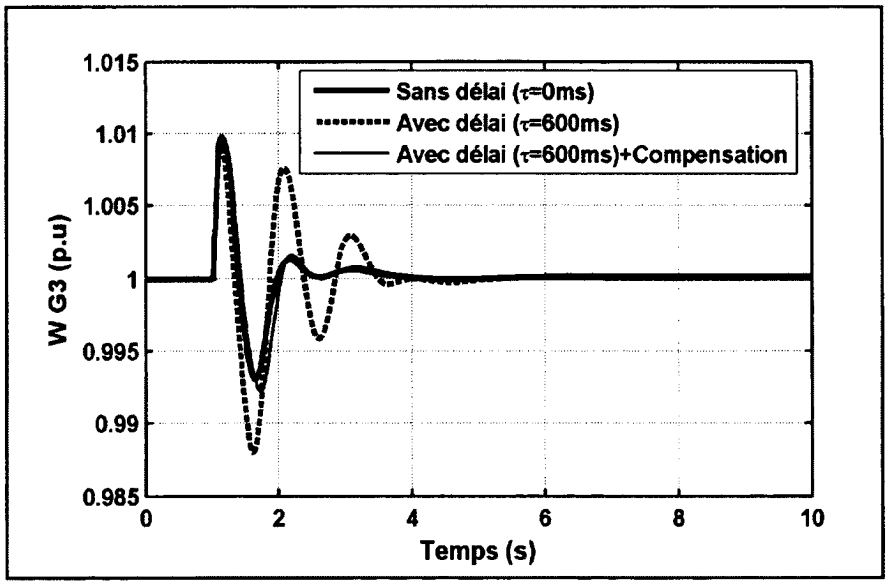



**Figure 7.14 Vitesse G3 avec compensation du délai.**

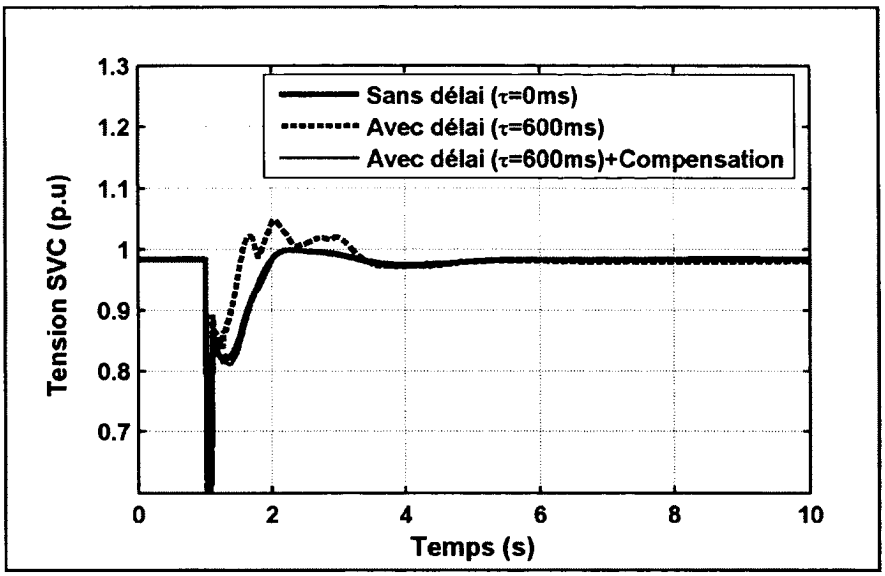



**Figure 7.15 Tension du SVC avec compensation du délai.**

De même, nous avons trouvé qu'un délai de 1000 ms détériore significativement l'amortissement du mode interzone. Les figures 7.16 et 7.17 représentent respectivement la différence des vitesses des générateurs G1 et G4 et la tension du SVC sans délai, avec délai et avec délai plus compensation. Les résultats montrent une bonne performance en présence de la compensation. Les réponses sont similaires au cas sans délai.

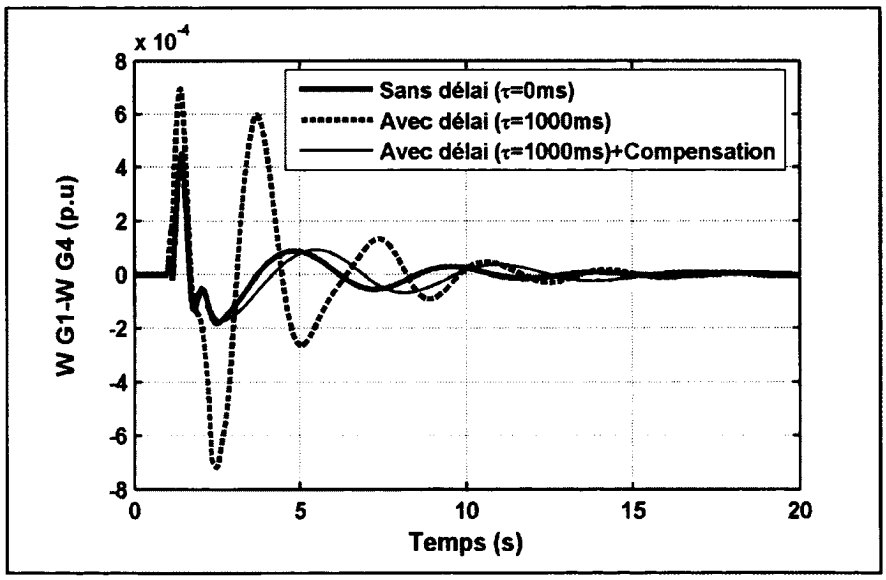



**Figure 7.16 Vitesse relative G1-G4 avec compensation du délai.**

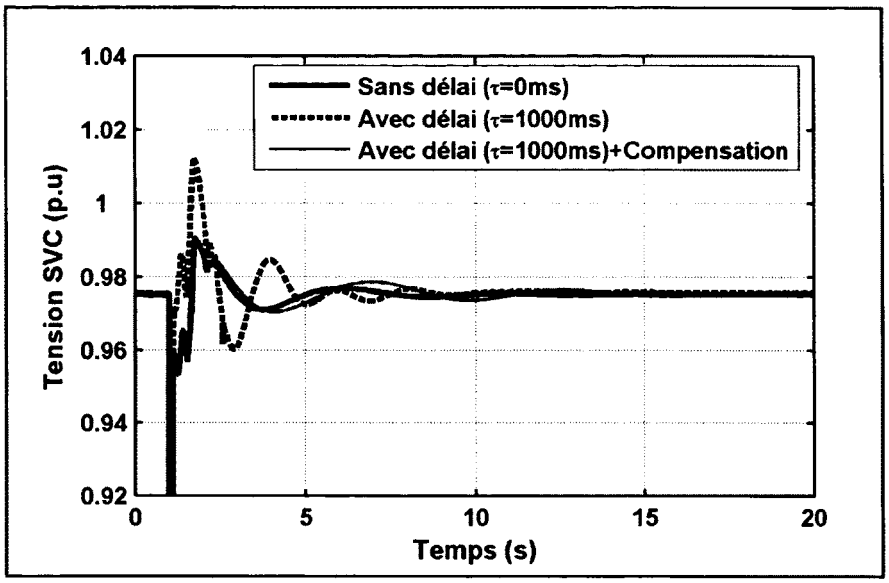



**Figure 7.17 Tension du SVC avec compensation du délai.**

## 7.4 Conclusion

Les réponses des vitesses des générateurs et de la tension du SVC avec le délai compensé sont identiques à celles trouvées dans le cas sans délai. Le contrôleur de coordination basé sur le prédicteur de Smith permet de compenser efficacement les délais de mesure et de commande et de retrouver la performance du cas sans délai. Cette performance reste valable pour différents valeurs de délais.

La prédiction est basée principalement sur le modèle du réseau électrique. Elle est d'autant meilleure que le modèle est proche du système réel. L'inconvénient de cette méthode c'est l'exactitude du modèle qui malgré sa validité il n'est pas vraiment exact. Pour pallier ce problème, nous suggérons de combiner le prédicteur avec un observateur d'état pour une bonne prédiction des variables et ainsi une élimination totale du délai.

# CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Les réseaux électriques modernes sont en évolution continuelle et leurs interconnexions ne cessent de se développer. Ils sont exploités près de leurs limites de sécurité pour satisfaire la demande toujours croissante de l'énergie électrique. Cette situation engendre des problèmes de fonctionnement tels que, la restriction de transit de puissance, la détérioration du profil de tension, la diminution de la stabilité et l'apparition des oscillations de puissance basse fréquence. Dans ces conditions, la stabilité et la sécurité des réseaux électriques deviennent des préoccupations majeures. Des travaux de recherche sont alors menés mondialement pour trouver des nouveaux moyens et des nouvelles technologies pour améliorer la sécurité des réseaux et rendre leur exploitation plus flexible.

Notre travail de recherche se situe dans le même contexte, c'est-à-dire le développement de nouvelles structures de commande pour l'amélioration de la stabilité et l'amortissement des oscillations de puissance. Il a été proposé pour répondre à la problématique de la non-coordination des différents équipements de contrôle dans un système de puissance. C'est un sujet récent qui a suscité l'intérêt de beaucoup de chercheurs.

L'objectif principal de la thèse concerne la proposition d'un contrôleur global pour la coordination des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de SVCs. Il est basé sur une nouvelle approche de modélisation des réseaux électriques qui prend en considération l'incorporation des SVCs. Le modèle obtenu facilite l'application de la commande basée sur les mesures globales. Notre travail de recherche s'est consacré à l'étude des points suivants :

- une recherche bibliographique exhaustive en rapport avec la problématique est présentée. Cette étude a permis de mettre en valeur les contributions de notre thèse,

- l'application de la commande auxiliaire du SVC pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence,

- l'élaboration d'un nouveau modèle du réseau électrique en présence des SVCs. Le modèle obtenu permet de bien distinguer les interactions dynamiques entre les variables des générateurs et des compensateurs statiques,

- la conception du contrôleur basé sur les mesures globales pour coordonner les actions des régulateurs automatiques de tension (AVRs) et des contrôleurs de SVCs,

- l'utilisation de la méthode du RGA (Relatif Gain Array) pour sélectionner les signaux qui représentent les plus fortes interactions et ainsi réduire le nombre de signaux de coordination et la complexité du contrôleur,

- l'étude et la compensation des délais de communication.

Dans la première partie, nous avons réalisé un rappel sur les équipements FACTS et principalement le compensateur statique d'énergie réactive (SVC). Nous avons présenté le circuit électrique, le modèle dynamique et introduit la commande auxiliaire du SVC. Nous avons appliqué cette commande sur plusieurs types de réseaux. Les résultats obtenus ont confirmé l'efficacité de la commande auxiliaire pour l'amortissement des oscillations de puissance surtout avec l'utilisation des signaux globaux comme entrées de commande.

Dans la partie modélisation, nous avons développé le modèle mathématique non linéaire du réseau électrique multi machines en présence d'un SVC. Nous avons également élaboré le modèle linéaire associé afin de décrire le système dans l'espace d'état. Ce modèle nous a permis de quantifier les interactions dynamiques entre les différentes variables des générateurs et les variables du SVC. La commande basée sur les signaux à la grandeur du réseau électrique peut être facilement appliquée avec ce modèle.

La structure de commande proposée a été conçue de telle sorte que le contrôleur central utilise les mesures globales provenant des générateurs et du SVC pour concevoir deux types de signaux. Le premier signal est considéré comme une entrée supplémentaire pour

l'excitation du générateur et le deuxième est une commande auxiliaire pour le compensateur statique. Ce qui est intéressant dans cette stratégie de commande, c'est que nous avons exploité l'entrée auxiliaire du SVC et l'entrée de l'excitation (généralement utilisée pour ajouter le PSS) pour faire la coordination, ce qui ne laisse pas de doute sur leur efficacité connaissant l'importance de ces deux entrées de commande. Un autre avantage de cette structure est que la commande locale reste fonctionnelle quand le contrôleur de coordination n'est pas en marche.

Un réseau test de (4) générateurs et (9) barres représentatif d'un grand réseau interconnecté de l'Amérique du Nord a permis de vérifier les performances du contrôleur proposé face aux défauts couramment rencontrés dans les réseaux électriques. Les résultats de simulation ont montré de bonnes performances. Le contrôleur a permis d'assurer une bonne stabilité globale du système et un amortissement efficace des oscillations électromécaniques.

Pour sélectionner les signaux de coordination et réduire la complexité du contrôleur nous avons adapté la méthode du RGA. Cette méthode est utilisée principalement pour analyser les interactions qui existent entre les différentes boucles de commande d'un système multivariable et considérée aussi comme un outil efficace pour l'identification des modes électromécaniques, le placement des PSSs et le choix des signaux de commande pour les contrôleurs FACTS.

Les résultats obtenus par l'analyse RGA démontrent l'existence d'interactions entre tous les générateurs et le SVC et entre certains générateurs du réseau électrique. Cette analyse a permis de sélectionner les signaux qui représentent les plus fortes interactions. Ces mesures donnent de bonnes informations sur tout le système et permettent de réduire ou d'éliminer complètement les interactions. En plus de garantir le meilleur amortissement des différents modes. Une comparaison a été réalisée entre le premier contrôleur basé sur tous les signaux et le contrôleur réduit basé sur les signaux sélectionnés. Le contrôleur réduit a donné des performances satisfaisantes et similaires aux premiers résultats (un bon amortissement des différents modes et une augmentation de la puissance transitée entre les différentes zones).

Pour confirmer l'efficacité des signaux sélectionnés par la méthode du RGA, des tests supplémentaires sont effectués sur un deuxième réseau qui est le réseau de Kundur. Les résultats de simulation obtenus sont satisfaisants et témoignent encore une fois de l'efficacité du contrôleur réduit basé sur les signaux sélectionnés.

Nous avons aussi remarqué la robustesse du contrôleur face aux délais pratiques allant jusqu'à 200 ms. Afin de renforcer la robustesse face au délai excessif de communication et pour éliminer ces effets négatifs, nous avons proposé la méthode multivariable du prédicteur de Smith. Cette méthode de compensation a permis d'améliorer les performances du système en présence de larges délais.

Enfin, il reste encore beaucoup de perspectives à explorer et cette thèse n'est qu'une nouvelle base de départ pour des futures contributions. Une première perspective de ce travail concerne une bonne validation du modèle proposé et sa généralisation par l'intégration de nouveaux dispositifs FACTS (TCSC, STATCOM, etc.) ou autres équipements d'énergie renouvelable (Éolienne). En deuxième lieu, développer la structure de coordination proposée pour permettre de coordonner plusieurs SVCs entre eux et avec les générateurs synchrones.

Une poursuite, qui peut être intéressante, est d'exploiter le modèle linéaire du réseau électrique en présence du compensateur statique (SVC) pour élaborer une commande robuste pour les générateurs et pour le SVC. Cette commande permet de passer de la méthode de découplage que nous avons utilisée à proposer une nouvelle vision de coordination plus robuste. Nous pouvons aussi exploiter le modèle non linéaire pour appliquer une commande non linéaire ou pour utiliser par exemple une fonction de Lyapunov afin d'établir les lois de commande qui permettrait de coordonner les générateurs et les compensateurs statiques.

Une autre perspective consiste à trouver une méthode plus efficace que le RGA pour analyser les interactions et sélectionner les signaux de coordination. Il nous semble intéressant de combiner deux ou plusieurs méthodes pour une bonne sélection des signaux et ainsi

Rapport-Gratuit.com

optimiser le nombre de générateurs et de dispositifs FACTS devant fournir les mesures globales nécessaires au contrôleur de coordination.

Pour l'étude de la robustesse du contrôleur proposé, l'intégration des charges à puissance constante et la réalisation d'une version adaptative pour la mise à jour des paramètres du contrôleur global est nécessaire.

Concernant la compensation des délais de communication, nous suggérons d'essayer des méthodes basées sur la commande robuste $H_\infty$. Nous proposons aussi de modifier le prédicteur de Smith classique pour le rendre robuste aux délais variables et incertains.

Enfin, la coordination des différents équipements de commande dans un réseau électrique est un sujet vaste et pertinent. Pour cette raison, nous jugeons intéressant d'étudier la coordination des PSSs avec les contrôleurs FACTS et aussi la coordination des différents contrôleurs FACTS comme par exemple coordonner un SVC et un TCSC.

## ANNEXE I

## PARAMÈTRES DU RÉSEAU TEST D'ANDERSON ET FARMER

Tableau-A I-1 Paramètres des générateurs

| Paramètre | Unités | G1 | G2 | G3 | G4 |
|---|---|---|---|---|---|
| S | MVA | 60,000 | 1300 | 4400 | 70,000 |
| V | Kv | 13.8 | 13.8 | 13.8 | 13.8 |
| f | Hz | 60 | 60 | 60 | 60 |
| $T'_{do}$ | s | 4.200 | 5.690 | 5.900 | 4.300 |
| $T'_{qo}$ | s | 0.565 | 1.500 | 0.540 | 0.565 |
| $X_d$ | p.u | 2.110 | 2.183 | 1.700 | 1.790 |
| $X'_d$ | p.u | 0.280 | 0.413 | 0.245 | 0.220 |
| $X_q$ | p.u | 2.020 | 2.157 | 1.640 | 1.715 |
| $X'_q$ | p.u | 0.490 | 1.285 | 0.38 | 0.400 |
| $H$ | s | 2.318 | 2.642 | 3.960 | 3.930 |
| $R_s$ | p.u | 0.0046 | 0.0019 | 0.0031 | 0.0010 |

Tableau-A I-2 Paramètres du régulateur automatique de tension (AVR)

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Gain du régulateur** | $K_a = 200$ | $K_e = 1$ | $K_f = 0$ |
| **Constante de temps (s)** | $T_a = 0.001$ | $T_e = 0$ | $T_f = 0$ |

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Tableau-A I-3 Paramètres du stabilisateur multi-bandes IEEE PSS4B

| | |
|---|---|
| **Basse fréquence** | $F_L = 0.116\,\text{Hz},\ K_L = 20.5$ |
| **Moyenne fréquence** | $F_I = 0.506\,\text{Hz},\ K_I = 41$ |
| **Haute fréquence** | $F_H = 12.1\,\text{Hz},\ K_H = 85$ |

Tableau-A I-4 Données des lignes

| **Barre de départ** | **Barre d'arrivée** | ***R* (p.u)** | **$X_L$ (p.u)** | **$B_C$ (p.u)** |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 5 | 0.000000 | 0.000200 | 0.000000 |
| 2 | 6 | 0.000000 | 0.006600 | 0.000000 |
| 3 | 8 | 0.000000 | 0.002000 | 0.000000 |
| 4 | 9 | 0.000000 | 0.000143 | 0.000000 |
| 5 | 6 | 0.003226 | 0.069502 | 5.796075 |
| 5 | 7 | 0.003618 | 0.080802 | 7.068018 |
| 5 | 10 | 0.003618 | 0.080802 | 7.068018 |
| 6 | 7 | 0.003618 | 0.080802 | 7.068018 |
| 7 | 8 | 0.003226 | 0.069502 | 5.796075 |
| 8 | 9 | 0.003226 | 0.069502 | 5.796075 |
| 9 | 10 | 0.003618 | 0.080802 | 7.068018 |

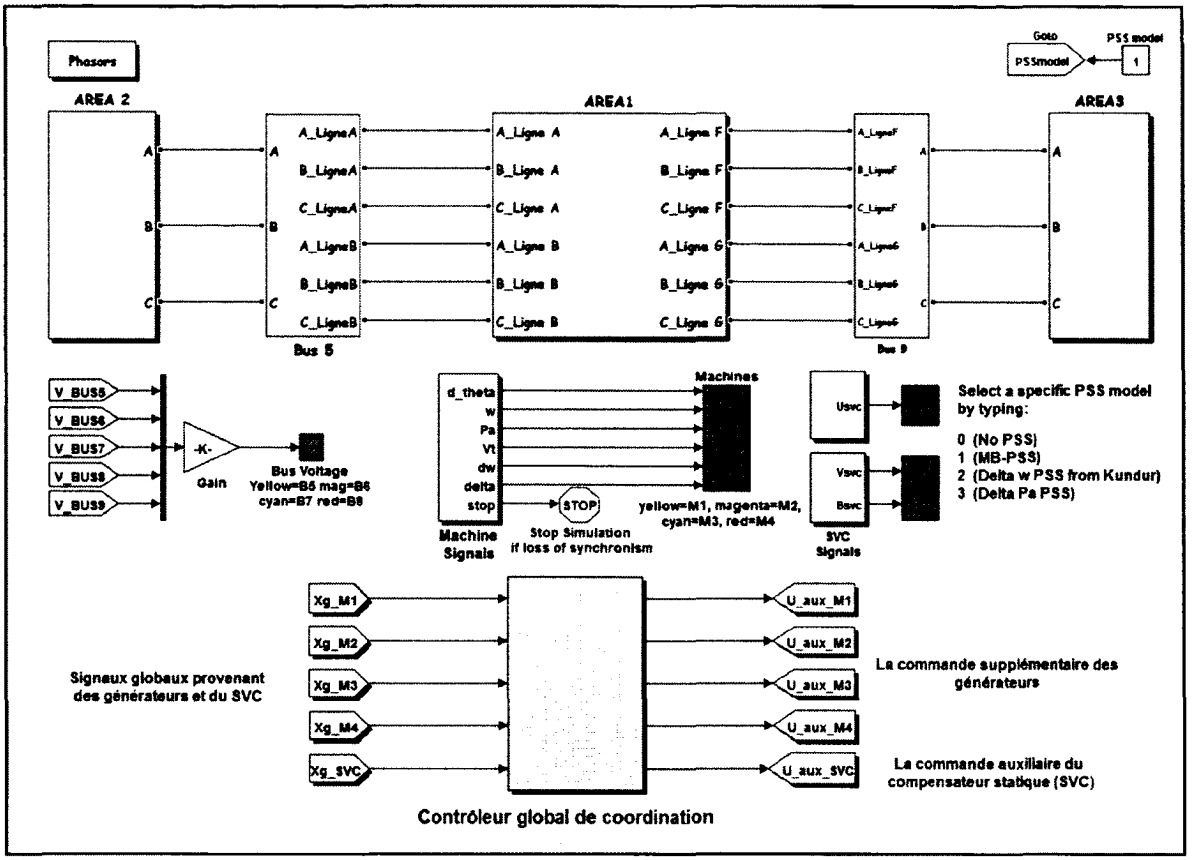



**Figure-A I-1 Le modèle Matlab du réseau test d'Anderson et Farmer.**

## ANNEXE II

## PARAMÈTRES DU RÉSEAU DE KUNDUR

Tableau-A II-1 Paramètres des générateurs

| Paramètre | Unités | G1 | G2 | G3 | G4 |
|---|---|---|---|---|---|
| S | MVA | 900 | 900 | 900 | 900 |
| V | Kv | 20 | 20 | 20 | 20 |
| f | Hz | 60 | 60 | 60 | 60 |
| $T'_{do}$ | s | 8 | 8 | 8 | 8 |
| $T'_{qo}$ | s | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| $X_d$ | p.u | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 1.8 |
| $X'_d$ | p.u | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| $X_q$ | p.u | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 |
| $X'_q$ | p.u | 0.55 | 0.55 | 0.55 | 0.55 |
| $H$ | s | 6.5 | 6.5 | 6.175 | 6.175 |
| $R_s$ | p.u | 0.0025 | 0.0025 | 0.0025 | 0.0025 |

Tableau-A II-2 Paramètres du régulateur automatique de tension (AVR)

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Gain du régulateur** | $K_a = 200$ | $K_e = 1$ | $K_f = 0$ |
| **Constante de temps (s)** | $T_a = 0.001$ | $T_e = 0$ | $T_f = 0$ |

Tableau-A II-3 Paramètres du stabilisateur multi-bandes IEEE PSS4B

| | |
|---|---|
| **Basse fréquence** | $F_L = 0.20\,\text{Hz},\ K_L = 30$ |
| **Moyenne fréquence** | $F_I = 1.25\,\text{Hz},\ K_I = 40$ |
| **Haute fréquence** | $F_H = 12.0\,\text{Hz},\ K_H = 160$ |

Tableau-A II-4 Données des lignes

| **Barre de départ** | **Barre d'arrivée** | ***R* (p.u)** | **$X_L$ (p.u)** | **$B_C$ (p.u)** |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 5 | 0.000000 | 0.15 | 0.000000 |
| 3 | 11 | 0.000000 | 0.15 | 0.000000 |
| 4 | 9 | 0.000000 | 0.15 | 0.000000 |
| 2 | 7 | 0.000000 | 0.15 | 0.000000 |
| 5 | 6 | 0.0001 | 0.001 | 0.00175 |
| 6 | 7 | 0.0001 | 0.001 | 0.00175 |
| 7 | 8 | 0.0001 | 0.001 | 0.00175 |
| 8 | 9 | 0.0001 | 0.001 | 0.00175 |
| 9 | 10 | 0.0001 | 0.001 | 0.00175 |
| 10 | 11 | 0.0001 | 0.001 | 0.00175 |

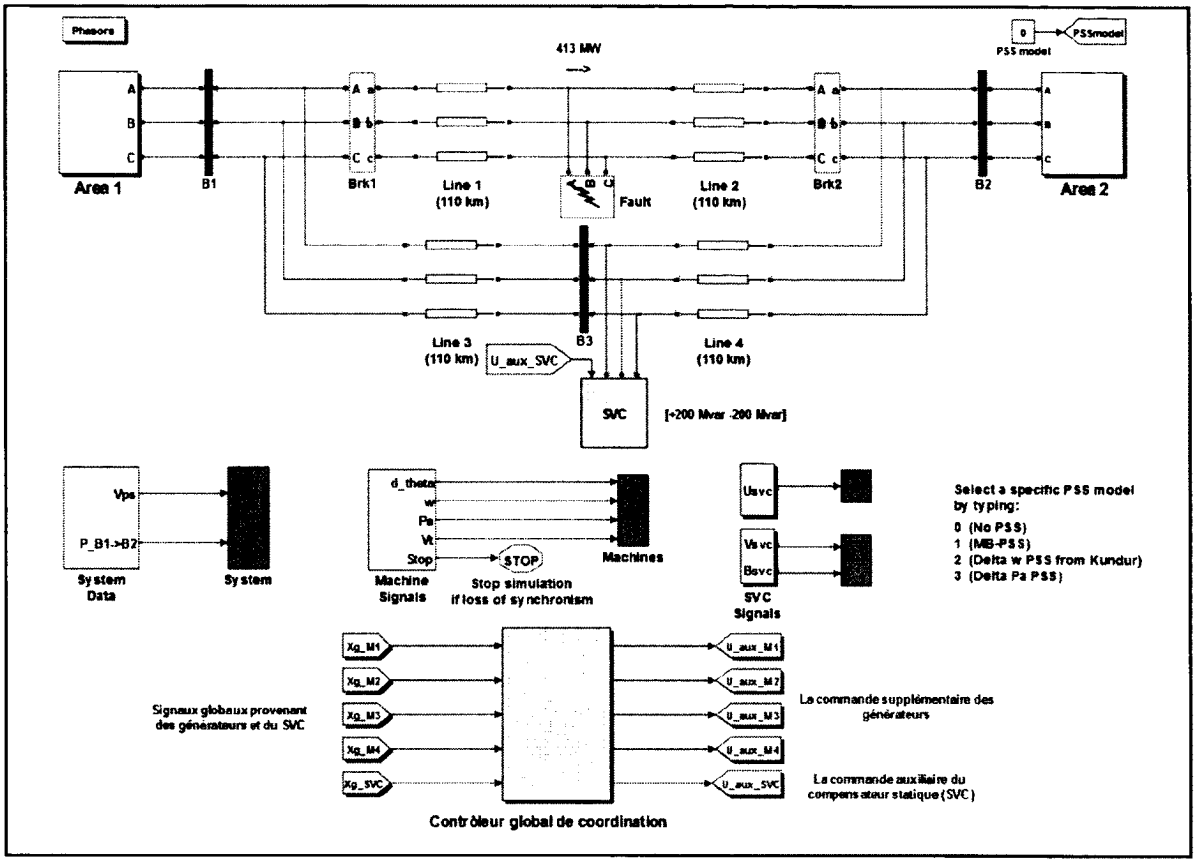



**figure-A II-1 Le modèle Matlab du réseau test de Kundur.**

## ANNEXE III

## PARAMÈTRES DU SYSTÈME NON LINÉAIRE

$$Y_{gg}V_g = \sum_{k=1}^{n}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = 1,\ldots,n$$

$$Y_{gl}V_l = \sum_{k=n+1}^{n+p}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = 1,\ldots,n$$

$$Y_{gr}V_r = \sum_{k=n+p+1}^{m}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = 1,\ldots,n$$

$$Y_{lg}V_g = \sum_{k=1}^{n}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+1,\ldots,n+p$$

$$Y_{ll}V_l = \sum_{k=n+1}^{n+p}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+1,\ldots,n+p$$

$$Y_{lr}V_r = \sum_{k=n+p+1}^{m}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+1,\ldots,n+p$$

$$Y_{rg}V_g = \sum_{k=1}^{n}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+p+1,\ldots,m$$

$$Y_{rl}V_l = \sum_{k=n+1}^{n+p}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+p+1,\ldots,m$$

$$Y_{rr}V_r = \sum_{k=n+p+1}^{m}(G_{ik} + jB_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+p+1,\ldots,m$$

$$\bar{Y}_{gg}V_g = \sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik} + jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = 1,\ldots,n$$

$$\bar{Y}_{gl}V_l = \sum_{k=n+1}^{n+p}(G^r_{ik} + jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = 1,\ldots,n$$

$$\bar{Y}_{lg}V_g = \sum_{k=1}^{n}(G^r_{ik} + jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+1,\ldots,n+p$$

$$\bar{Y}_{ll}V_l = \sum_{k=n+1}^{n+p}(G^r_{ik} + jB^r_{ik})V_k e^{j\theta_k} \qquad i = n+1,\ldots,n+p$$

$$k_1(B_{svc}) = \frac{-G_{ll}}{G_{ll}^2 + (B_{ll} + B_{svc})^2}$$

$$k_2(B_{svc}) = \frac{B_{ll} + B_{svc}}{G_{ll}^2 + (B_{ll} + B_{svc})^2}$$

$$G_{ik}^r(B_{svc}) = k_1(B_{svc})G_{ik}^r - k_2(B_{svc})B_{ik}^r$$

$$B_{ik}^r(B_{svc}) = k_1(B_{svc})B_{ik}^r + k_2(B_{svc})G_{ik}^r$$

$$F_{G+B}(\delta_{ik}) = G_{ik}^r \sin(\delta_{ik}) + B_{ik}^r \cos(\delta_{ik})$$

$$F_{G-B}(\delta_{ik}) = G_{ik}^r \cos(\delta_{ik}) - B_{ik}^r \sin(\delta_{ik})$$

$$F_{G+B}(\delta_{ik}, B_{svc}) = G_{ik}^r(B_{svc})\sin(\delta_{ik}) + B_{ik}^r(B_{svc})\cos(\delta_{ik})$$

$$F_{G-B}(\delta_{ik}, B_{svc}) = G_{ik}^r(B_{svc})\cos(\delta_{ik}) - B_{ik}^r(B_{svc})\sin(\delta_{ik})$$

## BIBLIOGRAPHIE


Abazari, S., J. Mahdavi, H. Mokhtari et A. Emadi. 2003. « Transient stability improvement by using advanced static VAR compensators ». *Electric Power Components and Systems,* vol. 31, n° 4, p. 321-334.

Abdel-Magid, Y. L., M. A. Abido et A. H. Mantaway. 2000. « Robust tuning of power system stabilizers in multimachine power systems ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 15, n° 2, p. 735-40.

Abido, M. A., et Y. L. Abdel-Magid. 2003. « Coordinated design of a PSS and an SVC-based controller to enhance power system stability ». *International Journal of Electrical Power and Energy System,* vol. 25, n° 9, p. 695-704.

Aboul-Ela, M. E., A. A. Sallam, J. D. McCalley et A. A. Fouad. 1996. « Damping controller design for power system oscillations using global signals ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 11, n° 2, p. 767-773.

Akhrif, O., F. A. Okou, L. A. Dessaint et R. Champagne. 1999. « Application of a multivariable feedback linearization scheme for rotor angle stability and voltage regulation of power systems ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 14, n° 2, p. 620-8.

Alevisakis, G., et D. E. Seborg. 1973. « An extension of the Smith predictor method to multivariable linear systems containing time delays ». *International Journal of Control,* vol. 17, n° 3, p. 541-51.

Anderson, P. M., et R. G. Farmer. 1996. *Series Compensations of Power Systems*. Encinitas, California: PBLSH, Inc, 529 p.

Bésanger, Yvon. 2006. *Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance : Habilitation à diriger des recherches de l'Institut National Polytechnique de Grenoble*. Coll. « Rapport technique de l'INPG », UMR 5529 INPG/UJF-CNRS. Grenoble, France: Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble, 65 p.

Bevrani, H., et T. Hiyama. 2007. « Robust coordinated AVR-PSS design using H static output feedback control ». *IEEJ Transactions on Power and Energy,* vol. 127, p. 70-76.

Bourles, H., S. Peres, T. Margotin et M.P. Houry. 1998. « Analysis and design of a robust coordinated AVR/PSS ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 13, n° 2, p. 568-574.


Rapport-Gratuit.com

Bristol, E. 1966. « On a new measure of interaction for multivariable process control ». *IEEE Transactions on Automatic Control,* vol. 11, n° 1, p. 133-134.

Cai, L. J., et I. Erlich. 2005. « Simultaneous coordinated tuning of PSS and FACTS damping controllers in large power systems ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 20, n° 1, p. 294-300.

Chang, Y., et Z. Xu. 2007. « A novel SVC supplementary controller based on wide area signals ». *Electric Power Systems Research,* vol. 77, n° 12, p. 1569-74.

Chaturvedi, D. K., et O. P. Malik. 2005. « Generalized neuron-based adaptive PSS for multimachine environment ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 20, n° 1, p. 358-66.

Chaudhuri, B., R. Majumder et B. C. Pal. 2004. « Wide-area measurement-based stabilizing control of power system considering signal transmission delay ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 19, n° 4, p. 1971-1979.

Chaudhuri, B., et B. C. Pal. 2004. « Robust damping of multiple swing modes employing global stabilizing signals with a TCSC ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 19, n° 1, p. 499-506.

Chen, H., Y. Wang et R. Zhou. 2002. « Transient stability enhancement via coordinated excitation and UPFC control ». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* vol. 24, n° 1, p. 19-29.

Chen, J. Y., T. T. Lie et D. M. Vilathgamuwa. 2004. « Damping of power system oscillations using SSSC in real-time implementation ». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* vol. 26, n° 5, p. 357-364.

Cong, L., Y. Wang et D. J. Hill. 2004. « Co-ordinated control design of generator excitation and SVC for transient stability and voltage regulation enhancement of multi-machine power systems ». *International Journal of Robust and Nonlinear Control,* vol. 14, n° 9-10, p. 789-805.

Cong, L., Y. Wang et D. J. Hill. 2005. « Transient stability and voltage regulation enhancement via coordinated control of generator excitation and SVC ». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* vol. 27, n° 2, p. 121-130.

Dash, S. S., et B. K. Panigrahi. 2003. « Nonlinear control of STATCOM for stabilization of synchronous generator ». *International Journal for Engineering Modelling,* vol. 16, n° 3-4, p. 111-120.

De La Ree, J., V. Centeno, J. S. Thorp et A. G. Phadke. 2010. « Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems ». *IEEE Transactions on Smart Grid,* vol. 1, n° 1, p. 20-27.

Del Rosso, A. D., C. A. Canizares et V. M. Dona. 2003. « A study of TCSC controller design for power system stability improvement ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 18, n° 4, p. 1487-96.

Dobrescu, Manuela. 2003. « Stabilisateur de réseaux électriques à base de logique flou ». Mémoire de maitrise en génie électrique, Montréal, École polytechnique de Montréal, 129 p.

Dotta, D., A.S. e Silva et I.C. Decker. 2009. « Wide-area measurements-based two-level control design considering signal transmission delay ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 24, n° 1, p. 208-16.

Dysko, A., W. E. Leithead et J. O'Reilly. 2010. « Enhanced power system stability by coordinated PSS design ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 25, n° 1, p. 413-22.

Edris, A. A., R. Adapa, M. H. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugyi, J. Lemay, A. S. Mehraban, A. K. Myers, J. Reeve, F. Sener, D. R. Torgerson et R. R. Wood. 1997. « Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS) ». *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 12, n° 4, p. 1848-1853.

Erinmez, I. A. 1986. *Report on Static Var Compensator*. Coll. « Rapport technique de CIGRE », CIGRE Working Group 38-01. Paris, France.

Eskandar Gholipour, Shahraki 2003. « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ». Thèse de doctorat en génie électrique, Nancy, France, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 170 p.

Farsangi, M. M., Y. H. Song et K. Y. Lee. 2004. « Choice of FACTS device control inputs for damping interarea oscillations ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 19, n° 2, p. 1135-1143.

Grondin, R., I. Kamwa, G. Trudel, L. Gerin-Lajoie et J. Taborda. 2003. « Modeling and closed-loop validation of a new PSS concept, the Multi-Band PSS ». In *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (Toronto, 13-17 jul 2003). vol. 3, p. 1804-1809. Toronto, Ont, Canada: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Grondin, Robert. 2006. *Réglages universels du MB-PSS (IEEE PSS4B)*. Coll. « Rapport technique de l'IREQ ». Montréal (QC): IREQ (Institut de Recherche d'Hydro-Québec), 12 p.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Gu, Q., A. Pandey et S. K. Starrett. 2003. « Fuzzy logic control schemes for static VAR compensator to control system damping using global signal ». *Electric Power Systems Research,* vol. 67, n° 2, p. 115-122.

Hammad, A. E. 1985. « Analysis of Power System Stability Enhancement by Static Var Compensators ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. PWRS-1, n° 4, p. 222-227.

Hauth, R. L., T. E. Humann et R. J. Newell. 1978. « Application of a Static Var system to Regulate System Voltage in Western Nebraska. ». *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* vol. PAS-97, n° 5, p. 1955-1964.

Heniche, A., et I. Kamwa. 2002. « Control loops selection to damp inter-area oscillations of electrical networks ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 17, n° 2, p. 378-384.

Heniche, A., et I. Kamwa. 2008. « Assessment of two methods to select wide-area signals for power system damping control ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 23, n° 2, p. 572-81.

Hingorani, N. G. 1988. « High Power Electronics and flexible AC Transmission System ». *Power Engineering Review, IEEE,* vol. 8, n° 7, p. 3-4.

Hingorani, N. G. 1991. « FACTS-flexible AC transmission system ». In *International Conference on AC and DC Power Transmission,* (London, 17-20 sept 1991). p. 1-7. IEE Publication.

Hingorani, N. G. 1993. « Flexible AC transmission ». *IEEE Spectrum,* vol. 30, n° 4, p. 40-45.

Hingorani, N. G., et L. Gyugyi. 1999. *Understanding FACTS: Concepts and Technologie of Flexible AC Transmission Sytems*. NewYork: IEEE Press, 432 p.

Huang, Z., Y. Ni, C. M. Shen, F. F. Wu, S. Cheng et Z. Baolin. 2000. « Application of unified power flow controller in interconnected power systems-modeling, interface, control strategy, and case study ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 15, n° 2, p. 817-24.

Jiang, Q., Z. Y. Zou et Y. J. Cao. 2005. « Wide-area TCSC controller design in consideration of feedback signals' time delays ». In *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (San Francisco, 12-16 juin 2005). vol. 2, p. 1676-1680. San Francisco, CA, United States: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Kamwa, I., L. Gerin-Lajoie et G. Trudel. 1998. « Multi-loop power system stabilizers using wide-area synchronous phasor measurements ». In *Proceedings of the1998 American Control Conference* (21-26 Jun 1998). vol. 5, p. 2963-2967.

Kamwa, I., R. Grondin et Y. Hebert. 2001. « Wide-area measurement based stabilizing control of large power systems - A decentralized/hierarchical approach ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 16, n° 1, p. 136-153.

Kamwa, I., A. Heniche, G. Trudel, M. Dobrescu, R. Grondin et D. Lefebvre. 2005. « Assessing the technical value of FACTS-based wide-area damping control loops ». In *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (San Francisco, 12-16 juin 2005). vol. 2, p. 1734-1743. San Francisco, CA, United States: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., New York, NY, United States.

Kamwa, I., G. Trudel et L. Gerin-Lajoie. 2000. « Robust design and coordination of multiple damping controllers using nonlinear constrained optimization ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 15, n° 3, p. 1084-92.

Klein, M., L. X. Le, G. J. Rogers, S. Farrokhpay et N. J. Balu. 1995. « Hinfinity damping controller design in large power systems ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 10, n° 1, p. 158-166.

Kundur, P., M. Klein, G. J. Rogers et M. S. Zywno. 1989. « Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 4, n° 2, p. 614-26.

Kundur, Prabha. 1994. *Power System Stability and Control.* Coll. « EPRI Power System Engineering ». New York: McGraw-Hill Professional, 1176 p.

Larsen, E. V., J. J. Sanchez-Gasca et J. H. Chow. 1995. « Concepts for design of FACTS controllers to damp power swings ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 10, n° 2, p. 948-956.

Lei, X., E. N. Lerch et D. Povh. 2001. « Optimization and coordination of damping controls for improving system dynamic performance ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 16, n° 3, p. 473-480.

Lerch, E. N., D. Povh et L. Xu. 1991. « Advanced SVC control for damping power system oscillations ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 6, n° 2, p. 524-535.

Liu, J., G. Tang et X. Li. 2006. « Interaction Analysis and Coordination Control between SSSC and SVC ». In *International Conference on Power System Technology.* (22-26 Oct 2006). p. 1-9.

Lu, J., M. H. Nehrir et D. A. Pierre. 2004. « A fuzzy logic-based adaptive damping controller for static VAR compensator ». *Electric Power Systems Research,* vol. 68, n° 2, p. 113-18.

Mahran, A. R., B. W. Hogg et M. L. El-Sayed. 1992. « Co-ordinated control of synchronous generator excitation and static VAR compensator ». *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 7, n° 4, p. 615-622.

Martins, Nelson. 1998. *Impact of the Interaction Among Power System Controls*. Coll. « Rapport technique de CIGRE », CIGRE Task Force 38.02.16. Paris: CIGRE, 16 p.

Messina, A. R., J. Arroyo, N. Evaristo et I. Castillo T. 2003. « Damping of low-frequency interarea oscillations using HVDC modulation and SVC voltage support ». *Electric Power Components and Systems,* vol. 31, n° 4, p. 389-402.

Messina, A. R., O. Begovich, J. H. Lopez et E. N. Reyes. 2004. « Design of multiple FACTS controllers for damping inter-area oscillations: A decentralised control approach ». *International Journal of Electrical Power and Energy System,* vol. 26, n° 1, p. 19-29.

Messina, A. R., O. M. Begovich et M. Nayebzadeh. 1999. « Analytical investigation of the use of static VAR compensators to aid damping of inter-area oscillations ». *International Journal of Electrical Power and Energy System,* vol. 21, n° 3, p. 199-210.

Milanovic, J. V., et A. C. S. Duque. 2004. « Identification of electromechanical modes and placement of PSSs using relative gain array ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 19, n° 1, p. 410-417.

Mohagheghi, S., G. K. Venayagamoorthy et R. G. Harley. 2007. « Optimal wide area controller and state predictor for a power system ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 22, n° 2, p. 693-705.

Mohan, R., et R. K. Varma. 2002. *Thyristor-Based FACTS Controllers For Electrical Transmission Systems*. Coll. « Wiley-IEEE Press ». New York: IEEE Press Series On Power Engineering, 492 p.

Nguyen, T. T., et R. Gianto. 2007. « Optimisation-based control coordination of PSSs and FACTS devices for optimal oscillations damping in multi-machine power system ». *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 1, n° 4, p. 564-573.

Ni, H., G. T. Heydt et L. Mili. 2002. « Power system stability agents using robust wide area control ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 17, n° 4, p. 1123-1131.

Noroozian, M., et G. Andersson. 1995. « Damping of inter-area and local modes by use of controllable components ». *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 10, n° 4, p. 2007-2012.

Okou, F. A., L. A. Dessaint et O. Akhrif. 2005a. « Power Systems Stability Enhancement Using a Wide-Area Signals Based Hierarchical Controller ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 20, n° 3, p. 1465-1477.

Okou, F. A., L. A. Dessaint et O. Akhrif. 2005b. « A robust adaptive voltage and speed regulator for multimachine power systems ». *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering,* vol. 30, n° 1, p. 29-38.

Passelergue, Jean-Christophe. 1998. « Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques ». Doctorat en génie électrique, Grenoble, France, Institut national polytechnique de Grenoble, 193 p.

Peiris, H. J. C., U. D. Annakkage et N. C. Pahalawaththa. 1999. « Generation of fuzzy rules to develop fuzzy logic modulation controllers for damping of power system oscillations ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 14, n° 4, p. 1440-1445.

Peng, R., R. K. Varma et J. Jin. 2006. « New static Var compensator (SVC) based damping control using remote generator speed signal ». *International Journal of Energy Technology and Policy,* vol. 4, n° 3-4, p. 255-73.

Phadke, A. G. 1993. « Synchronized phasor measurements in power systems ». *IEEE Computer Applications in Power,* vol. 6, n° 2, p. 10-15.

Pourbeik, P., et M. J. Gibbard. 1998. « Simultaneous coordination of power system stabilizers and FACTS device stabilizers in a multimachine power system for enhancing dynamic performance ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 13, n° 2, p. 473-479.

Qi, J., Q. Jiang, G. Wang et Y. J. Cao. 2009. « Wide-area time-delay robust damping control for power system ». *European Transactions on Electrical Power,* vol. 19, n° 7, p. 899-910.

Qiao, W., G. K. Venayagamoorthy et R. G. Harley. 2008. « Optimal wide-area monitoring and nonlinear adaptive coordinating neurocontrol of a power system with wind power integration and multiple FACTS devices ». *Neural Networks,* vol. 21, n° 2-3, p. 466-475.

Rahim, A., et S. Nassimi. 1996. « Synchronous generator damping enhancement through coordinated control of exciter and SVC ». *IEE Generation, Transmission and Distribution,* vol. 143, n° 2, p. 211-218.

Rao, P. Shrikant, et Indraneel Sen. 1998. « QFT-based robust SVC controller for improving the dynamic stability of power systems ». *Electric Power Systems Research,* vol. 46, n° 3, p. 213-219.

Ray, S., et G. K. Venayagamoorthy. 2008a. « Real-time implementation of a measurement-based adaptive wide-area control system considering communication delays ». *IET Generation, Transmission and Distribution,* vol. 2, n° 1, p. 62-70.

Ray, S., et G. K. Venayagamoorthy. 2008b. « Wide-area signal-based optimal neurocontroller for a UPFC ». *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 23, n° 3, p. 1597-1605.

Rogers, G. 1999. *Power System Oscillations*. Coll. « Kluwer's Power Electronics and Power Systems Series ». Springer, 327 p.

Ruan, Y., et J. Wang. 2005. « The coordinated control of SVC and excitation of generators in power systems with nonlinear loads ». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* vol. 27, n° 8, p. 550-555.

Sauer, P. W., et M. A. Pai. 1998. *Power system dynamics and stability*. Pentice Hall, 357 p.

Skogestad, S., et M. Morari. 1987. « Implications Of Large RGA Elements On Control Performance ». *Industrial and Engineering Chemistry Research,* vol. 26, n° 11, p. 2323-2330.

Soeprijanto, A., N. Yorino et H. Sasaki. 2001. « Design of robust coordinated SVC supplementary controllers ». *Electric Power Systems Research,* vol. 58, n° 3, p. 141-148.

Sybille, Gilbert. 2008. *Matlab : SimPowerSystems*, version. 7.6 (R2008a). Logiciel. Montréal (QC): MathWorks.

Urdaneta, A. J., N. J. Bacalao, B. Feijoo, L. Flores et R. Diaz. 1991. « Tuning of power system stabilizers using optimization techniques ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 6, n° 1, p. 127-134.

Varma, R. K., R. P. Gupta et S. Auddy. 2007. « Damping of inter-area oscillation in power systems by Static Var Compensator (SVC) using PMU-acquired remote bus voltage angles ». *International Journal of Emerging Electric Power Systems,* vol. 8, n° 4, p. 1-24.

Venayagamoorthy, G. K., et S. R. Jetti. 2008. « Dual-Function Neuron-Based External Controller for a Static Var Compensator ». *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 23, n° 2, p. 997-1006.

Wang, Y., Y. L. Tan et G. Guo. 2000. « Robust nonlinear coordinated generator excitation and SVC control for power systems ». *International Journal of Electrical Power and Energy System,* vol. 22, n° 3, p. 187-195.

Wu, H., K. S. Tsakalis et G. T. Heydt. 2004. « Evaluation of time delay effects to wide-area power system stabilizer design ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 19, n° 4, p. 1935-1941.

Xie, X., Y. Xin, J. Xiao, J. Wu et H. Han. 2006. « WAMS applications in Chinese power systems ». *Power and Energy Magazine, IEEE,* vol. 4, n° 1, p. 54-63.

Yong, C. 2006. « Design of HVDC and SVC coordinate damping controller based on wide area signal ». *International Journal of Emerging Electric Power Systems,* vol. 7, n° 4, p. 1-21.

You, R., H. J. Eghbali et M. H. Nehrir. 2003. « An online adaptive neuro-fuzzy power system stabilizer for multimachine systems ». *IEEE Transactions on Power Systems,,* vol. 18, n° 1, p. 128-135.

You, R., M. H. Nehrir et D. A. Pierre. 2007. « Controller design for SVC and TCSC to enhance damping of power system oscillations ». *Electric Power Components and Systems,* vol. 35, n° 8, p. 871-884.

Yu, X., M. Khammash et V. Vittal. 2001. « Robust design of a damping controller for Static Var Compensators in power systems ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 16, n° 3, p. 456-62.

Yuan, Y., G. Li, L. Cheng, Y. Sun, J. Zhang et P. Wang. 2010. « A phase compensator for SVC supplementary control to eliminate time delay by wide area signal input ». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* vol. 32, n° 3, p. 163-169.

Zabaiou, T., L. A. Dessaint, F. A. Okou et R. Grondin. 2008a. « Wide-area measurements based coordination of SVCs and synchronous generators ». In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE* (Pittsburgh, 20-24 jul 2008). p. 1-8. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Zabaiou, T., F. Okou, L.-A. Dessaint et O. Akhrif. 2008b. « Time-delay compensation of a wide-area measurements based hierarchical voltage and speed regulator ». *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering,* vol. 33, n° 2, p. 77-85.

Zabaiou, Tarik. 2005. « Compensation des délais de communication d'une commande globale de réseaux électriques ». Mémoire de maîtrise en génie de la production automatisée, Montréal, École de technologie supérieure, 123 p.

Zhang, J., et Y. Sun. 2005. « Effect of delayed input on oscillation damping using wide area power system stabilizer ». In *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society*

*Transmission and Distribution Conference*. vol. 2005, p. 1-4. Dalian, China: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Zhang, Y., et A. Bose. 2008. « Design of wide-area damping controllers for interarea oscillations ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 23, n° 3, p. 1136-1143.

Zhang, Y., G. P. Chen, O. P. Malik et G. S. Hope. 1993. « An artificial neural network based adaptive power system stabilizer ». *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 8, n° 1, p. 71-77.

Zhu, C., M. Khammash, V. Vittal et Q. Wenzheng. 2003. « Robust power system stabilizer design using Hinfini loop shaping approach ». *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 18, n° 2, p. 810-818.