

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

## UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES  
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



# MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité :

Réseaux Electriques

## THÈME

**Enhancing Inter-Area Oscillations Damping with Wide-Area  
PSSs: Input Signal Selection and the Impact of Local PSS**

Préparé par : Melle BOUCHENAF A IMANE  
Melle KIAIDA FATIMA

Devant le Jury :

| <i>Nom et prénoms</i> | <i>Grade</i> |  | <i>Qualité</i>     |
|-----------------------|--------------|--|--------------------|
| <i>K. NEGADI</i>      | <i>Prof</i>  |  | <i>Président</i>   |
| <i>T. ALLAOUI</i>     | <i>Prof</i>  |  | <i>Examineur 1</i> |
| <i>A. BOUAZZA</i>     | <i>Prof</i>  |  | <i>Examineur 2</i> |
| <i>A. BERKANI</i>     | <i>MCA</i>   |  | <i>Invité</i>      |
| <i>M. BENASLA</i>     | <i>MCB</i>   |  | <i>Encadreur</i>   |

PROMOTION 2023 /2024

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

## UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES  
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



# MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité :

Réseaux Electriques

## THÈME

**Amélioration de l'amortissement des oscillations interzones  
avec des PSS à large zone : Sélection du signal d'entrée et  
l'impact du PSS local**

*Préparé par : Melle BOUCHENAFI IMANE  
Melle KIAIDA FATIMA*

Devant le Jury :

| <i>Nom et prénoms</i> | <i>Grade</i> |  | <i>Qualité</i>     |
|-----------------------|--------------|--|--------------------|
| <i>K. NEGADI</i>      | <i>Prof</i>  |  | <i>Président</i>   |
| <i>T. ALLAOUI</i>     | <i>Prof</i>  |  | <i>Examineur 1</i> |
| <i>A. BOUAZZA</i>     | <i>Prof</i>  |  | <i>Examineur 2</i> |
| <i>A. BERKANI</i>     | <i>MCA</i>   |  | <i>Invité</i>      |
| <i>M. BENASLA</i>     | <i>MCB</i>   |  | <i>Encadreur</i>   |

PROMOTION 2023 /2024

**ملخص:** تلعب المثبتات الكهربائية على نطاق واسع (WAPSS) دورًا حيويًا في تحسين تخميد التذبذبات بين المناطق في أنظمة الطاقة. تعمل هذه الأجهزة عادةً بالتزامن مع المثبتات المحلية التقليدية (CPSS). ومع ذلك، فإن اختيار إشارات الإدخال الأكثر فعالية لـ WAPSS في ظل ظروف التشغيل المتنوعة يمثل تحديًا متعدد الأوجه، مع تداعيات محتملة تنشأ عن وجود CPSS. يهدف هذا البحث لرسالة الماجستير إلى تحقيق هدفين رئيسيين. الأول هو تحديد إشارات الإدخال لـ WAPSS التي تحسن بشكل فعال تخميد التذبذبات بين المناطق في ظل ظروف تشغيل متنوعة لنظام الطاقة. والثاني هو دراسة تأثير CPSS على أداء إشارات الإدخال المختارة. تشمل منهجية البحث عمليات محاكاة وتحليلات شاملة لتحديد أفضل تركيبات إشارات الإدخال لـ WAPSS. بالإضافة إلى ذلك، سيتم إجراء دراسة مقارنة لتحديد تأثير إدماج CPSS على فعالية الإشارات المختارة. تسعى هذه الدراسة إلى تقديم رؤى قيمة من خلال تسليط الضوء على عملية اختيار إشارات الإدخال لـ WAPSS. علاوة على ذلك، توفر فهماً شاملاً للتفاعل الديناميكي بين CPSS وإشارات الإدخال المختارة، مما يعزز قاعدة المعرفة في تحسين استقرار أنظمة الطاقة. مع استمرار تكيف أنظمة الطاقة لتلبية ظروف التشغيل المتنوعة، من المتوقع أن تكون نتائج هذا البحث ذات صلة عملية لصناعة الطاقة ومشغلي الشبكات.

**الكلمات المفتاحية:** استقرار النظام الكهربائي، التذبذبات ذات التردد المنخفض، التخميد، مثبت استقرار النظام الكهربائي التقليدي، مثبت استقرار النظام الكهربائي واسع النطاق.

**Résumé :** Les stabilisateurs de système électrique à large zone (WAPSS) jouent un rôle crucial dans l'amélioration de l'amortissement des oscillations interzones dans les systèmes électriques. Ces dispositifs fonctionnent généralement en tandem avec des PSS locaux (PSS conventionnels : CPSS). Cependant, la sélection des signaux d'entrée les plus efficaces pour les WAPSS dans des conditions de fonctionnement variées constitue un défi complexe, avec des implications potentielles découlant de la présence des CPSS. Ce mémoire de Master a deux objectifs principaux. Le premier est d'identifier les signaux d'entrée pour les WAPSS qui améliorent le plus efficacement l'amortissement des oscillations interzones dans diverses conditions de fonctionnement du système électrique. Le second est d'examiner l'influence des CPSS sur la performance des signaux d'entrée sélectionnés. La méthodologie de recherche implique des simulations et analyses approfondies pour identifier les meilleures combinaisons de signaux d'entrée pour les WAPSS. De plus, une étude comparative sera menée pour déterminer les effets de l'incorporation des CPSS sur l'efficacité des signaux choisis. Cette étude vise à fournir des informations précieuses en éclairant le processus de sélection des signaux d'entrée pour les WAPSS. En outre, elle offre une compréhension complète de l'interaction dynamique entre les CPSS et les signaux d'entrée sélectionnés, enrichissant la base de connaissances sur l'amélioration de la stabilité des systèmes électriques. Alors que les systèmes électriques s'adaptent continuellement pour répondre à des conditions de fonctionnement diverses, les conclusions de cette recherche devraient avoir une pertinence pratique pour l'industrie électrique et les opérateurs de réseau.

**Les mots clés :** Stabilité de système électrique, Les oscillation à basse fréquence, L'amortissement, CPSS, WAPSS.

**Abstract:** Wide-Area Power System Stabilizers (WAPSS) play a pivotal role in enhancing inter-area oscillations damping in power systems. These devices typically operate in tandem with local PSSs (Conventional PSS: CPSS). However, the selection of the most effective input signals for WAPSS across diverse operating conditions presents a multifaceted challenge, with potential implications arising from the presence of CPSS. This Master's thesis has two primary objectives. First, it aims to identify the input signals for WAPSS that most effectively enhance inter-area oscillations damping under diverse power system operating conditions. Second, it investigates the influence of CPSS on the performance of the selected input signals. The research methodology involves extensive simulations and analysis to identify the best input signal combinations for WAPSS. Additionally, a comparative study will be conducted to determine the effects of incorporating CPSS on the effectiveness of the chosen signals. This study seeks to provide valuable insights by shedding light on the selection of input signals for WAPSS. Furthermore, it offers a comprehensive understanding of the dynamic interaction between CPSSs and the selected input signals, enriching the knowledge base in power system stability enhancement. As power systems continually adapt to meet diverse operational conditions, the findings of this research are expected to have practical relevance for the power industry and grid operators.

**Keywords :** Power system stability, Low frequency oscilation, damping, CPSS, WAPSS.

## Remerciements

À l'issue de cette fin d'étude, nous adressons nos sincères remerciements en premier lieu à « Allah » tout puissant qui nous a donné la santé et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

À notre estimé mentor, **Dr. BENASLA MOKHTAR**, nous avons une dette de gratitude inestimable. Son dévouement indéfectible, ses connaissances exceptionnelles, son soutien indéfectible et son expertise inégalée ont été les forces motrices derrière la construction de ce projet de recherche. Avec la plus grande admiration, nous reconnaissons ses commentaires perspicaces et ses conseils inestimables qui nous ont guidés sur la voie du succès. Travailler sous sa supervision a été un privilège, nous permettant de bénéficier de sa richesse d'expérience et de sa sagesse profonde.

Nous remercions sincèrement monsieur **K. NEGADI** d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.

Nos vifs remerciements vont également à monsieur **T. ALLAQUI** et monsieur **A. BOUAZZA** pour avoir accepté d'examiner notre travail et d'être membres du jury de soutenance.

À monsieur **A. BERKANI**, nous voudrions vous exprimer notre profonde gratitude pour avoir accepté d'être membre invité et d'évaluer notre travail.

Nous exprimons également notre gratitude à tous nos enseignants du Département de Génie Électrique, dont les enseignements et le soutien ont été précieux.

Nous n'oublions pas de remercier toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin dans notre projet de fin d'étude.

Les discussions, les remarques et les commentaires de nos collègues ont été une source d'idées et ont contribué au développement et à l'amélioration de cette étude.

Nous souhaitons aussi remercier nos familles, et tout particulièrement nos parents, pour leur soutien inconditionnel tout au long de nos années d'études, ainsi que nos amis pour leur soutien moral.

## Dédicace

*Nous DÉDIIONS CE PROJET :*

*A nos chers parents,*

*A nos chères mamans,*

*Qui n'ont jamais cessé, de prier pour nous et de nous  
soutenir*

*Afin que nous puisse atteindre nos objectifs.*

*A nos chères sœurs*

*A nos chers frères*

*Pour leur soutien moral et leurs précieux conseils tout au  
long de notre études*

*Comprendre et sympathie avec nos.*

*A tous les membres de nos familles*

*A tous nos amis Hanadi, Khadija, Sara et Bouchra*

*Et tous ceux qui nous aiment*

*A tous les enseignants et les travailleurs de département*

*D'électrotechnique qui nous a Beaucoup aidés au cours  
de nos années*

*D'études.*

*À la promotion*

*Master Réseaux électriques 2024.*

## **Acronymes**

LFO (Low Frequency Oscillations : Les oscillations à basse fréquence)

AVR (Automatic Voltage Regulator : Régulateur de tension)

PSS (Power System Stabilizer : stabilisateur de système électrique)

CPSS (Conventionnel Power System Stabilizer : stabilisateurs conventionnels de système électrique)

WAPSS (Wide Area Power System Stabilizer : Stabilisateur de Système de Puissance à Large Zone)

WAMS (Wide-Area Measurement System : Systèmes de Mesure à Large Zone)

PMU (Phasor Measurement Units : Unités de Mesure de Phase)

GPS (Global Positioning System : Système de Positionnement Global)

WECC (Western Electricity Coordinating Council)

DTA (Damping Torque Analyse : Analyse du couple d'amortissement)

FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System : Système de transmission flexible en courant alternatif)

HVDC (High Voltage Direct Current : Courant Continu à Haute Tension)

PDC (Phasor Data Concentrator : Concentrateur de Données de Phasor).

# Table des matières

Introduction générale

### **Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques**

|   |    |
|---|----|
| I.1- Introduction .....   | 3  |
| I.2- Fondement théorique des oscillations à basse fréquence .....   | 3  |
| I.2.1- Oscillation à basse fréquence (LFO : Low Frequency Oscillations).....  | 3  |
| I.2.2- Raisons conduisant aux LFO.....  | 3  |
| I.2.3- Mécanisme de LFO dans le système électrique.....   | 4  |
| I.2.4- Classification des oscillations à basse fréquence dans les réseaux électriques .....                                   | 5  |
| A. Mode d'oscillation local.....  | 5  |
| B. Mode d'oscillation interzone.....  | 5  |
| I.2.5- Découverte des LFOs par simulation dans un système électromécanique fondamental ..                                     | 5  |
| A. Mode d'oscillation local.....  | 6  |
| B. Mode d'oscillation interzone.....  | 8  |
| I.2.6- Incidents d'instabilité majeurs causés par des problèmes d'oscillation.....  | 10 |
| I.3- Méthodes Linéarisées pour l'Analyse et le Contrôle de l'Amortissement des Oscillations dans les réseaux électriques..... | 11 |
| I.4- Modèle linéaire du système électrique .....  | 13 |
| I.4.1- Introduction .....   | 13 |
| I.4.2- Valeurs propres.....   | 13 |
| I.4.3- Analyse modale. ....   | 16 |
| I.4.3.1- Vecteurs propres .....   | 16 |
| I.4.3.2- Facteur de participation. ....   | 17 |
| I.4.3.3- Résidus.....   | 18 |
| I.5- Conclusion .....   | 19 |
| <b>Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)</b>   |    |
| II.1- Introduction .....  | 20 |
| II.2- Les stabilisateurs conventionnels de système électrique (CPSS).....   | 20 |
| II.2.1- Le concept de base d'un PSS et sa structure.....  | 20 |



|   |    |
|---|----|
| II.2.2- Objectif de conception du stabilisateur de système électrique.....  | 22 |
| II.3- Les méthodes de conception des PSSs .....   | 23 |
| II.3.1- Choix de Signaux d'Entrée Efficaces .....   | 23 |
| II.3.2- Détermination des Paramètres du PSS .....   | 23 |
| II.3.2.1- Méthode de compensation de phase.....   | 24 |
| II.3.2.2- Méthode de placement des pôles (PP : Pole-Placement).....   | 24 |
| II.3.2.3- Méthode du résidu.....  | 25 |
| II.4- Emplacement optimal des PSSs .....  | 26 |
| II.5- Analyse des limitations des CPSS .....  | 27 |
| II.6- Application .....   | 28 |
| II.7- Conclusion.....   | 30 |
| <b>Chapitre III</b>   |    |
| III.1. Introduction .....   | 31 |
| III.2. Systèmes de Mesure à Large Zone (WAMS : Wide Area Measurement Systems).....                                      | 31 |
| III.3. Stabilisateur de Système de Puissance à Large Zone (WAPSS).....  | 32 |
| III.3.1. Structure de WAPSS .....   | 32 |
| III.4. Les techniques de sélection des signaux d'entrée optimaux.....   | 34 |
| III.5- Application.....   | 35 |
| III.5.1- Application au système de la Nouvelle-Angleterre (New-England system) .....                                    | 36 |
| III.6- Optimisation de la Sélection des Signaux d'Entrée et Compréhension des Interactions<br>avec les PSS Locaux. .... | 40 |
| III.6.1- Application au système Kundur.....   | 41 |
| III.6.2- Application au système New-England.....  | 46 |
| III.7. Conclusion.....  | 47 |
| Conclusion générale   |    |

# Listes des figures

**Listes des figures**

**Chapitre I**

Fig. 1.1 Un système typique à deux zones ..... 6

Fig. 1.2 Réactions de la vitesse du rotor du générateur aux perturbations survenues dans la zone 1 ..... 7

Fig. 1.3 Réactions de la vitesse du rotor du générateur aux perturbations survenues dans la zone 2 ..... 8

Fig. 1.4 Oscillations de la vitesse du rotor du générateur dominé par le mode inter-zones..... 9

Fig. 1.5 Réponses des vitesses de rotation du rotor des générateurs au défaut triphasé ..... 10

Fig. 1.6 Puissance active sur la ligne d'interconnexion après le défaut triphasé..... 10

Fig. 1.7 Analyse par lieu des pôles de la stabilité d'un système. .... 15

Fig. 1.8 L'ensemble système-contrôleur en boucle fermée .....19

**Chapitre II**

Fig.2.1. Structure générale d'un système d'excitation statique avec son AVR et PSS. .... 21

Fig.2.2. Modèle d'un PSS conventionnel..... 21

Fig.2.3. Objectif de conception du stabilisateur de système électrique. .... 22

Fig.2.4 L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée. .... 24

Fig.2.5 Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé..... 25

Fig.2.6- schéma fonctionnel du PSS ..... 28

Fig.2.7- Simulation d'un défaut triphasé avec et sans PSSs dans G2..... 29

Fig.2.8- Simulation d'un défaut triphasé avec PSS sur chaque générateur ..... 30

**Chapitre III**

Fig. 3.1. WAMS basé sur PMU et GPS..... 32

Fig. 3.2. La structure générale du contrôle d'amortissement à grande échelle..... 33

Fig. 3.3. Structure de contrôle à deux niveaux .....33

Fig.3.4. Simulation d'un défaut triphasé avec et sans signal à distance ..... 36

Fig.3.5. Système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre ..... 37

Fig. 3.6. Valeurs propres du système de la Nouvelle-Angleterre sans PSSs..... 37

Fig. 3.7. Schéma-bloc du PSS ..... 38

Fig. 3.8. Valeurs propres du système New England avec PSSs ..... 38

Fig. 3.9. Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans PSS 38

Fig.3.10 Schéma-bloc du WADC at G4 avec dw14 input..... 39

---

|   |    |
|---|----|
| Fig. 3.11 Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans WADC, dw14 at G4. .... | 39 |
| Fig.3.12. Schéma-bloc du WADC at G4 avec dw15 input.....  | 39 |
| Fig.3.13 Schéma-bloc du WADC at G5 avec dw15 input.....   | 40 |
| Fig. 3.14. Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans WADC, dw15 en G4..... | 40 |
| Fig. 3.15. Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans WADC, dw15 en G5..... | 40 |
| Fig. 3.16. Variation de l'amplitude du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G2 .....                      | 42 |
| Fig. 3.17. Variation de l'amplitude du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G1 .....                      | 42 |
| Fig. 3.18. Variation de l'amplitude du résidu pour w13 et w23 en G1, PSS at G2.....                             | 43 |
| Fig. 3.19. Variation de l'amplitude du résidu pour w13 et w23 en G2, PSS at G2.....                             | 43 |
| Fig. 3.20. Variation de l'argument du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G2 .....                       | 43 |
| Fig. 3.21. Variation de l'argument du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G1 .....                       | 44 |
| Fig. 3.22. Variation de l'argument du résidu pour w13 en G2 et w23 en G2, PSS at G2 .....                       | 44 |
| Fig. 3.23. Variation de l'argument du résidu pour w13 en G1 et w23 en G1, PSS at G2 .....                       | 44 |
| Fig. 3.24. Variation de l'argument du résidu pour w13, PSS at G2 .....  | 45 |
| Fig. 3.25. Variation de l'amplitude du résidu pour w13, PSS at G2 .....   | 45 |
| Fig.3.26. Variation de l'amplitude du résidu pour w13, PSS at G1 .....  | 45 |
| Fig.3.26. Variation de l'amplitude du résidu pour w13, PSS at G1 .....  | 46 |
| Fig. 3.28. Variation de l'argument du résidu pour différents signaux choisies .....                             | 47 |
| Fig. 3.29. Variation de l'amplitude du résidu pour différents signaux choisi .....                              | 47 |

**Listes des tableaux**

**Chapitre II**

|   |    |
|---|----|
| Tableau II.1 : L'efficacité du PSS dans l'amortissement des modes locaux et inter areas.....      | 27 |
| Tableau II.2 : Modes d'oscillation du système sans PSS.....                                       | 28 |
| Tableau II.3 : L'amortissement du mode d'oscillation avec PSS.....                                | 28 |
| Tableau II.4 : Observabilité, Contrôlabilité et Résidu de trois modes d'oscillation sans PSS..... | 29 |

**Chapitre III**

|  |    |
|--|----|
| Tableau III.1 : Indices d'observabilité du mode interzones avec PSS local en G2.....                               | 35 |
| Tableau III.2 : Etendue et Ecart-type de différents signaux choisis pour la magnitude et l'argument du résidu..... | 46 |

Tableau III.3 : Etendue et Ecart-type de différents signaux choisis pour la magnitude et l'argument du résidu.....47

# Introduction Générale

### Introduction générale

Depuis une vingtaine d'années, les réseaux électriques sont confrontés à des défis croissants en raison de la libéralisation du marché de l'électricité, de la demande accrue et des exigences de qualité. La stabilité des réseaux est devenue une priorité majeure pour garantir un fonctionnement fiable et optimal, tant pour les gestionnaires de réseau que pour les consommateurs. Les oscillations à basse fréquence (LFO : Low Frequency Oscillations), un phénomène inhérent aux systèmes électriques, posent un risque sérieux pour cette stabilité [1].

Les LFO se manifestent par un déséquilibre entre les couples électromagnétiques et mécaniques des générateurs synchrones suite à une perturbation. Ces oscillations peuvent être classées en oscillations locales et interzones. Les oscillations locales impliquent un ou plusieurs générateurs locaux par rapport à un grand réseau électrique, tandis que les oscillations interzones concernent des sous-réseaux faiblement connectés oscillant les uns contre les autres [2,3].

Pour atténuer ces oscillations, les stabilisateurs de puissance (PSS : Power System Stabilizer) sont utilisés. Les PSS conventionnels (CPSS) sont conçus pour améliorer l'amortissement des oscillations en injectant des signaux de stabilisation via les régulateurs de tension des systèmes d'excitation (AVR : Automatic Voltage Regulator). Bien que efficaces pour les modes locaux, leur performance dans l'amortissement des oscillations interzones est limitée en raison de leur dépendance aux signaux d'entrée locaux [1,4].

Les stabilisateurs de système électrique à large zone (WAPSS : Wide-Area PSS) ont été développés pour surmonter ces limitations. Utilisant des signaux distants fournis par les systèmes de mesure à large zone (WAMS : Wide-Area Measurement System), basés sur des unités de mesure de phase (PMU : Phasor Measurement Units), les WAPSS permettent de mieux contrôler et observer les modes interzones. La sélection du signal d'entrée optimal est cruciale pour maximiser l'amortissement des oscillations interzones [5]. Cependant, l'utilisation simultanée des CPSS et WAPSS peut engendrer des interactions complexes entre ces contrôleurs, nécessitant une analyse approfondie pour minimiser les effets négatifs potentiels.

Les objectifs principaux de ce mémoire sont de développer une méthodologie pour identifier les signaux d'entrée optimaux pour les WAPSS, garantissant un amortissement efficace des oscillations interzones, et d'examiner l'impact des CPSS sur l'efficacité des WAPSS lorsqu'ils sont utilisés en parallèle. Cette recherche vise à fournir des solutions robustes pour la gestion de la stabilité des systèmes électriques complexes, en tenant compte des interactions dynamiques entre les stabilisateurs locaux et à large zone.

Ci-dessous, nous décrivons le plan du mémoire :

➤ Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

Les systèmes électriques, complexes et interconnectés, sont sujets à un phénomène majeur : les oscillations à basse fréquence (LFO). Ce chapitre plonge dans les fondements théoriques des LFO, explore leur origine, leur mécanisme et leur classification, et utilise des simulations pour illustrer ces concepts dans un contexte concret. Il aborde également les méthodes linéarisées pour l'analyse et le contrôle de l'amortissement des oscillations dans les réseaux électriques.

### ➤ Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

Ce chapitre se consacre à l'étude des stabilisateurs conventionnels de système électrique, connus sous l'acronyme CPSS. Il analyse leur structure, leur fonctionnement interne et leurs méthodologies de conception. Les avantages et limitations des CPSS dans l'amortissement des oscillations du système électrique sont examinés à travers des simulations sur un système simplifié.

### ➤ Chapitre III : WAPSS et Optimisation des Signaux d'Entrée

Ce chapitre se consacre à l'analyse approfondie des stabilisateurs de système électrique à large zone (WAPSS). Il explore leur structure, leurs méthodologies de conception et les techniques de sélection des signaux d'entrée optimaux. Des études de simulation sur les systèmes électriques de Kundur et de New England fournissent des preuves de l'efficacité des WAPSS. Ce chapitre présente également une étude comparative de l'influence des CPSS sur la performance des WAPSS, visant à comprendre l'interaction dynamique entre ces deux types de stabilisateurs.



# Chapitre I :

# Oscillations dans les Systèmes Électriques

## I.1- Introduction

Les systèmes électriques, complexes et interconnectés, sont sujets à un phénomène majeur : les oscillations à basse fréquence (LFO). Dans ce premier chapitre, nous plongeons dans les fondements théoriques de ces oscillations, éclairant leur impact et leurs mécanismes au sein des réseaux électriques. Nous commençons par explorer les LFO, leur origine et leur mécanisme, en mettant en évidence les raisons qui les sous-tendent. Nous analysons ensuite leur classification, en distinguant les modes d'oscillation locaux et interzones, soulignant ainsi leur diversité et leur complexité. Pour enrichir notre compréhension, nous illustrons ces concepts à travers des simulations appliquées à un système électromécanique fondamental, nous permettant ainsi de découvrir les LFO dans un contexte concret. Enfin, nous abordons les méthodes linéarisées pour l'analyse et le contrôle de l'amortissement des oscillations dans les réseaux électriques, jetant ainsi les bases pour les explorations approfondies qui suivront dans ce mémoire.

## I.2- Fondement théorique des oscillations à basse fréquence

### I.2.1- Oscillation à basse fréquence (LFO : Low Frequency Oscillations)

La capacité des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester synchronisées après avoir été soumises à une perturbation légère est connue sous le nom de stabilité aux petits signaux, qui constitue une sous-classe du problème d'instabilité lié à l'angle rotorique. Cette stabilité dépend de la capacité à maintenir un équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique de chaque machine synchrone connectée au réseau électrique. Le changement du couple électromagnétique d'une machine synchrone suite à une perturbation peut être résolu en deux composantes - (i) une composante de couple de synchronisation en phase avec la déviation de l'angle du rotor et (ii) une composante de couple d'amortissement en phase avec la déviation de la vitesse. Le manque de couple de synchronisation suffisant entraîne une instabilité "apériodique" ou non oscillatoire, tandis que le manque de couple d'amortissement résulte en des oscillations de basse fréquence [6].

### I.2.2- Raisons conduisant aux LFO

Le problème des oscillations à basse fréquence dans les réseaux électriques peut être causé par divers facteurs. Voici quelques-unes des principales causes conduisant à ce problème :

- **Structure en chaîne du système de transmission :**

La structure en chaîne du système de transmission, où plusieurs composants sont interconnectés de manière linéaire, peut favoriser le développement d'oscillations à basse fréquence. Cette configuration peut entraîner des réponses dynamiques spécifiques qui conduisent à des oscillations.

# Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

---

- **Connexions faibles ou lignes de transmission longues :**

Les oscillations à basse fréquence peuvent être induites par des liaisons faibles ou des lignes de transmission longues au sein d'un réseau électrique. Les fluctuations de puissance qui résultent de ces faiblesses dans les liaisons ou de la longueur importante des lignes de transmission peuvent entraîner des oscillations à basse fréquence, affectant la stabilité globale du réseau électrique.

- **Interactions de différents dispositifs de contrôle :**

Les interactions entre différents dispositifs de contrôle, tels que les régulateurs de tension et les systèmes d'excitation des générateurs, peuvent jouer un rôle dans la génération d'oscillations à basse fréquence, notamment un gain important dans le régulateur automatique de tension (AVR) associé à une faible constante de temps. Lorsque le gain de l'AVR est élevé et que la constante de temps est basse, le système peut réagir de manière excessive aux variations de tension, créant ainsi des oscillations indésirables [6].

## I.2.3- Mécanisme de LFO dans le système électrique

Selon les publications existantes, la théorie de l'amortissement négatif, le mécanisme de résonance et la théorie non linéaire ont été proposés pour expliquer les mécanismes des LFO :

- **La Théorie de l'Amortissement Négatif :** La théorie de l'amortissement négatif propose une explication basée sur la théorie linéaire. Selon cette approche, les régulations du système d'excitation des générateurs peuvent générer un amortissement négatif supplémentaire. Cela signifie que le système peut compenser l'amortissement positif naturel des générateurs, entraînant ainsi un coefficient d'amortissement total proche de zéro, voire négatif. En conditions défavorables, cette absence d'amortissement effectif peut amplifier progressivement les oscillations à basse fréquence, provoquant des déphasages des générateurs en cas de perturbation du système.
- **Le Mécanisme de résonance :** Le mécanisme de résonance explique que des oscillations à basse fréquence peuvent se produire lorsque la fréquence de perturbation de la puissance motrice primaire se rapproche de la fréquence naturelle du système électrique. Même en présence d'un amortissement adéquat, cette synchronisation des fréquences peut induire des oscillations. Le système résonne avec les perturbations, amplifiant ainsi les variations de puissance. Ce mécanisme est particulièrement pertinent dans les situations où la fréquence des perturbations coïncide avec les caractéristiques intrinsèques du système.
- **La Théorie non linéaire :** La théorie non linéaire postule que la structure stable du système électrique peut engendrer des oscillations non linéaires et irrégulières lorsque les paramètres et les perturbations se situent dans une plage spécifique. Contrairement à la théorie linéaire, la non-linéarité peut produire des réponses imprévisibles et complexes. Cependant, en raison de limitations liées aux outils mathématiques actuels, cette théorie est encore au stade de la recherche théorique [6].

## **Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques**

---

Il convient de noter que le principe des LFO dans ce mémoire est basé sur la théorie de l'amortissement négatif.

### **I.2.4- Classification des oscillations à basse fréquence dans les réseaux électriques**

Selon les résultats largement acceptés, la classification des LFO est divisée en deux formes : l'une est le mode d'oscillation local ; l'autre est le mode d'oscillation interzone.

#### **A. Mode d'oscillation local**

Le mode d'oscillation local implique des oscillations entre un générateur unique ou un groupe de générateurs et le reste des générateurs dans la zone locale. Ces oscillations peuvent être influencées par les caractéristiques locales du système, y compris les charges, les générateurs et les dispositifs de contrôle à l'intérieur de cette zone particulière. En général, la fréquence d'oscillation de ce mode se situe dans la plage de 1 à 2,5 Hz [7].

#### **B. Mode d'oscillation interzone**

Les oscillations de ce mode impliquent l'interaction entre différentes zones géographiques ou régions du réseau électrique interconnecté. Les variations de puissance et les conditions de charge entre ces zones peuvent entraîner des oscillations à basse fréquence qui se propagent à travers les interconnexions entre les systèmes. Le mode d'oscillation interzone représente une partie des générateurs oscillant par rapport à l'autre partie des générateurs dans les systèmes à grande échelle. En raison de l'inertie plus importante de l'équivalent du générateur dans différentes zones, la fréquence d'oscillation de ce mode est plus faible que celle du mode local, avec une plage de fréquences d'environ 0,1 à 1 Hz. Comparé au mode local, le mode interzone présente certaines caractéristiques particulières : la durée est plus longue, l'impact est plus lent et plus étendu, la valeur d'amortissement est plus petite, et il est plus difficile à contrôler [7].

### **I.2.5- Découverte des LFOs par simulation dans un système électromécanique fondamental**

Pour étudier la nature physique des oscillations de puissance électromécaniques à basse fréquence dans le domaine temporel, un modèle d'un système électrique typique à deux zones illustrées sur la Fig.1.1 est utilisé. Ce système à deux zones a été élaboré par Ontario Hydro pour un rapport de recherche commandé par la Canadian Electrical Association [8, 9]. Il a été conçu pour présenter les différents types d'oscillations qui se produisent dans un système interconnecté [8, 9]. Le système (également connu sous le nom de système de Kundur) se compose de deux régions entièrement symétriques reliées par deux lignes de transmission de 230 kV. Chaque générateur est équipé d'un exciteur statique (gain élevé : 200) et d'un régulateur de turbine à vapeur (gouverneur). La charge est représentée par des impédances constantes et le système nominal fonctionne avec la région 1 exportant 413 MW vers la région 2. Bien qu'il s'agisse d'un petit réseau, il imite de très près le comportement de systèmes typiques

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

en fonctionnement réel [10]. Les données du système et les détails peuvent être trouvés dans [10].

Ce modèle simple montre les oscillations électromécaniques inhérentes au système à deux zones. Il existe trois modes d'oscillations électromécaniques possibles dans ce système. Il y a deux modes locaux, l'un dans lequel le générateur 1 oscille par rapport au générateur 2, et un autre dans lequel le générateur 3 oscille par rapport au générateur 4. De plus, il y a également un mode interzone, dans lequel les générateurs de la zone 1 oscillent par rapport aux générateurs de la zone 2. Dans cette section, des simulations non linéaires seront utilisées pour donner un aperçu de la nature de ces différents types d'oscillations électromécaniques. Dans ces simulations non linéaires, les différents modes d'oscillation sont initiés en utilisant une gamme de perturbations différentes [6].

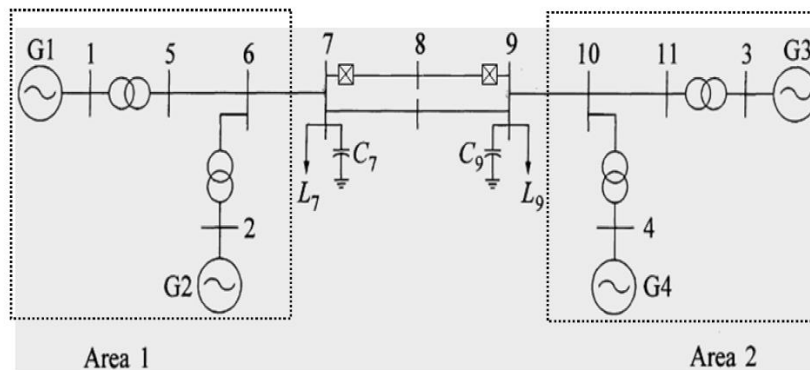
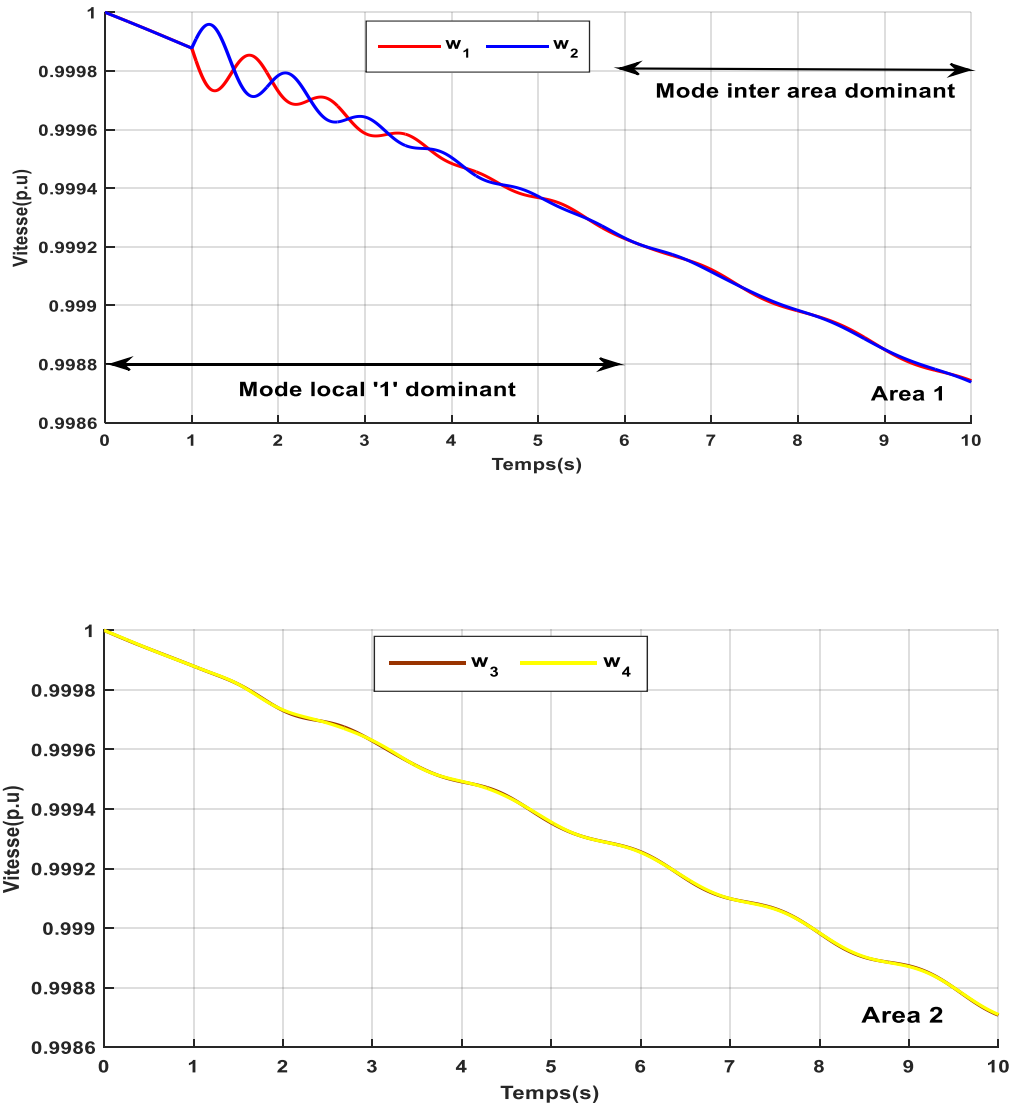


Fig. 1.1 Un système typique à deux zones

### A. Mode d'oscillation local

Pour étudier la nature du mode local dans la Zone 1, des variations du couple mécanique des générateurs de cette zone ont été simulées. Afin d'investiguer correctement le comportement du mode local dans la Zone 1, il est important de minimiser l'excitation du mode interzone pendant ces simulations. Pour atteindre cet objectif, des variations égales et opposées du couple mécanique des deux générateurs dans la Zone 1 ont été simulées simultanément. Par exemple, une variation de  $-0,01$  p.u. du couple mécanique du générateur 1 est simulée, puis une variation correspondante de  $0,01$  p.u. est effectuée dans le couple mécanique du générateur 2. La réponse des générateurs, en termes de vitesse, à cette paire de petites perturbations dans la Zone 1 est présentée dans la Figure 1.2 [6].



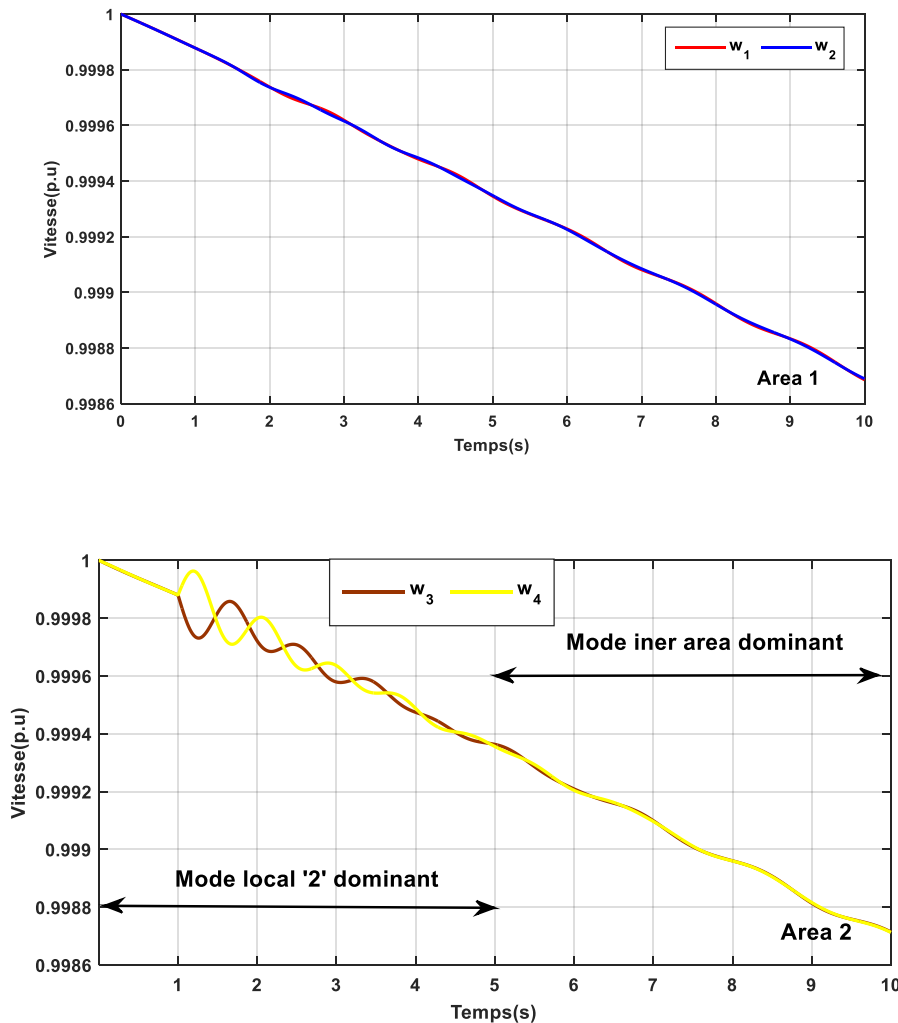
**Fig. 1.2 Réactions de la vitesse du rotor du générateur aux perturbations survenues dans la zone 1**

Dans la Zone 1, les changements de vitesse de rotation des rotors des générateurs 1 et 2 étaient en opposition de phase, c'est-à-dire que le générateur 1 oscillait par rapport au générateur 2 dans le mode local. Ce mode local a dominé l'oscillation pendant environ 6 secondes, moment auquel les générateurs ont commencé à osciller ensemble dans le mode interzone. Les générateurs de la Zone 2 ont connu des oscillations d'amplitude plus faible que celles observées dans la Zone 1. Ces oscillations étaient en phase les unes avec les autres et étaient entraînées par le mode interzone, le mode local dans la Zone 2 n'a pas été observé ici. Ces résultats de simulation montrent que la fréquence du mode d'oscillation local dans la Zone 1 est d'environ 1 Hz [6].

La même méthode utilisée pour exciter le mode local dans la Zone 1 est utilisée pour exciter le mode local dans la Zone 2. Une variation égale et opposée du couple mécanique des générateurs dans la Zone 2 a été simulée. La variation du couple mécanique du générateur 3 était de -0,01 p.u. et la variation du couple mécanique du générateur 4 était de 0,01 p.u. Les réponses de la

# Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

vitesse de rotation du rotor des générateurs aux petites perturbations survenues dans la Zone 2 sont présentées dans la Figure 1.3 [6].



**Fig. 1.3 Réactions de la vitesse du rotor du générateur aux perturbations survenues dans la zone 2**

Pour une petite perturbation dans la Zone 2, le générateur 3 a immédiatement commencé à osciller par rapport au générateur 4 ; ce mode local a dominé la réponse pendant environ 5 secondes, après quoi le mode oscillatoire interzone a commencé à dominer. Les générateurs dans la Zone 1 étaient entraînés par le mode interzone et se déplaçaient ensemble avec des oscillations d'amplitude beaucoup plus faible que celles observées dans la Zone 2. La fréquence du mode local dans la Zone 2 était d'environ 1 Hz [6].

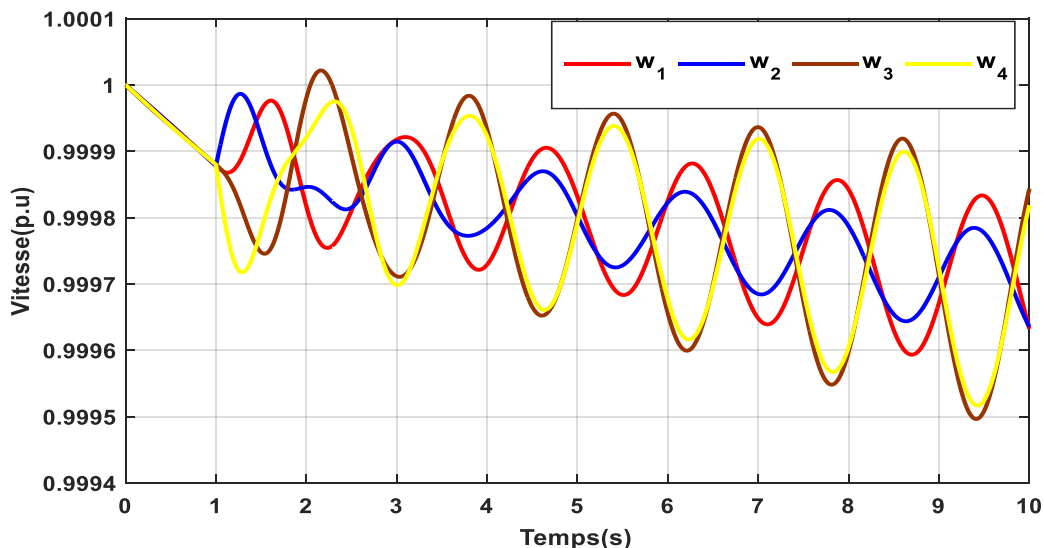
## B. Mode d'oscillation interzone

Le mode interzone peut être directement provoqué en modifiant le couple mécanique d'un générateur dans chacune des différentes zones. Dans ce cas, le couple mécanique du générateur 2 a été augmenté de 0,01 p.u., tandis que le couple mécanique du générateur 4 a été réduit de

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

0,01 p.u. Les réponses de la vitesse de rotation du rotor des générateurs à ces petites perturbations sont présentées dans la Figure 1.4 [6].

Comme le montre la Figure 1.4, le mode interzone a dominé la réponse des vitesses de rotation du rotor des générateurs à ces perturbations. Les générateurs de la Zone 1 ont commencé à osciller par rapport aux générateurs de la Zone 2 immédiatement après les perturbations, et les amplitudes des changements de vitesse des générateurs dans la Zone 2 étaient plus grandes que celles des générateurs dans la Zone 1. Initialement, les oscillations dans la Zone 1 étaient fortement influencées par le mode local. Cela est évident car, pendant les 2.5 premières secondes, les générateurs de la Zone 1 ont oscillé les uns par rapport aux autres tous en se déplaçant également ensemble dans le mode interzone. La fréquence du mode interzone était d'environ 0,5 Hz. Le mode interzone n'était pas amorti par un contrôle externe, et l'amplitude de l'oscillation interzone a été observée en augmentation [6].



**Fig. 1.4 Oscillations de la vitesse du rotor du générateur dominé par le mode inter-zones**

Pour examiner plus avant les caractéristiques des oscillations interzones, un défaut de court-circuit triphasé a été simulé sur le bus 8, le point médian des lignes d'interconnexion reliant les deux zones. Un court-circuit représente une perturbation beaucoup plus importante pour le système que les petits changements de puissance mécanique simulés dans les sections précédentes, offrant ainsi une meilleure compréhension du comportement des modes d'oscillations. Le défaut a été appliqué à 1 s et a été éliminé à 1,1 s. La réponse de la vitesse de rotation du rotor de chaque générateur à la perturbation est présentée dans la Figure 1.5, et le transfert de puissance active sur les lignes d'interconnexion est montré dans la Figure 1.6. Comme on peut le voir sur les Figures 1.5 et 1.6, après que le système se soit rétabli du défaut transitoire, les générateurs de la Zone 1 ont commencé à osciller par rapport aux générateurs de la Zone 2 dans le mode interzone autour du nouveau point d'équilibre du système. Le mode interzone était clairement visible dans les réponses de la vitesse de rotation du rotor des générateurs et dans le flux de puissance active sur la ligne d'interconnexion [6].



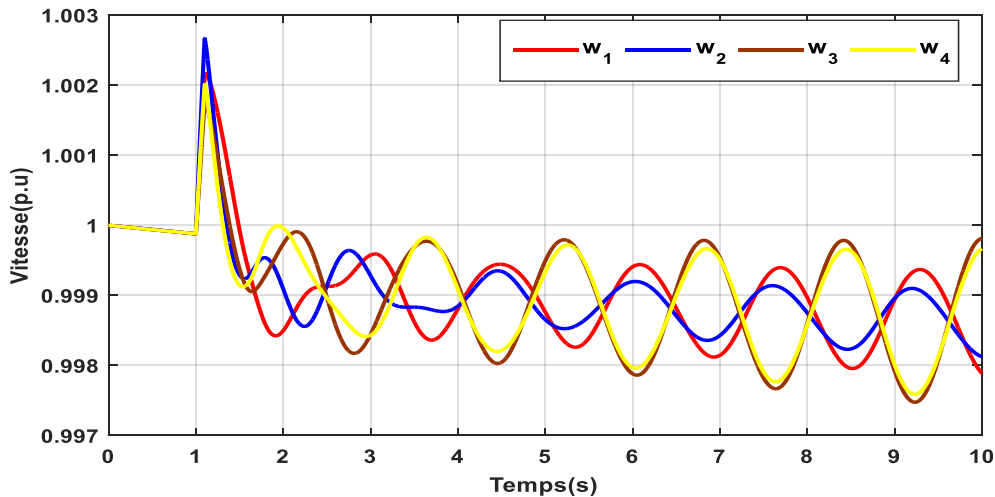


Fig. 1.5 Réponses des vitesses de rotation du rotor des générateurs au défaut triphasé

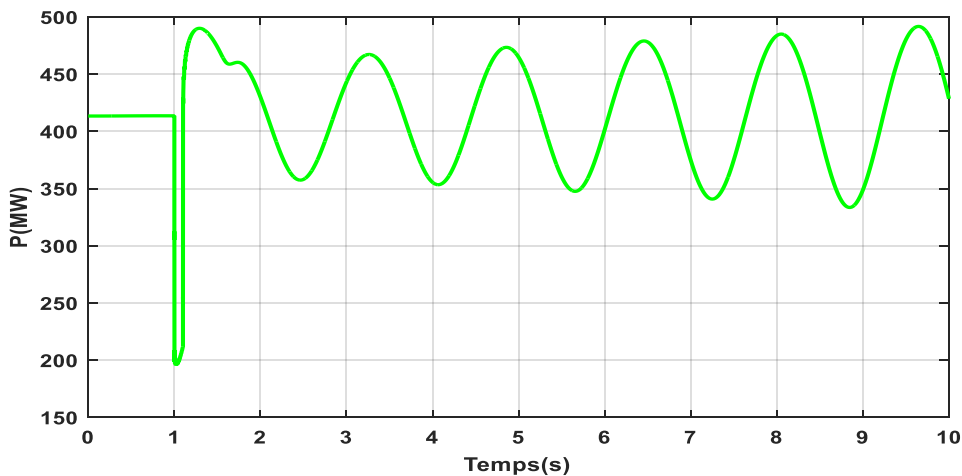


Fig. 1.6 Puissance active sur la ligne d'interconnexion après le défaut triphasé

### I.2.6- Incidents d'instabilité majeurs causés par des problèmes d'oscillation

L'examen des archives révèle des incidents notables d'instabilité provoqués par LFOs qui ont eu des conséquences majeures sur les réseaux électriques interconnectés, certains pouvant même avoir conduit à des blackouts. Ces événements, souvent associés à des oscillations interzones, mettent en évidence les défis complexes auxquels sont confrontés les gestionnaires de réseaux électriques. En analysant ces incidents passés, des leçons précieuses peuvent être tirées pour renforcer la résilience et la stabilité des réseaux électriques [6].

Les oscillations LF ont été observées pour la première fois dans le réseau électrique nord-américain en octobre 1964 lors d'une interconnexion d'essai du Northwest Power Pool et du Southwest Power Pool. L'oscillation de puissance s'est produite sur la ligne d'interconnexion et avait une fréquence de 0,1 Hz [3].

Depuis lors, de nombreux incidents d'oscillations du système de puissance ont été signalés dans les réseaux de transmission d'énergie électrique du monde entier. Ces incidents et

## **Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques**

enseignements tirés sont résumés ci-dessous pour donner une compréhension du problème sous-jacent [11].

- Royaume-Uni (1980), fréquence d'oscillation d'environ 0,5 Hz ;
- Taïwan (1984, 1989, 1990, 1991, 1992), fréquence d'oscillation autour de 0,78–1,05 Hz;
- Ouest des États-Unis/Canada, séparation du système (1996), fréquence d'oscillation autour de 0,224 Hz ;
- Scandinavie (1997), fréquence d'oscillation d'environ 0,5 Hz ;
- Chine (2003), blackout le 6 mars, fréquence d'oscillation d'environ 0,4 Hz ;
- États-Unis (2003), blackout le 14 août, fréquence d'oscillation d'environ 0,17 Hz ;
- Italie (2003), blackout le 28 septembre, fréquence d'oscillation d'environ 0,55 Hz.
- Le système européen ENTSO-E (2016), oscillation inter-zone non amortie à 0,15 Hz.
- Le système européen ENTSO-E (2017), oscillation inter-zone non amortie à 0,29 Hz.
- Le système européen ENTSO-E (2019), oscillation inter-zone non amortie à 0,15 Hz.

La plupart de ces incidents ont impliqué une fréquence d'oscillation dans la plage de 0,1 à 0,7 Hz (c'est-à-dire le mode interzone), qui est considérée comme la plus grave, car elle peut entraîner un blackout global.

Le blackout de 1996 dans la région WECC (Western Electricity Coordinating Council) a été un incident majeur caractérisé par la séparation du système électrique. La fréquence d'oscillation associée était d'environ 0,224 Hz. Cet événement a souligné les défis et les conséquences graves liés aux oscillations dans les réseaux électriques, mettant en évidence la nécessité d'une gestion proactive et de dispositifs de contrôle avancés pour prévenir de tels incidents à l'avenir [6].

La longue histoire des oscillations interzones dans le système WECC et d'autres systèmes interconnectés identifie clairement un amortissement insuffisant comme le principal facteur conduisant à la séparation du système. La quantité d'amortissement et la fréquence d'oscillation varient en fonction des conditions de fonctionnement du système. La plage de fonctionnement d'un système électrique est généralement très étendue, ce qui nécessite une stratégie de contrôle de l'amortissement des oscillations efficace sur l'ensemble de cette plage. Il est nécessaire de disposer de techniques de modélisation et d'analyse complètes de tous les composants qui peuvent interagir pour produire des oscillations [6].

### **I.3- Méthodes Linéarisées pour l'Analyse et le Contrôle de l'Amortissement des Oscillations dans les réseaux électriques**

L'étude des oscillations dans les réseaux électriques vise à investiguer les phénomènes et à développer des mesures préventives contre l'apparition du problème. L'objectif est de comprendre pourquoi les oscillations se produisent et de recommander comment elles peuvent être efficacement supprimées. Il existe deux principales catégories de méthodes linéarisées (méthodes en petit signal) pour l'analyse et le contrôle de l'amortissement des oscillations du système de puissance : l'analyse du couple d'amortissement et l'analyse modale [3].

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

---

La technique de l'analyse du couple d'amortissement (DTA) a été bien expliquée dans [12] pour un système de puissance à une seule machine et bus infini afin d'étudier l'effet du contrôle d'excitation sur la stabilité angulaire en petit signal du système électrique. La proposition de la DTA est basée sur le modèle linéarisé de Heffron-Phillips du système de puissance à une seule machine et bus infini. Elle est utilisée pour examiner la contribution du couple électrique provenant d'une source particulière dans le système de puissance à la soi-disant boucle d'oscillation électromécanique d'un générateur, qui est en fait l'équation d'oscillation linéarisée du mouvement du rotor du générateur. Le couple électrique est décomposé en deux composantes, le couple synchronisant et le couple d'amortissement. Le couple synchronisant est en phase avec la déviation de l'angle du rotor et le couple d'amortissement est en phase avec la déviation de la vitesse du rotor du générateur. Le couple synchronisant est la force qui maintient le générateur en synchronisme avec le reste du système de puissance. Le manque de couple d'amortissement ou la contribution de couple d'amortissement négatif peuvent entraîner un amortissement insuffisant des oscillations du système de puissance, voire une instabilité du système électrique [3].

La DTA repose sur le concept physique du couple électrique et la théorie de contrôle classique avec la description du système dans le domaine de la fréquence et de Laplace. Elle est facile à comprendre et simple à appliquer. Souvent, des conclusions analytiques peuvent être obtenues sous certaines hypothèses raisonnables. En particulier, plus tard, une méthode efficace, la méthode de compensation de phase, pour la conception d'un stabilisateur de système de puissance (PSS) a été développée sur la base de la DTA, ce qui a fait de la DTA une méthode largement acceptée pour l'analyse et le contrôle de l'amortissement des oscillations du système de puissance. Depuis les années 1970, des efforts considérables ont été déployés pour étendre la DTA à l'application dans des systèmes de puissance multi-machines généraux [3].

L'analyse modale (MA) est basée sur la théorie de contrôle modale, une branche spéciale de la théorie de contrôle moderne. Elle repose sur la représentation de l'espace d'état d'un système de puissance, c'est-à-dire le modèle d'espace d'état ABCD. Les applications de l'analyse modale dans l'étude des oscillations du système de puissance comprennent les éléments suivants :

- Calcul des valeurs propres et des vecteurs propres associés de la matrice d'état du système ;
- Calcul de l'indice de contrôlabilité, de l'indice d'observabilité et le résidu.

La MA est une méthode basée sur les résultats du calcul numérique. Elle peut indiquer si un système électrique est stable dans des conditions de fonctionnement données. Cependant, il est difficile de l'utiliser pour tirer des conclusions générales en effectuant une solution propre numérique. Par conséquent, dans de nombreuses occasions, des efforts doivent être déployés pour établir les liens entre les résultats de calculs numériques de la MA et les explications physiques afin de comprendre et d'expliquer les résultats du calcul numérique [3].

## I.4- Modèle linéaire du système électrique

### I.4.1- Introduction

Un système électrique, en règle générale non linéaire, peut être linéarisé autour de son point d'équilibre, permettant ainsi l'application de méthodes d'analyse linéaire standard. L'aspect linéaire du comportement est extrêmement utile pour analyser les oscillations du système. Avec un modèle linéaire, l'utilisation des méthodes puissantes d'analyse modale devient possible, facilitant la caractérisation précise et rapide des oscillations. De plus, les modèles linéaires permettent la conception de contrôles efficaces pour amortir les oscillations du système [7].

L'aspect linéaire du comportement est extrêmement utile pour analyser les oscillations du système. Avec un modèle linéaire, l'utilisation des méthodes puissantes d'analyse modale devient possible, facilitant la caractérisation précise et rapide des oscillations. De plus, les modèles linéaires permettent la conception de contrôles efficaces pour amortir les oscillations du système. La détermination précise de la fréquence des oscillations électromécaniques et de l'amortissement associé peut être obtenue en analysant les valeurs propres [1].

### I.4.2- Valeurs propres.

La caractérisation de la stabilité du système peut se faire à partir de la matrice dynamique A et de ses valeurs propres. Un système linéaire défini par le modèle d'état suivant :

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (I.1)$$

Avec la matrice d'état A :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (I.2)$$

En appliquant la transformation de Laplace à ces équations, nous obtenons l'ensemble d'équations suivant dans le domaine fréquentiel complexe :[1]

$$s\Delta x = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \quad (I.3)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s)$$

La solution explicite de cet ensemble d'équations est donnée comme suit :

$$\Delta y(s) = C(sI - A)^{-1} B\Delta u(s) + D\Delta u(s) \quad (I.4)$$

Où : I est la matrice d'identité.

Ainsi, la réponse dynamique du système est déterminée par l'équation caractéristique de la matrice d'état A définie par :

$$\det(\lambda * I - A) = 0 \quad (I.5)$$

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

Les valeurs  $\lambda$  qui résolvent l'équation mentionnée sont désignées comme les valeurs propres du système. Chaque valeur propre détermine le mouvement du système associé à une fréquence caractéristique.[1]

Une valeur propre (un mode) est caractérisée par une fréquence d'oscillation et un amortissement. Elle est représentée généralement par le nombre complexe suivant :

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (\text{I.6})$$

Cette équation est équivalente à la relation qui définit les valeurs propres d'un système du deuxième ordre par suite :

$$\lambda = -\omega_n \xi \pm j\omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (\text{I.7})$$

Où :  $\sigma$  est la partie réelle de la valeur propre (abscisse de convergence).

$\omega$  est la pulsation propre d'oscillation (rad/s).

$\omega_n$  est la pulsation naturelle d'oscillation (rad/s).

$\xi$  est le facteur d'amortissement d'oscillation.

L'analyse des valeurs propres permet d'obtenir tout d'abord la fréquence d'oscillation et le facteur d'amortissement.[1]

La fréquence naturelle d'oscillation est donnée par la relation suivante :

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (\text{I.8})$$

Le facteur d'amortissement détermine la décroissance de l'amplitude d'oscillation. Il est donné par :

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (\text{I.9})$$

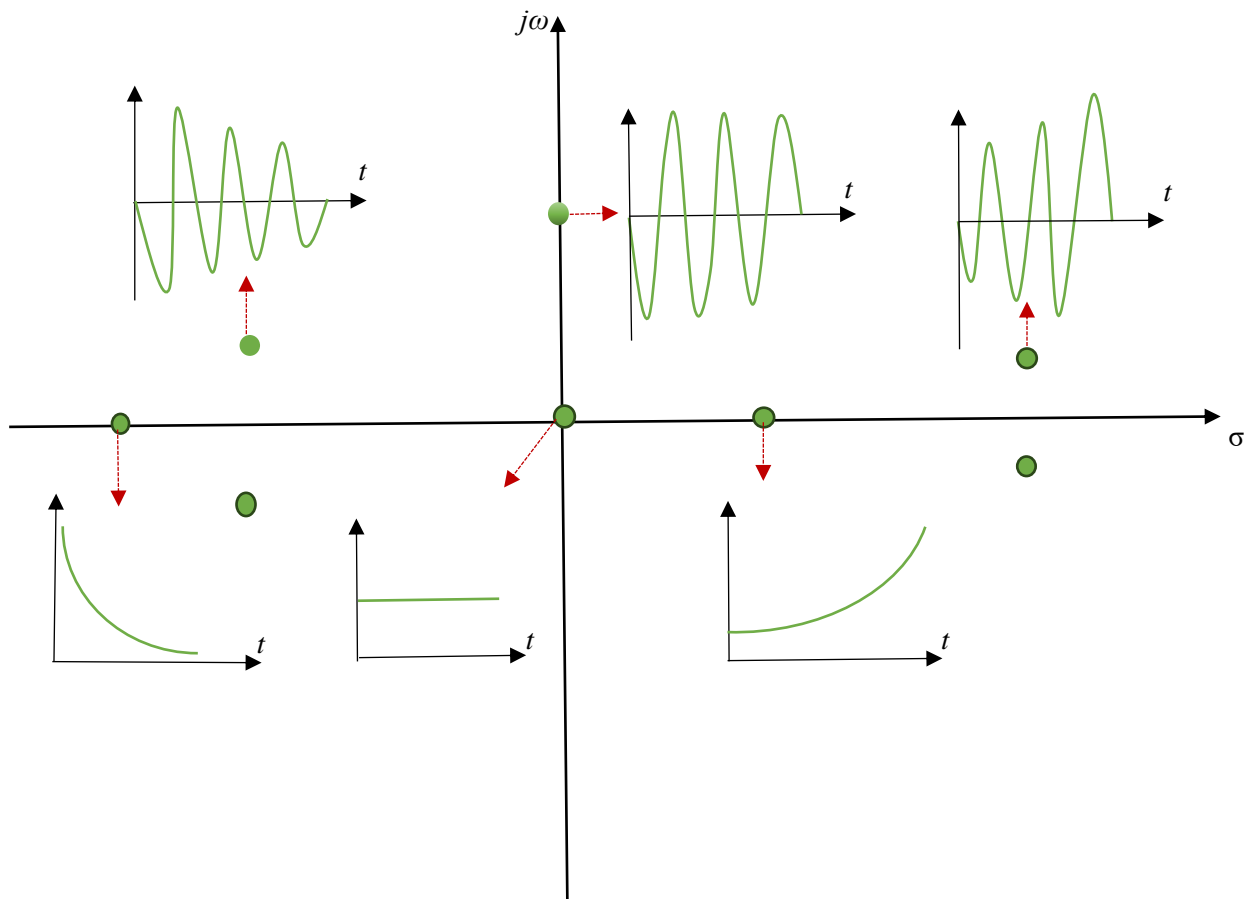
Dans un modèle linéaire, la résolution des équations linéaires du système décrit l'évolution exponentielle de la perturbation au fil du temps. Par conséquent, cette solution peut être exprimée comme une combinaison de fonctions exponentielles  $e^{\lambda_i t}$  qui représentent les caractéristiques temporelles liées à chaque valeur propre  $\lambda_i$ . Les constantes de temps  $\tau = 1 / |\sigma_i|$  généralement déterminent l'amortissement global du système [1].

La signification physique des signaux associés aux fonctions de la forme  $e^{\lambda_i t}$  est simple. Elle est démontrée par la figure 1.7 qui illustre graphiquement, dans le plan complexe, l'évolution temporelle de ces signaux en fonction de la position du point représentant  $\lambda_i$ .

- Une valeur propre réel est associée à un mode non-oscillatoire. Lorsque la valeur propre réel est négative, les exponentielles présentes dans la réponse temporelle sont des fonctions décroissantes du temps. La vitesse de décroissance est liée à la constante de temps d'amortissement. Une valeur plus élevée de l'abscisse de convergence  $\sigma$  est associée à une constante de temps plus courte, ce qui se traduit par un amortissement plus rapide.

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

- Cependant, lorsque la valeur propre réelle est positive, le mode exhibe une instabilité aperiodique.
- D'autre part, les valeurs propres complexes, formant des paires conjuguées, sont associées à des modes oscillatoires. Un mode oscillatoire peut être divergent, c'est-à-dire instable, si la partie réelle de la valeur propre est positive. En revanche, il est amorti, c'est-à-dire stable, lorsque la partie réelle est négative.
- Cette analyse démontre la possibilité de déterminer la nature (stable ou instable) d'un système linéaire en inspectant la position des pôles de sa fonction de transfert dans le plan complexe. De plus, la connaissance de la position des pôles peut fournir des informations sur le comportement du système lors de régimes transitoires courants, tels que la réponse à une impulsion ou à un échelon... [1].



**Fig. 1.7 Analyse par lieu des pôles de la stabilité d'un système.**

Les modes instables ou insuffisamment amortis peuvent jouer un rôle prédominant : leurs contributions influencent ainsi la forme de la réponse temporelle globale du système.

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

Dans le contexte des réseaux électriques, il est impératif que tous les modes du système soient stables, c'est-à-dire situés du côté gauche du plan complexe [1].

### I.4.3- Analyse modale.

Comme évoqué précédemment, les valeurs propres du système déterminent les caractéristiques dynamiques telles que les fréquences et les facteurs d'amortissement, ainsi que l'état de stabilité du système. En découlant, l'analyse des vecteurs propres peut également fournir des informations cruciales.

Lorsqu'une instabilité ou un mode insuffisamment amorti émerge dans un système de puissance, il devient particulièrement intéressant d'examiner les aspects suivants :

- Les variables d'état associées aux modes prédominants.
- Les composants du système qui peuvent efficacement agir pour le stabiliser.
- Les groupes de générateurs cohérents présentant des oscillations mutuelles.
- Les signaux les plus efficaces à appliquer aux contrôleurs.
- Les paramètres des contrôleurs permettant d'assurer un amortissement optimal.

L'analyse modale qui sera exposée par la suite se focalise sur les vecteurs propres, les facteurs de participation et les résidus [1].

#### I.4.3.1- Vecteurs propres

Les vecteurs propres, qu'ils soient associés à la droite ou à la gauche, de la matrice d'état du système peuvent être déterminés à l'aide des équations suivantes :

$$A\varphi_i = \lambda_i\varphi_i \quad (\text{I.10})$$

$$\psi_i A = \lambda_i\psi_i \quad (\text{I.11})$$

Où :  $\lambda_i$  est une  $i^{\text{ème}}$  valeur propre (toutes les valeurs propres étant supposées distinctes).

$\varphi_i$  est le  $i^{\text{ème}}$  vecteur propre à droite associé à  $\lambda_i$ .

$\psi_i$  est le  $i^{\text{ème}}$  vecteur propre à gauche associé à  $\lambda_i$ .

Pour une matrice d'état de taille  $n \times n$ , le vecteur propre du côté droit est un vecteur colonne de dimension  $n \times 1$ , tandis que le vecteur propre du côté gauche est un vecteur ligne de dimension  $1 \times n$ . Les deux vecteurs sont définis de la manière suivante :

$$\varphi = \begin{bmatrix} \varphi_{1i} \\ \varphi_{2i} \\ \vdots \\ \varphi_{ni} \end{bmatrix} \quad ; \quad \psi_i = [\psi_{1i} \ \psi_{2i} \ \dots \ \psi_{ni}] \quad (\text{I.12})$$

## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

Le vecteur propre à droite  $\varphi_i$ , montre l'influence relative de chaque variable d'état dans un mode excité donné. Ainsi, pour un vecteur propre à droite complexe, l'amplitude relative des éléments du vecteur indique le degré de participation des variables d'état au mode considéré. Quant à la phase des éléments du vecteur, elle donne le déphasage des variables d'état dans le mode donné.

En ce qui concerne le vecteur propre du côté gauche,  $\psi_i$ , il spécifie l'ensemble des variables d'état qui participent proportionnellement à la composition du  $i^{\text{ème}}$  mode. Il donne également des informations sur la contribution de chaque variable d'état à l'évolution du mode considéré.

Dans le plan complexe, le graphique qui représente les composantes d'un vecteur propre droit,  $\varphi_i$ , en relation avec différentes variables d'état, est appelé "mode shape". Dans un système de puissance à plusieurs machines, le mode shape indique comment les générateurs oscillent les uns par rapport aux autres, avec les deux extrêmes étant les oscillations cohérentes et les oscillations en opposition de phase. Par conséquent, les modes shapes du système peuvent identifier les groupes cohérents de générateurs. De plus, le mode shape peut confirmer le type de chaque mode, qu'il soit local ou interrégional [1].

### I.4.3.2- Facteur de participation.

Rappelons qu'un vecteur propre à droite  $\varphi_i$  mesure l'influence relative de chaque variable d'état  $x_k$  dans un  $i^{\text{ème}}$  mode, tandis qu'un vecteur propre à gauche  $\psi_i$  indique la contribution de l'activité de  $x_k$  dans le même  $i^{\text{ème}}$  mode. Par conséquent, une "quantité" caractéristique d'un mode spécifique peut être obtenue en effectuant le produit, élément par élément, d'un vecteur propre à droite et d'un vecteur propre à gauche correspondant. Cette quantité, connue sous le nom de facteur de participation, est calculée selon la relation suivante :

$$P_{ki} = \varphi_{ki} \psi_{ik} \quad (\text{I.13})$$

Effectivement, le facteur de participation peut offrir des détails précis sur le problème en question : il constitue une mesure relative de la participation de la  $k^{\text{ème}}$  variable d'état dans le  $i^{\text{ème}}$  mode, et réciproquement.

Pour les analyses de stabilité en présence de petites perturbations, l'impact d'une source d'amortissement appliquée à un générateur peut être évalué à l'aide des facteurs de participation, comme suit :

- Si, pour n'importe quel mode, le facteur de participation associé à la vitesse du générateur est nul, l'ajout d'une source d'amortissement au générateur n'aura aucun impact sur le mode.
- En cas de facteur de participation réel et positif, l'introduction d'amortissement à ce générateur renforcera l'amortissement du mode.
- En revanche, si le facteur de participation est réel et négatif, l'amortissement supplémentaire appliqué au générateur diminuera l'amortissement du mode.



## Chapitre I : Problème des Oscillations dans les Systèmes Électriques

De plus, les facteurs de participation, grâce à leur capacité à identifier les variables d'état responsables des modes indésirables, peuvent être utilisés pour localiser les emplacements les plus efficaces pour installer des contrôleurs de stabilisation [1].

### I.4.3.3- Résidus.

La méthode des résidus permet d'identifier l'efficacité du signal d'entrée d'un contrôleur de stabilisation ou de trouver l'emplacement optimal de celui-ci dans un système de puissance multi machines. Cette méthode est dérivée de la relation entre la fonction de transfert et le modèle d'état.

Le modèle d'état d'un système englobe à la fois les propriétés d'entrée/sortie du système et son comportement interne, tandis que la fonction de transfert du système se concentre uniquement sur la relation entre l'entrée et la sortie du système [1].

La contrôlabilité du mode  $i$  depuis la  $j^{\text{ème}}$  entrée est donnée par [7] :

$$k_{ci} = |\psi_i B_j| \quad (\text{I.14})$$

L'observabilité du mode  $i$  depuis la  $j^{\text{ème}}$  sortie est donnée par :

$$k_{oi} = |C_j \varphi_i| \quad (\text{I.15})$$

Le système (I.1) peut être exprimé par :

$$\frac{y(s)}{u(s)} = C(sI - A)^{-1}B = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} \quad (\text{I.16})$$

Le résidu peut s'exprimer par la relation suivante [7] :

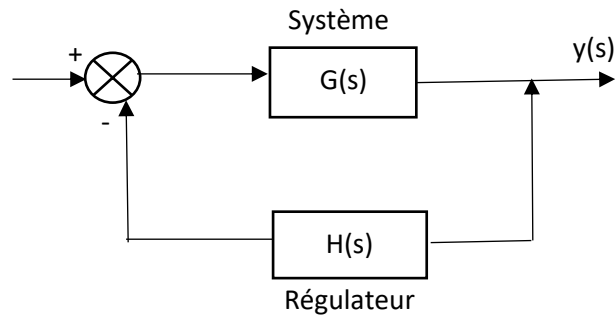
$$R_i = C \varphi_i \psi_i^T B \quad (\text{I.17})$$

Selon cette relation, on constate que le résidu  $R_i$  pour un mode  $\lambda_i$  spécifique évalue la sensibilité de ce mode à un signal de contre-réaction de sortie vers l'entrée. De ce fait, les résidus peuvent indiquer les modes les plus influencés par un signal de rétroaction.

En refermant la boucle avec un régulateur  $H(s)$ , les valeurs propres du système initial  $G(s)$  vont subir un déplacement. Ce déplacement des valeurs propres peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\Delta \lambda_i = R_i H(\lambda_i) \quad (\text{I.18})$$

Cette relation met en évidence que le changement des valeurs propres, induit par l'action du contrôleur, est directement proportionnel aux amplitudes des résidus associés [1].



**Fig. 1.8 L'ensemble système-contrôleur en boucle fermée**

Dans le cas d'un système multivariable, l'impact du même contrôleur  $H(s)$  (sans considération de sa structure et de ses paramètres) peut être analysé à différents emplacements. En calculant le résidu associé à un mode  $\lambda_i$  spécifique pour chaque emplacement, le résultat le plus élevé indique l'emplacement optimal et le plus efficace du contrôleur. De manière similaire, en modifiant le signal d'entrée du contrôleur, des valeurs de résidus variées seront obtenues. Par conséquent, le résidu le plus élevé indique le signal d'entrée le plus efficace [1].

### I.5- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons débuté par une exploration approfondie du problème des oscillations dans les réseaux électriques. Il établit les fondements mathématiques de la modélisation des systèmes électriques et de l'analyse de la dynamique des oscillations. Par la suite, il catégorise méticuleusement les différents types d'oscillations qui peuvent survenir dans les réseaux électriques, en mettant l'accent sur leurs menaces potentielles pour la stabilité et la sécurité du système. Des résultats de simulation sur un système simple renforcent ces discussions, complétés par des exemples concrets où les oscillations ont représenté des menaces significatives pour les systèmes électriques. Enfin, nous avons présenté l'analyse modale du modèle linéaire du système.

Chapitre II :

Stabilisateurs Conventionnels  
de Système Électrique (CPSS)

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

### II.1- Introduction

Le chapitre qui suit se consacre à l'étude des stabilisateurs conventionnels de système électrique, connus sous l'acronyme CPSS. Ces dispositifs, essentiels à la stabilité des réseaux électriques, reposent sur des signaux d'entrée locaux pour leur fonctionnement. Notre exploration débutera par une analyse approfondie de la structure des CPSS, mettant en lumière leur architecture et leur fonctionnement interne. Nous nous attarderons ensuite sur les différentes méthodologies de conception utilisées, mettant en évidence les principaux paramètres et variables à prendre en compte dans leur mise en œuvre. Tout au long de ce chapitre, nous examinerons également les avantages et les limitations inhérents aux CPSS dans l'amortissement des oscillations du système électrique. Pour illustrer nos propos, des simulations sur un système simplifié viendront enrichir notre compréhension pratique du rôle des CPSS dans la stabilisation des réseaux électriques.

### II.2- Les stabilisateurs conventionnels de système électrique (CPSS)

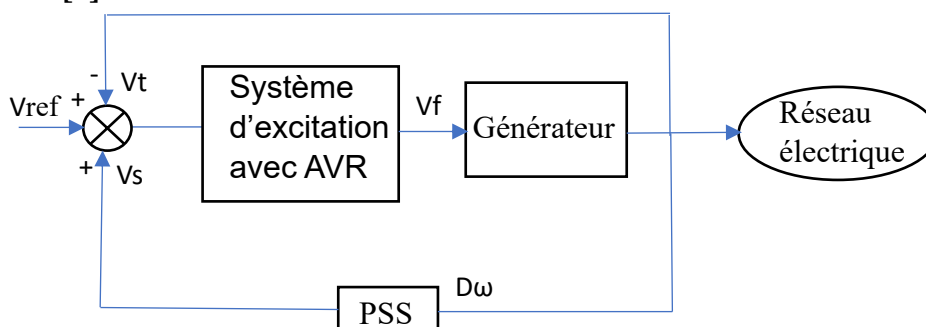
Grâce aux efforts et à l'expérience accumulée par les ingénieurs et chercheurs en énergie au cours du dernier demi-siècle, le stabilisateur de système de puissance (PSS) est devenu un dispositif standard installé dans le générateur pour fournir un amortissement supplémentaire aux oscillations du système électrique [3].

Un PSS est un dispositif utilisé pour améliorer la stabilité d'un système électrique. Il est généralement utilisé en conjonction avec des régulateurs automatiques de tension (AVR) pour maintenir la stabilité de tension d'un système électrique. Les PSS sont conçus pour détecter les changements de fréquence et de tension du système électrique et ajuster en conséquence la sortie de l'AVR. Ces PSSs sont des contrôleurs supplémentaires dans les systèmes d'excitation des générateurs de telle manière qu'une composante de couple électrique proportionnelle au changement de vitesse est générée (ajouter au couple d'amortissement) [13].

Les PSSs sont très efficaces pour amortir les oscillations électromécaniques dans les systèmes électriques. Comme ils fonctionnent à travers l'excitateur et le générateur, ils ne nécessitent pas d'amplification de puissance supplémentaire et sont donc relativement peu coûteux comparés aux contrôleurs électroniques basés sur les dispositifs FACTS [13].

#### II.2.1- Le concept de base d'un PSS et sa structure

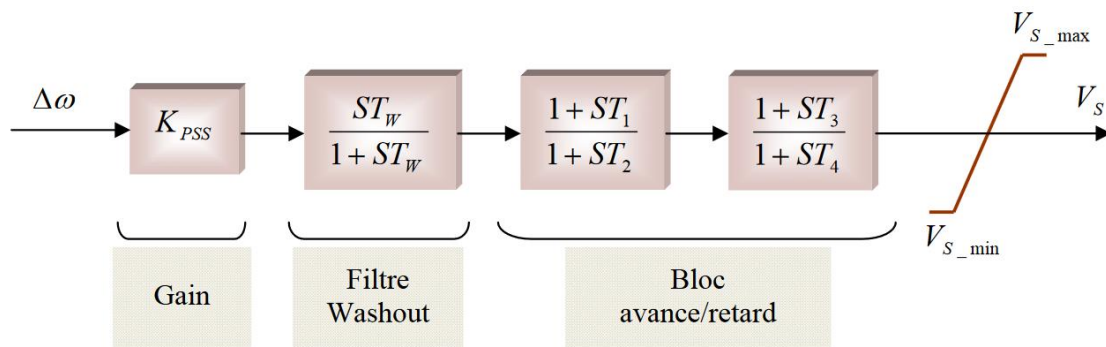
Le signal  $V_s$  représenté dans la Figure 2.1 est la sortie du PSS, qui a un signal d'entrée dérivé de la vitesse du rotor, de la fréquence, de la puissance électrique ou d'une combinaison de ces variables. Étant donné que le PSS est utilisé pour produire un couple électrique proportionnel à la variation de vitesse, il est donc plus approprié d'utiliser la variation de vitesse ( $\Delta\omega$ ) comme entrée du PSS [7].



**Fig.2.1. Structure générale d'un système d'excitation statique avec son AVR et PSS.**

Le concept de base d'un PSS repose sur l'introduction d'une composante de couple électrique dans le rotor de la machine synchrone qui est proportionnelle à l'écart entre la vitesse réelle et la vitesse synchrone. Lorsque le rotor oscille, ce couple agit comme un couple d'amortissement pour atténuer les oscillations [14]. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment [1].

Le type de PSSs le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (CPSS). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Il se compose généralement de quatre blocs comme l'illustre Fig.2.2 : un gain, un filtre passe haut, des blocs de compensation de phase et de limiteur [7] :



**Fig.2.2. Modèle d'un PSS conventionnel [2]**

### A. Gain amplificateur

En théorie, un gain aussi élevé que possible est nécessaire pour contribuer au mieux à l'amortissement des oscillations électromécaniques. Ce gain, influencé par de nombreux facteurs, est déterminé par des tests ou par des méthodes analytiques/numériques. Il doit être réglé pour assurer un amortissement maximal tout en évitant de dégrader la stabilité des autres modes du système ou la stabilité transitoire. Typiquement, ce gain est souvent choisi dans la plage de 0,001 à 100 [15].

### B. Le filtre passe-haut "filtre washout"

Il élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieures à 0,2 Hz) présentes dans le signal d'entrée et supprime la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique), de sorte que le PSS réagit uniquement aux variations de vitesse. La constante de temps de ce filtre, notée  $T_w$ , doit être suffisamment grande pour permettre le passage sans atténuation des signaux dont la fréquence se situe dans la bande utile. Cependant, elle ne doit pas être trop grande pour éviter d'induire des variations indésirables de la tension du générateur pendant les conditions d'ilotage. Généralement,  $T_w$  varie de 1 à 20 secondes. Une amélioration significative de la stabilité de la première oscillation est obtenue en fixant  $T_w$  à 10 secondes [1].

### C. Blocs de compensation de phase

En général, la fonction de transfert d'un bloc de compensation de phase est exprimée sous la forme d'un rapport entre un numérateur et un dénominateur du premier ordre. Toutefois, dans

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

la pratique, un seul bloc de compensation à avance de phase ne suffit souvent pas pour réaliser la compensation de phase requise. Pour assurer une meilleure stabilité du système, au moins deux étages de compensation de phase sont nécessaires. La fonction de transfert de chaque étage est une combinaison simple de pôle-zéro, avec des constantes de temps d'avance ( $T_1, T_2$ ) et de retard ( $T_3, T_4$ ) de phase ajustable. Habituellement, la plage de chaque constante de temps s'étend de 0,01 à 2 secondes. Étant donné le nombre élevé de variables de conception d'un PSS, les valeurs couramment adoptées dans la littérature sont ( $T_1=T_2$  et  $T_3=T_4 \in [0.01s, 2s]$ ) [15].

### D. Le limiteur

Le PSS est principalement conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre, plutôt que de restaurer la stabilité transitoire en cas de perturbations sévères. Cependant, il peut perturber le fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lors de tentatives de maintien de la tension pendant des conditions transitoires. Par conséquent, l'intégration d'un limiteur dans le PSS est nécessaire pour atténuer son influence indésirable pendant les phases transitoires. Les valeurs limites typiques pour ce limiteur sont de  $\pm 0.02$  à  $\pm 0.1$  par unité [1].

### II.2.2- Objectif de conception du stabilisateur de système électrique

Les modes électromécaniques dans le plan  $s$  peuvent être utilisés pour représenter l'impact du changement de l'amortissement et du couple synchrone sur la machine synchrone. (Voir figure 2.3)

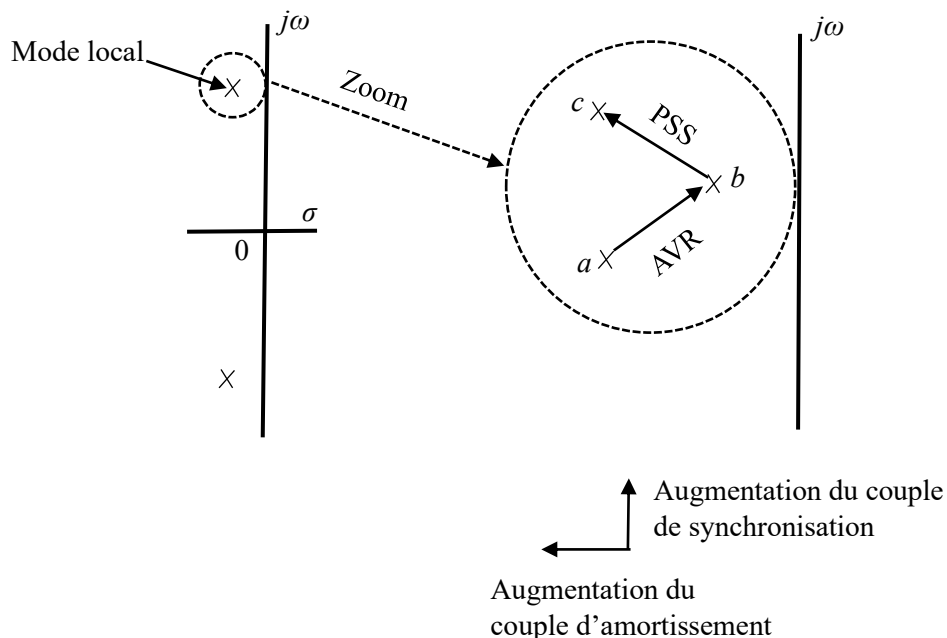


Fig.2.3. Objectif de conception du stabilisateur de système électrique.

Pour illustrer, supposons que le mode local sans action du régulateur de tension soit situé au point  $a$  dans le plan  $s$ . Avec l'action du régulateur de tension, qui ajoute un couple synchronisant mais réduit le couple d'amortissement, le mode local sera déplacé au point  $b$  avec une partie imaginaire plus grande mais une magnitude plus petite dans la partie réelle. Ainsi, le rôle du

## **Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)**

PSS est de déplacer le mode local loin de l'axe  $j\omega$  pour améliorer l'amortissement du mode local. Un emplacement souhaitable pour le mode local résultant serait le point  $c$ , où l'amortissement est amélioré, sans compromettre le couple synchronisant [16].

### **II.3- Les méthodes de conception des PSSs**

Concevoir un stabilisateur de puissance (PSS) implique plusieurs étapes, notamment le choix de signaux d'entrée efficaces et la détermination des paramètres du PSS. Voici une description mettant en évidence ces principales étapes :

#### **II.3.1- Choix de Signaux d'Entrée Efficaces**

- Le choix des signaux d'entrée pour le PSS est crucial pour détecter efficacement et amortir les modes oscillatoires dans le système électrique.
- Les signaux d'entrée courants incluent les écarts de vitesse du générateur, la tension aux bornes du générateur ou d'autres paramètres pertinents.
- Pour choisir des signaux d'entrée efficaces, les ingénieurs réalisent généralement une analyse du système pour identifier les modes électromécaniques critiques qui contribuent à l'instabilité du système électrique.
- Les signaux d'entrée sélectionnés doivent avoir une observabilité élevée de ces modes, ce qui signifie qu'ils présentent des changements significatifs lorsque les modes deviennent instables ou mal amortis.

#### **II.3.2- Détermination des Paramètres du PSS**

Le problème de la conception d'un stabilisateur de système de puissance consiste à déterminer les paramètres du stabilisateur de sorte que l'amortissement des modes électromécaniques du système soit augmenté. Cela doit être fait sans effets négatifs sur d'autres modes oscillatoires. Le stabilisateur doit également être conçu de manière à ne pas avoir d'effets néfastes sur la récupération d'un système après des défauts sévères d'après ces étapes [13] :

- Les paramètres du PSS, y compris le gain et les constantes de temps, doivent être déterminés pour obtenir les performances d'amortissement souhaitées.
- Les ingénieurs utilisent généralement des techniques de théorie du contrôle telles que l'analyse de réponse en fréquence, l'analyse des valeurs propres ou des méthodes d'optimisation pour déterminer les paramètres optimaux du PSS.
- Pour un régulateur à avance-retard, la conception implique la sélection de constantes de temps appropriées pour façonner la réponse en fréquence du PSS et obtenir une marge de phase et une marge de gain souhaitées.
- La structure du régulateur à avance-retard permet aux ingénieurs d'introduire un déphasage supplémentaire dans la réponse du système, ce qui peut être utilisé pour améliorer les caractéristiques de stabilité et d'amortissement.
- L'ajustement des paramètres du PSS implique de trouver un équilibre entre les compromis de stabilité, de performances d'amortissement et de robustesse pour assurer un fonctionnement efficace dans diverses conditions de fonctionnement et de perturbations.
- Les ingénieurs peuvent ajuster de manière itérative les paramètres du PSS sur la base d'études de simulation ou de tests expérimentaux pour obtenir des performances optimales tout en respectant les exigences de stabilité.

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

Ces étapes nécessitent une compréhension approfondie de la dynamique du système et des principes de la théorie du contrôle pour garantir que le PSS améliore efficacement la stabilité et la fiabilité du système électrique.

La littérature offre une multitude de méthodes pour ajuster les paramètres du PSS. En général, la plupart de ces méthodes s'appuient sur l'analyse des valeurs propres du système [1].

### II.3.2.1- Méthode de compensation de phase

La méthode de compensation pour la conception d'un PSS est une approche à la fois simple et ancienne, historiquement privilégiée pour les systèmes électriques mono-machines. Cependant, à partir des années 1980, une transition significative s'est opérée, avec un intérêt croissant pour étendre cette approche de compensation de phase à la conception de PSS dans des systèmes électriques multi-machines. Cette évolution découle de la complexification croissante des réseaux électriques et de la nécessité de garantir une stabilité dynamique robuste dans des configurations plus complexes, impliquant plusieurs machines synchronisées. Ainsi, des efforts considérables ont été déployés pour adapter et affiner les techniques de compensation de phase afin de répondre aux défis spécifiques posés par ces systèmes étendus, ouvrant la voie à des solutions plus sophistiquées et efficaces pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau électrique dans son ensemble.

La compensation de phase consiste à ajuster le stabilisateur pour compenser les retards de phase à travers le générateur, le système d'excitation et le système électrique de manière à ce que le chemin du stabilisateur fournisse des changements de couple qui sont en phase avec les changements de vitesse [17].

### II.3.2.2- Méthode de placement des pôles (PP : Pole-Placement)

Cette méthode repose sur la conception de contrôleurs adaptés à des systèmes opérant dans diverses conditions. Tout d'abord, un ensemble de gains est élaboré, puis une méthode de recherche de lieux de racines est employée pour ajuster ces gains. Seuls les modes dominants sont pris en compte lors de la conception du contrôleur. Cependant, un inconvénient majeur de cette approche est son manque de prise en compte des exigences de robustesse [15].

Cette méthode peut être mathématiquement décrite en considérant la représentation suivante du système [1] :

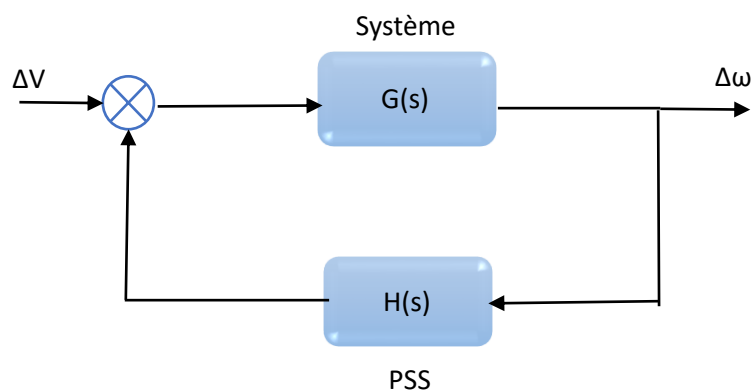


Fig.2.4 L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée.



## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

Où :  $G(s)$  est la fonction de transfert du système entre le signal de référence  $\Delta V$  du régulateur de tension de générateur, où le PSS doit être installé, et la variation de vitesse de rotor  $\Delta\omega$ .

$H(s)$  est la fonction de transfert de PSS.

Les pôles de  $G(s)$  sont justement les valeurs propres du système linéarisé en boucle ouverte. La fonction de transfert du système entier en boucle fermée  $F(s)$  devient :

$$F(s) = \frac{G(s)}{1 - G(s) \cdot H(s)} \quad (\text{II.1})$$

Les valeurs propres du système en boucle fermée sont les pôles de la fonction de transfert  $F(s)$ , elles doivent satisfaire l'équation caractéristique suivante :

$$1 - G(s) \cdot H(s) = 0 \quad (\text{II.2})$$

$$\Rightarrow H(s) = \frac{1}{G(s)} \quad (\text{II.3})$$

Si  $\lambda_i, i=1, 2, \dots, n$  sont les valeurs propres spécifiées préalablement, l'équation (II.3) peut ainsi se réécrire comme suit :

$$H(\lambda_i) = \frac{1}{G(\lambda_i)} \quad (\text{II.4})$$

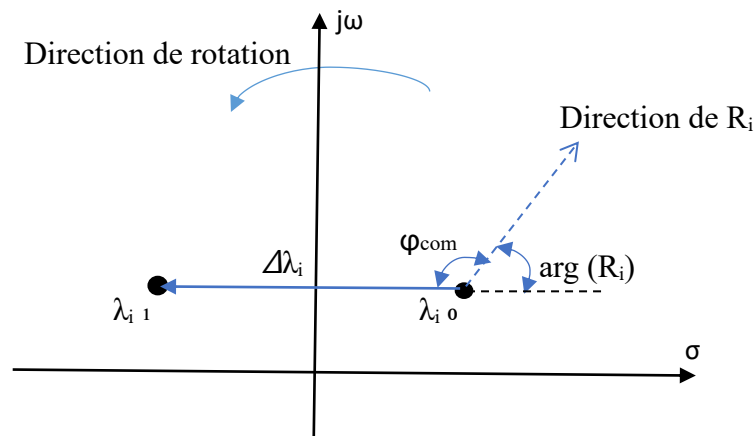
$$\Rightarrow K_{\text{PSS}} \cdot \frac{\lambda_i T_W}{1 + \lambda_i T_W} \cdot \frac{1 + \lambda_i T_1}{1 + \lambda_i T_2} \cdot \frac{1 + \lambda_i T_3}{1 + \lambda_i T_4} = \frac{1}{G(\lambda_i)} \quad (\text{II.5})$$

Par conséquent, nous obtenons un ensemble d'équations algébriques linéaires. En résolvant ces équations, nous pouvons déterminer les valeurs des paramètres désirés du PSS qui assurent le placement précis des valeurs propres [1].

### II.3.2.3- Méthode du résidu.

L'identification des générateurs pour le placement et le réglage des PSSs a été réalisée à l'aide de la technique conventionnelle de résidu. Cette méthode implique l'identification de la valeur la plus élevée du produit de la contrôlabilité et de l'observabilité pour un mode particulier.

La figure 2.5 montre l'effet du résidu sur le déplacement de valeur propre dans la partie gauche du plan complexe.



**Fig.2.5 Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé.**

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

L'angle du résidu indique la compensation de phase requise pour chaque mode afin d'obtenir un effet d'amortissement.

La compensation de phase requise pour le mode  $\lambda_i$  est donnée par :

$$\phi_i = 180 - \arg(R_i) \quad (\text{II.6})$$

Considérons la forme suivante de la fonction de transfert du PSS :

$$H(s) = K_{\text{pss}} \frac{sT_w}{1+sT_w} \left( \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right)^m \quad (\text{II.7})$$

Où  $m$  est le nombre d'étages de compensation (généralement  $m = 2$ ).

Les constantes de temps  $T_1, T_2$  nécessaires pour obtenir l'angle  $\phi_i$  peuvent être calculées comme suit :

$$T_1 = \alpha T_2 \quad (\text{II.8})$$

$$T_2 = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha}} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$$\alpha = \frac{1 - \sin(\frac{\phi_i}{m})}{1 + \sin(\frac{\phi_i}{m})} \quad (\text{II.10})$$

Où  $\omega_i$  est la fréquence du mode  $\lambda_i$  en rad/sec.

Le gain  $K_{\text{pss}}$  est pris comme un tiers du gain d'instabilité  $K_{\text{ins}}$

$$K_{\text{pss}} = \frac{K_{\text{ins}}}{3} \quad (\text{II.11})$$

Le gain  $K_{\text{ins}}$  peut être obtenu en augmentant lentement le gain de stabilisateur  $K$  jusqu'à l'observation de l'instabilité [7].

### II.4- Emplacement optimal des PSSs

La première étape pour mettre en place les PSS consiste à localiser les endroits idéaux où ils sont nécessaires et à déterminer leur nombre requis. Les approches les plus efficaces proposées reposent sur l'analyse modale du système linéarisé. Cela implique l'utilisation de diverses techniques qui sont :

➤ **Le mode shape :**

Le mode shape est défini comme l'amplitude et l'angle du mode par rapport à un emplacement de référence dans le système électrique. Elle décrit la participation relative des variables d'état dans un mode spécifique et peut fournir des informations critiques pour les décisions de contrôle [6].

➤ **Le facteur de participation :**

Le facteur de participation est plus efficace que les vecteurs propres normaux (le mode shape) et donne une bonne indication de l'efficacité du stabilisateur. Les machines avec le

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

PF le plus élevé dans le mode d'intérêt sont de bons candidats pour appliquer le contrôle via PSS. Cette méthode donne parfois des prédictions trompeuses pour les modes interrégionaux, car elle ne prend pas en compte l'effet de contrôle du PSS [7].

### ➤ Le résidu :

Une grande mesure de contrôlabilité/observabilité conjointe est essentielle pour un PSS efficace. La mesure de contrôlabilité/observabilité conjointe peut être déterminée par le résidu. Puisque le résidu donne la sensibilité du mode correspondant au retour de la sortie de la fonction de transfert à son entrée, le PSS doit être installé au niveau du générateur ayant la plus grande amplitude de résidu [7].

Comme nous l'avons vu, les amplitudes des résidus associés aux modes dominants de la fonction de transfert du système en boucle ouverte peuvent être utilisées pour déterminer les placements les plus efficaces pour installer les PSSs. Les amplitudes des facteurs de participation ou du mode shape permettent de déterminer l'influence de chaque variable d'état dans les modes oscillatoires associés. Ces méthodes peuvent donc nous fournir des indications importantes sur l'emplacement optimal des PSSs dans le système pour réaliser un meilleur amortissement par rapport à des critères donnés [1].

### II.5- Analyse des limitations des CPSS

La conception de CPSS se fait sur la base d'un modèle linéaire du système électrique opérant en un certain point de fonctionnement. Cependant, les systèmes électriques sont fortement complexes par leur contenance d'éléments non linéaires et variables dans le temps. Ainsi, les paramètres du stabilisateur CPSS qui sont adéquats pour des points de fonctionnement peuvent ne pas convenir pour d'autres points. C'est l'inconvénient majeur de la méthode de conception des CPSS, c'est-à-dire qu'elle ne garantit pas la stabilité du système dans des conditions de fonctionnement réel [8].

De même, Il est bien connu que les CPSSs peuvent ne pas être efficaces pour amortir les modes interrégionaux dans certaines situations. Ces contrôleurs utilisent généralement des entrées locales et, par conséquent, l'efficacité de l'amortissement des modes interrégionaux est limitée car ces modes ne sont pas aussi contrôlables et observables dans les signaux locaux du générateur que les modes locaux. Les modes interrégionaux sont soit faiblement observables ou faiblement contrôlables par les stations locales [7].

Le tableau suivant va expliquer cette discussion :

**Tableau II.1** : L'efficacité du PSS dans l'amortissement des modes locaux et inter areas

| Les modes  | Observabilité | Contrôlabilité | Efficacité de CPSS |
|------------|---------------|----------------|--------------------|
| Local      | High          | High           | Efficace           |
| Inter area | High          | Low            | Inefficace         |
|            | Low           | High           | Inefficace         |
|            | High          | High           | Efficace           |

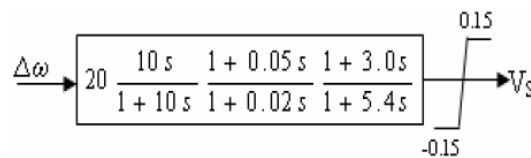
## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

Les modes interrégionaux sont soit faiblement observables ou faiblement contrôlables par les stations locales. Pour cette raison, des PSSs avec des signaux à distance WAPSS sont proposés pour améliorer l'amortissement des modes inter régions critiques, ce qui nous intéresse d'étudier dans le chapitre suivant [7].

### II.6- Application

Le système à deux zones de Kundur utilisé au chapitre 1 (Fig. 1.1) est également employé ici pour l'application des CPSS, et sera utilisé dans le chapitre suivant pour l'application des WAPSS. Le système est implémenté dans le MATLAB Sim Power System (SPS). Le modèle est linéarisé autour d'un point de fonctionnement nominal. L'analyse modale montre que le système a trois modes d'oscillation ; deux modes locaux légèrement amortis (un dans chaque région) et un mode interrégional impliquant toute la région 1 contre la région 2, qui est mal amortie (instable). Les fréquences et les facteurs d'amortissement de ces trois modes sont donnés dans le Tableau II.2. Pour améliorer l'amortissement, un PSS original est attaché au générateur G2. Le bloc du PSS est représenté sur la Fig.2.6. Il a été conçu dans [10] pour améliorer l'amortissement des trois modes du système considéré. Le PSS sur G2 ne fournit pas une amélioration de l'amortissement suffisante au mode inter-area et le mode reste instable avec un amortissement de -0,4% (Tableau II.3). Cela est dû au fait que ce mode n'est pas bien observable dans les signaux localement disponibles comme indique le tableau II.4. Les résultats de l'analyse modale sont validés par une simulation non linéaire dans laquelle un défaut triphasé est appliqué au bus 8 pendant une durée de 100 ms et éliminé sans interruption de ligne. Les résultats de la simulation avec et sans PSSs sont présentés sur Fig.2.7. La figure montre clairement que les oscillations ont un amortissement négatif.

Le problème peut être résolu en utilisant d'autres PSS, comme indiqué dans le tableau II.3 et confirmé par la simulation d'un défaut à la figure 2.8. Cependant, cette solution n'est pas toujours possible, notamment dans les grands réseaux électriques où le WAPSS est l'une des meilleures solutions.



**Fig.2.6- schéma fonctionnel du PSS**

**Tableau II.2 : Modes d'oscillation du système sans PSS**

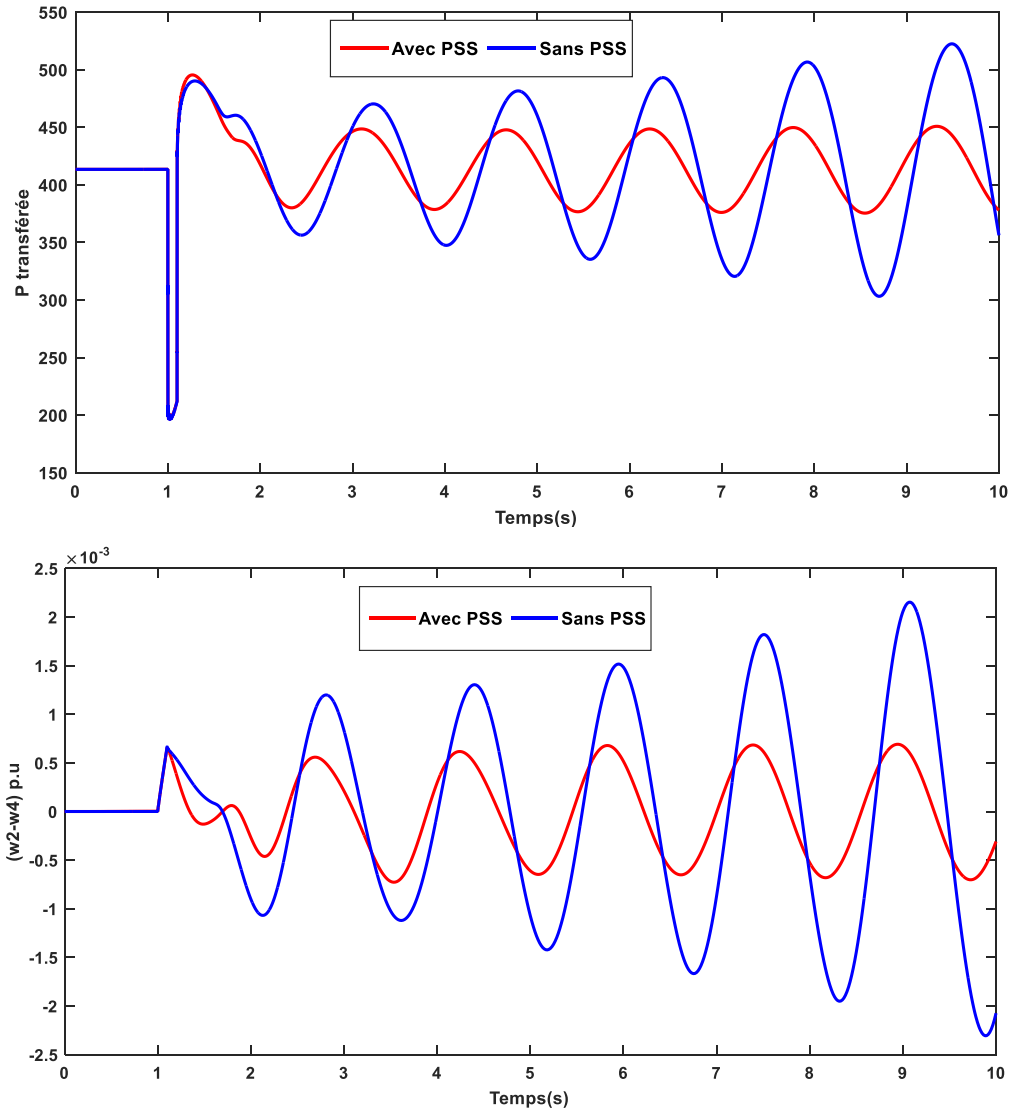
| Mode                  | Valeur propre       | Fréquence (Hz) | L'amortissement (%) | Mode shape              |
|-----------------------|---------------------|----------------|---------------------|-------------------------|
| Mode local 1 (Area 1) | $-0.676 \pm j7.045$ | 1.121          | 9.55                | G1 contre G2            |
| Mode local 2 (Area 2) | $-0.668 \pm j7.267$ | 1.156          | 9.16                | G3 contre G4            |
| Mode inter-area       | $0.107 \pm j4.026$  | 0.640          | -2.68               | (G1, G2) contre (G3,G4) |

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

**Tableau II.3 : L'amortissement du mode d'oscillation avec PSS**

| $\zeta$ (%) \ PSS | G1    | G2    | G3    | G4    | G1,G2,G3,G4 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| Local 1           | 20.10 | 22.65 | 9.65  | 9.60  | 28.61       |
| Local 2           | 9.12  | 9.12  | 19.24 | 24.55 | 28.13       |
| Inter area        | 0.25  | -0.4  | 2.37  | 2.99  | 16.01       |

Les résultats de la simulation avec et sans PSSs sont présentés sur la Fig.2.7. On peut voir sur la figure que les PSSs améliorent l'amortissement des oscillations du système.



**Fig.2.7- Simulation d'un défaut triphasé avec et sans PSSs dans G2**

**Tableau II.4 : Observabilité, Contrôlabilité et Résidu de trois modes d'oscillation sans PSS**

| Mode    |                | G1     | G2     | G3     | G4     |
|---------|----------------|--------|--------|--------|--------|
| Local 1 | Observabilité  | 0.0093 | 0.0104 | 0.0017 | 0.0011 |
|         | Contrôlabilité | 8.3428 | 9.0175 | 2.5047 | 1.7601 |
|         | Résidu         | 0.0775 | 0.0937 | 0.0042 | 0.0093 |

## Chapitre II : Stabilisateurs Conventionnels de Système Électrique (CPSS)

|            |                |        |        |        |        |
|------------|----------------|--------|--------|--------|--------|
| Local 2    | Observabilité  | 0.0020 | 0.0024 | 0.0090 | 0.0109 |
|            | Contrôlabilité | 0.8388 | 1.6533 | 8.8949 | 9.7612 |
|            | Résidu         | 0.0067 | 0.0039 | 0.0800 | 0.1063 |
| Inter area | Observabilité  | 0.0040 | 0.0025 | 0.0063 | 0.0057 |
|            | Contrôlabilité | 3.1156 | 3.8144 | 3.2847 | 4.1675 |
|            | Résidu         | 0.0125 | 0.0096 | 0.0208 | 0.0236 |

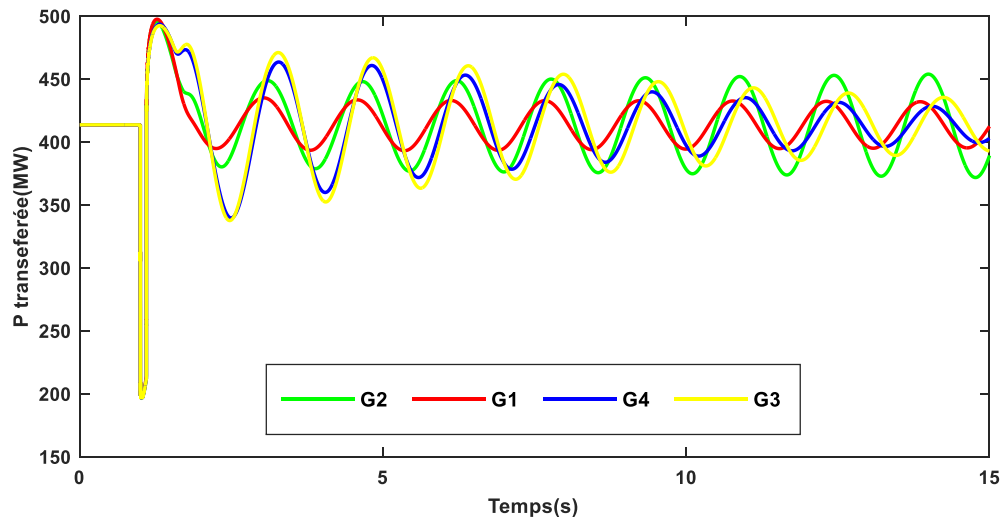


Fig.2.8- Simulation d'un défaut triphasé avec PSS sur chaque générateur

### II.7- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les stabilisateurs conventionnels de système électrique CPSS, qui dépendent de signaux d'entrée locaux pour leur fonctionnement. Le chapitre dissèque la structure des CPSS, explore leurs méthodologies de conception, ainsi que leurs avantages et limitations dans l'amortissement des oscillations du système électrique. Des résultats de simulation sur un système simplifié renforcent la compréhension du fonctionnement des CPSS. Après avoir enfin présenté les stabilisateurs conventionnels de système électrique CPSS, nous présentons dans le chapitre suivant les stabilisateurs de Système Électrique à Large Zone WAPSS.

**Chapitre III :**  
**WAPSS et Optimisation**  
**des Signaux d'Entrée**

### III.1. Introduction

Ce chapitre se consacre à l'analyse approfondie des stabilisateurs de système électrique à large zone (WAPSS). En explorant leur structure, leurs méthodologies de conception et les techniques de sélection des signaux d'entrée optimaux, nous mettons en lumière la capacité des WAPSS à surmonter les limitations des stabilisateurs de système de puissance conventionnels (CPSS) dans l'amortissement des oscillations interzones. À travers des études de simulation sur les systèmes électriques de Kundur et de New England, nous fournissons des preuves convaincantes de l'efficacité des WAPSS. Ce chapitre présente une méthodologie rigoureuse pour la sélection des signaux d'entrée les plus efficaces pour les WAPSS, adaptée à diverses conditions de fonctionnement du système électrique. De plus, nous examinons l'influence des CPSS sur la performance des signaux d'entrée sélectionnés, en réalisant une étude comparative pour évaluer l'efficacité des signaux d'entrée avec et sans CPSS. Cette analyse approfondie vise à établir une compréhension complète de l'interaction dynamique entre les WAPSS et les CPSS, renforçant ainsi la stabilité et la performance globale des systèmes électriques à large zone.

### III.2. Systèmes de Mesure à Large Zone (WAMS : Wide Area Measurement Systems)

Le WAMS est un système d'application intégré qui offre un service de contrôle et d'exploitation en temps réel aux systèmes électriques. La recherche sur le WAMS a été initiée en 1995 par le département de l'Énergie des États-Unis pour développer des outils avancés de mesure, de contrôle et d'exploitation à grande échelle dans le système électrique de l'ouest de l'Amérique du Nord (WECC). Parce que le WAMS est capable de fournir avec précision des phasors de tension et de courant individuels et séquentiels, il a été largement utilisé dans les applications des systèmes électriques, telles que la surveillance des systèmes électriques, l'estimation de l'état des systèmes électriques, la protection des systèmes électriques et le contrôle des systèmes électriques [2].

Le développement des systèmes de mesure à large zone a permis de grands progrès dans l'amélioration de l'observabilité des systèmes électriques. Les WAMSs sont équipés d'Unités de Mesure de Phase (PMUs) installées dans différents nœuds du système, qui mesurent les signaux de tension triphasés dans les nœuds et les courants dans les branches à des taux d'échantillonnage élevés et une synchronisation temporelle grâce à l'utilisation du Système de Positionnement Global (GPS). Les données en temps réel synchronisées des systèmes électriques ont suscité l'intérêt de la communauté scientifique pour le développement de différentes stratégies visant à améliorer la surveillance, le contrôle et la protection des systèmes électriques [18].



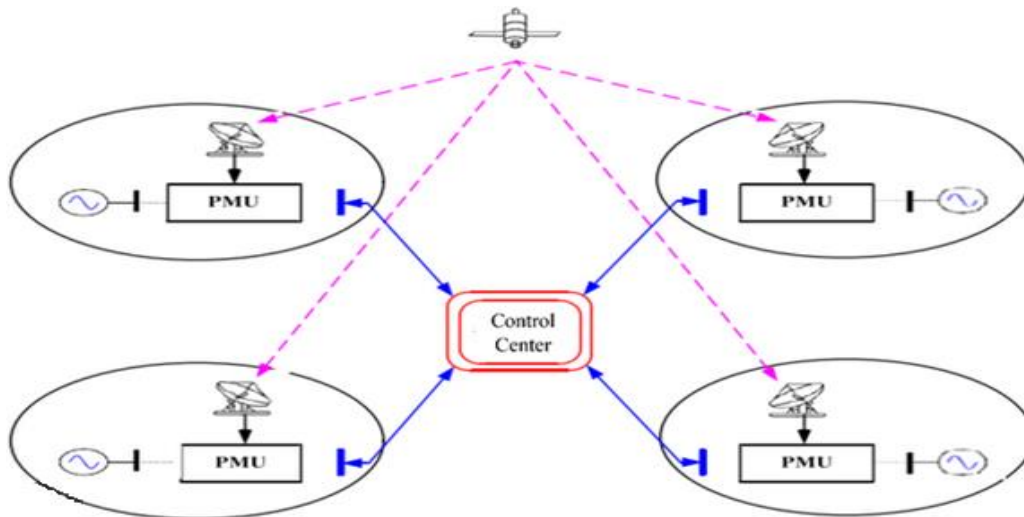


Fig. 3.1. WAMS basé sur PMU et GPS

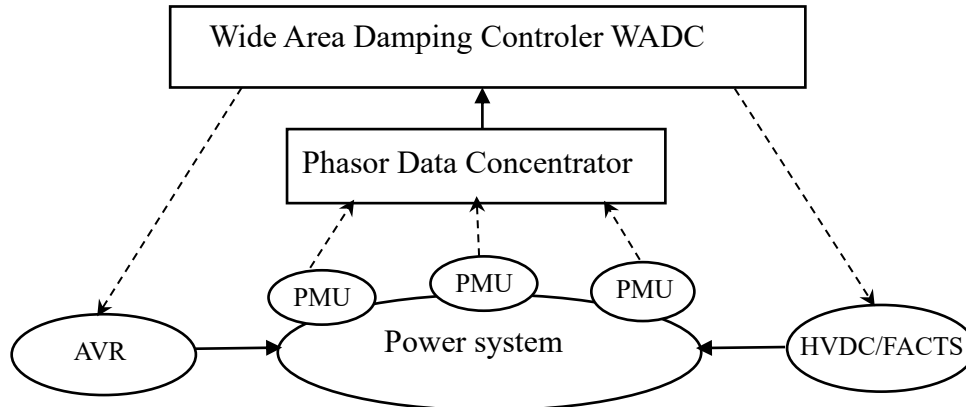
### III.3. Stabilisateur de Système de Puissance à Large Zone (WAPSS)

Le Stabilisateur de Système de Puissance à Large Zone (WAPSS) a été largement étudié ces dernières années pour améliorer l'amortissement des oscillations interzones dans les systèmes électriques. De plus, le développement rapide du système de mesure à grande échelle ou à large zone (WAMS) a ouvert de nouvelles opportunités pour le contrôle d'amortissement des systèmes électriques inter-area. Pendant ce temps, l'analyse modale et l'identification de modèle sont des parties essentielles de la conception des contrôleurs d'amortissement. Le développement du WAMS a également apporté avec lui des données abondantes et précises, fournissant un bon support matériel pour l'identification dynamique [2].

Dans le domaine du contrôle des systèmes électriques, les contrôleurs d'amortissement à grande échelle (WAPSS) ont été développés et consistent à utiliser les données des PMUs distants du système et à fournir des signaux de contrôle supplémentaires pour améliorer les taux d'amortissement des modes d'oscillation du système. Comme l'utilisation de données à distance permet une plus grande observabilité du système, le WAPSS est efficace pour améliorer les modes interzones du système [18].

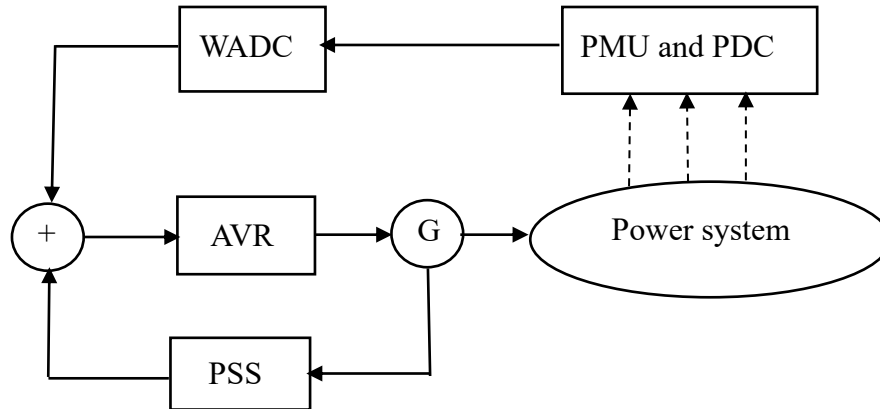
#### III.3.1. Structure de WAPSS

Différentes structures de contrôle ont été proposées pour mettre en œuvre des WAPSS dans les réseaux électriques. Parmi celles-ci, la structure centralisée avec un schéma hiérarchique est la plus utilisée dans la littérature. Dans cette structure, le WAPSS est situé dans le centre de contrôle à proximité ou intégré au PDC ("Phasor Data Concentrator"). Il reçoit les signaux d'entrée des unités de mesure locales et envoie des signaux de contrôle aux dispositifs de contrôle locaux, c'est-à-dire les AVR des générateurs, ou dans certains cas des dispositifs FACTS ou des lignes HVDC comme illustré dans la figure 3.2 [5].



**Fig. 3.2. La structure générale du contrôle d'amortissement à grande échelle**

Ce schéma hiérarchique comprend deux niveaux de contrôle comme illustré dans la figure 3.3. Le premier niveau est constitué des contrôleurs locaux décentralisés existants (c'est-à-dire, les CPSS locaux), et le deuxième niveau est constitué des contrôleurs centralisés (c'est-à-dire, les WAPSS). Ainsi, le fonctionnement à la fois des PSS et des WAPSS améliore à la fois les modes locaux et interzones des systèmes électriques. Plusieurs WAPSS peuvent être utilisés pour améliorer l'amortissement des modes interzones dominants, améliorant ainsi la stabilité globale du système interconnecté. Les contrôleurs sont conçus de manière séquentielle en utilisant une approche décentralisée, ce qui signifie qu'on conçoit le contrôleur d'amortissement pour un dispositif, puis on procède à la fermeture de la boucle avant de concevoir la boucle de contrôle suivante [5].



**Fig. 3.3. Structure de contrôle à deux niveaux**

Le principal avantage de ce schéma hiérarchique est que si une défaillance se produit dans les liens de communication du WAPSS, une action d'amortissement minimale sera toujours fournie par le niveau décentralisé (c'est-à-dire le contrôleur local). Les niveaux de contrôle à grande échelle ne sont utilisés que pour améliorer l'amortissement de certains modes interzones spécifiques, ce qui signifie que seuls quelques WAPSS seront nécessaires. En général, le WAPSS est utilisé pour amortir le mode interzone critique qui ne peut pas être adéquatement amorti en utilisant des PSS locaux, c'est-à-dire la situation où le mode n'est pas aussi contrôlable et observable dans les signaux locaux du générateur [5].

### III.4. Les techniques de sélection des signaux d'entrée optimaux

La sélection du signal de rétroaction (entrée) et de l'emplacement de PSS (sortie) est cruciale pour les contrôleurs d'amortissement à grande échelle basés sur les mesures fournies par les systèmes de mesure PMU. Dans les systèmes électriques largement interconnectés, de nombreux signaux distants sont disponibles, mais il est difficile de choisir les signaux de rétroaction appropriés pour les contrôleurs d'amortissement à grande échelle afin de mieux amortir les modes d'oscillation interzones donnés. Une variété de signaux de rétroaction peut être obtenus grâce aux mesures des WAMS, notamment les signaux de puissance sur les lignes de transmission, les différences d'angle des générateurs locaux et les différences de fréquence des bus [2].

Dans la pratique, le choix des signaux d'entrée-sortie est un problème régulièrement rencontré par les concepteurs. En effet, pour obtenir les performances et la robustesse souhaitées, nous devons sélectionner des signaux qui permettent une bonne observabilité des modes concernée.

Il existe de nombreux travaux sur la sélection des signaux d'entrée-sortie du système électrique, qui peuvent être divisés en deux catégories principales :

Les boucles de commande du système électrique sont basées soit sur la contrôlabilité et l'observabilité, soit sur l'analyse de l'interaction entrée-sortie [5]. La contrôlabilité indique comment les variables d'état décrivant le comportement d'un système peuvent être affectées par ses entrées, tandis que l'observabilité est associée à la possibilité de déterminer les états à partir des sorties, permis les méthodes de cette catégorie : l'analyse de résidus [19], les mesures géométriques [20], les valeurs singulières de Hankel (HSV) [21] et le test de Popov-Belevitch-Hautus [22].

La deuxième catégorie de méthode de sélection entrée-sortie pour le contrôle du système électrique utilise l'analyse de l'interaction entrée-sortie, par exemple, l'analyse du tableau de gain relatif (RGA) [23] et la fonction de structure multivariable (MSF) [24], qui sont généralement utilisés dans la conception de contrôleurs d'amortissement multi-mode. De plus, une méthode hybride de ces deux catégories fondamentales a été proposée dans [25]. Dans cette approche, l'analyse des résidus était utilisée pour présélectionner les signaux d'entrée, ce qui est avantageux car cette méthode peut économiser du temps de sélection et réduire la difficulté de conception causée par de multiples contrôleurs [26].

Les signaux les plus couramment utilisés sont la variation de vitesse, la puissance active de la ligne d'interconnexion, l'angle du générateur, la magnitude et l'angle de tension et de courant. Comme suggéré dans plusieurs études, l'utilisation de la variation de vitesse comme signal d'entrée pour les WAPSS pourrait être un moyen efficace d'améliorer l'amortissement des modes interzones et a été largement utilisée [5].

Il est bien connu que les oscillations interzones apparaissent lorsque qu'un groupe de générateurs dans une zone oscille par rapport un groupe de générateurs dans une autre zone. Même dans les grands systèmes d'alimentation multi-zones, chaque mode (interzone) donne toujours la priorité à deux groupes oscillant l'un contre l'autre. Les vecteurs propres sont utilisés pour déterminer le mode shape et fournir des informations sur les éléments du réseau et les générateurs qui participent à chaque mode. Les modes shapes sont un outil très utile pour identifier les schémas d'oscillation de chaque mode interzone. L'équation (I.15) donne l'indice

d'observabilité du mode  $i$  pour la sortie  $j$ . L'angle du vecteur  $C_j \varphi_i$  (vecteur d'observabilité) donne des informations de phase sur l'oscillation et peut être utilisé pour diviser les générateurs en deux groupes qui oscillent l'un contre l'autre pour chaque mode interzone. Un mode interzone peut être fortement observable et fortement contrôlable dans le même groupe ou peut être fortement observable dans un groupe et fortement contrôlable dans l'autre groupe (rappelons que le PSS à grande échelle est généralement proposé pour ce dernier cas). En général, si deux machines dans des groupes de générateurs oscillant l'un contre l'autre dans un mode interzone, les vecteurs d'observabilité de ce mode à partir des vitesses de rotation des deux machines sont dans des directions opposées et la phase entre les deux vecteurs est toujours d'environ  $180^\circ$  [27].

Par conséquent, si un PSS à grande échelle est utilisé sur la machine  $j$  (haute contrôlabilité) en utilisant un signal distant de la machine  $k$  (haute observabilité), le signal  $(-\omega_j - \omega_k)$  fournira une observabilité élevée par rapport aux deux signaux  $\omega_j$  et  $\omega_k$  du mode concerné [27].

### III.5- Application

Étant donné la faible observabilité du mode interzones dans G2 et sa forte contrôlabilité, il est crucial d'améliorer cette observabilité en utilisant un signal distant où le mode est fortement observable.

Sur la base des indices d'observabilité associés aux vitesses de rotation du rotor indiquées dans le Tableau II.4, l'écart de vitesse de G3 ( $\Delta\omega_3$ ) offre la meilleure observabilité du mode interzones et peut être utilisé comme entrée pour le WAPSS. Comme G3 oscille par rapport à G1 et G2, l'indice d'observabilité de  $\Delta\omega_3$  peut être encore augmenté en le combinant avec  $\Delta\omega_1$  ou  $\Delta\omega_2$ . Le signal  $(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_3)$  est finalement choisi comme entrée, ce qui fournit une observabilité élevée du mode interzones (0,0106) tel que démontré dans le tableau III.1.

**Tableau III.1 : Indices d'observabilité du mode interzones avec PSS local en G2**

| Signal | $\Delta\omega_1$ | $\Delta\omega_2$ | $\Delta\omega_3$ | $\Delta\omega_4$ | $\Delta\omega_1 - \Delta\omega_3$ | $\Delta\omega_2 - \Delta\omega_3$ |
|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Obs    | 0.0043           | 0.0021           | 0.0063           | 0.0056           | 0.0106                            | 0.0085                            |

La méthode de compensation de phase de résidu discutée dans les chapitres précédents est utilisée pour concevoir le contrôleur. La fonction de transfert du régulateur est :

$$H(s) = 20 \frac{10s}{1+10s} \left( \frac{1+0.2086s}{1+0.2752s} \right)^2 \quad (\text{III.1})$$

Le WADC conçu améliore considérablement l'amortissement du mode inter-area, qui atteint 18,75 %. La figure 3.4 valide l'amélioration de l'amortissement obtenue grâce au signal distant (courbes Remote) lorsqu'un défaut triphasé est appliqué au bus 8 pendant 100 ms.

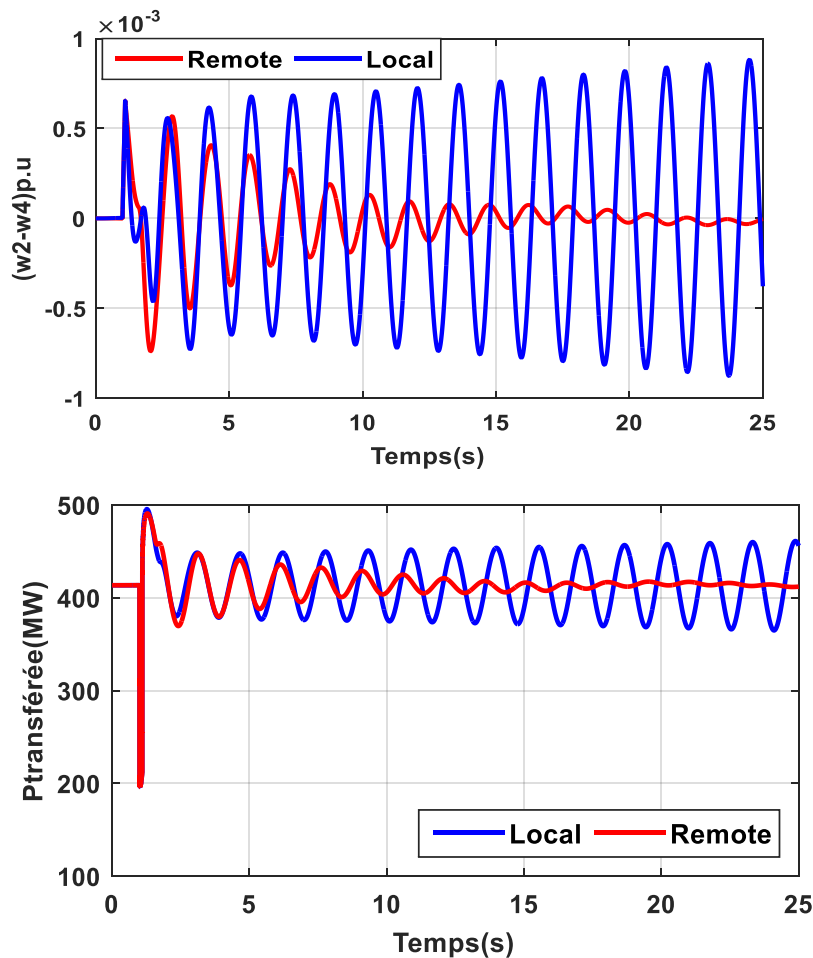


Fig.3.4. Simulation d'un défaut triphasé avec et sans signal à distance

### III.5.1- Application au système de la Nouvelle-Angleterre (New-England system)

Dans cette partie de l'étude, nous avons utilisé le système de 10 machines et 39 bus de la Nouvelle-Angleterre, illustré dans la Figure 3.5, pour illustrer l'efficacité de notre approche dans un système électrique plus important. Les détails des données du système sont donnés dans [29]. Le système est mis en œuvre dans MATLAB SPS. Chaque générateur est équipé d'un exciteur statique ( $KA * 200$ ,  $TA * 0,015$ ) et d'un régulateur de turbine à vapeur. Les charges sont modélisées sous forme d'impédances constantes. Ce modèle du système de la Nouvelle-Angleterre a été précédemment validé dans [30]. Le modèle est linéarisé autour d'un point de fonctionnement nominal. Une analyse de petit signal a montré que ce système présente plusieurs modes locaux et inter-area (neuf modes) qui sont insuffisamment amortis ; en effet, trois valeurs propres ont des parties réelles positives montrant que le système présente des oscillations instables (voir Figure 3.6). Cela est dû à l'AVR à réponse rapide à gain élevé.

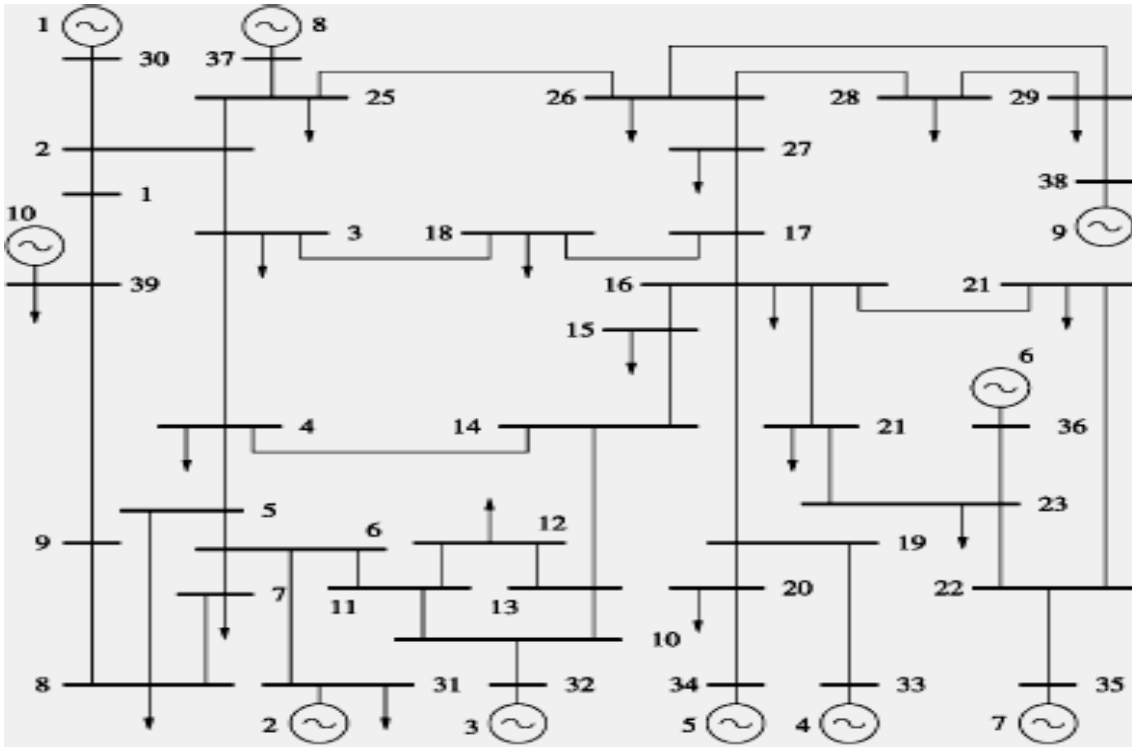


Fig.3.5. Système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre

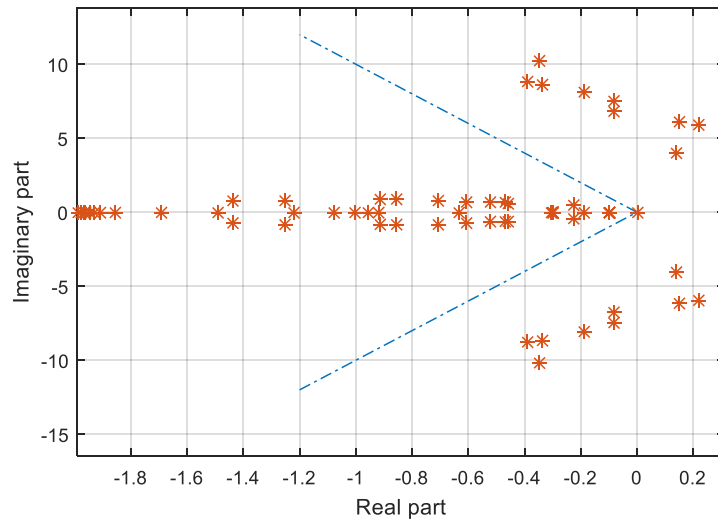


Fig. 3.6. Valeurs propres du système de la Nouvelle-Angleterre sans PSSs

Pour améliorer l'amortissement des modes d'oscillation, les générateurs G4 et G9 sont équipés de PSSs. Le schéma bloc du PSS est montré dans la Figure 3.7 [31].

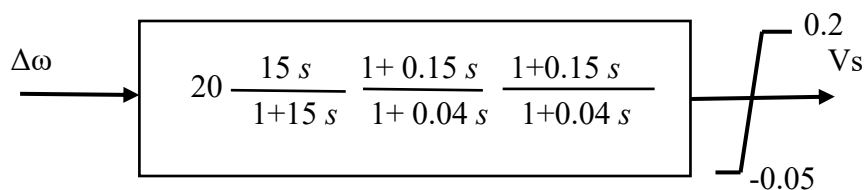
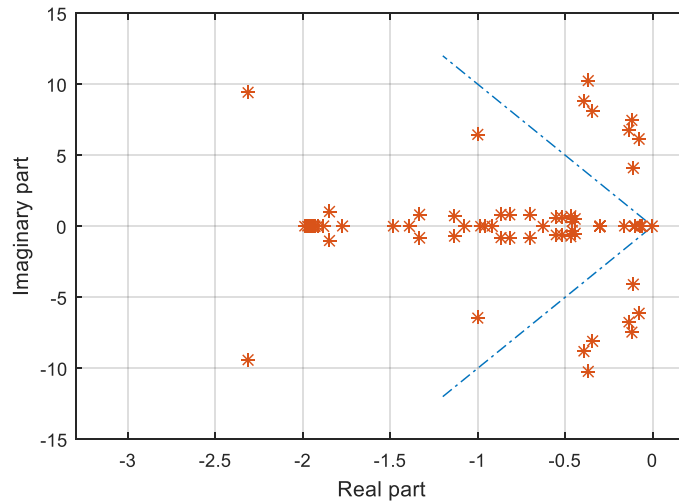
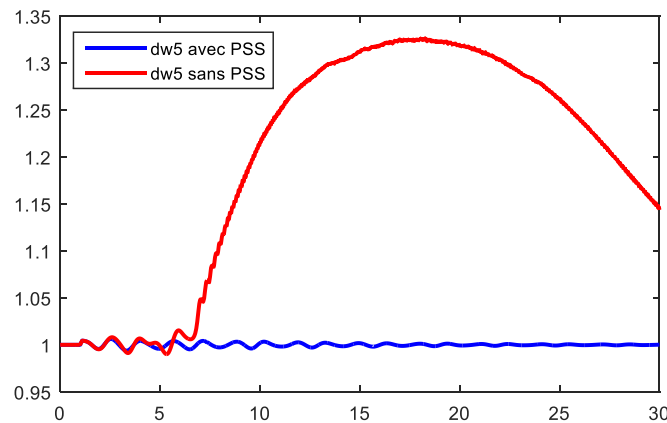


Fig. 3.7. Schéma-bloc du PSS

Les PSS stabilisent le système, comme le montre la Fig. 3.8. Cela est validé par la simulation d'un défaut triphasé au bus 27 pendant 100 ms, illustrée à la Fig. 3.9.

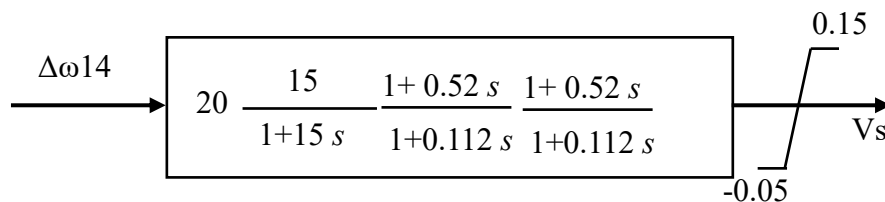


**Fig. 3.8. Valeurs propres du système New England avec PSSs**



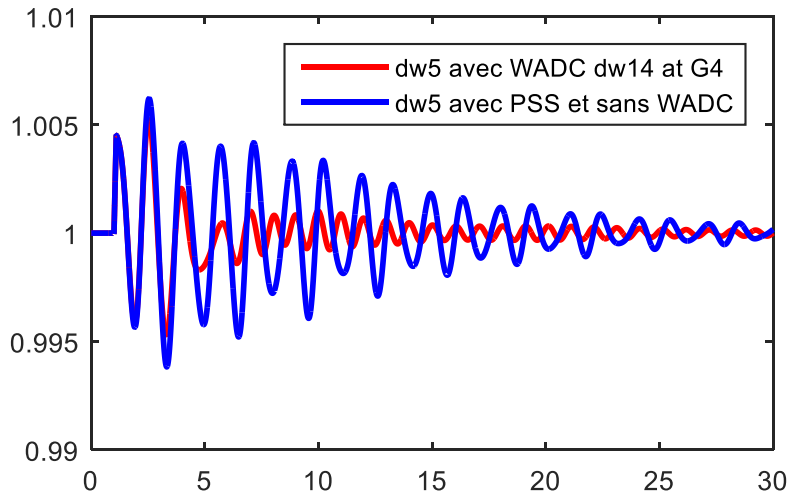
**Fig. 3.9. Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans PSS**

Il existe un mode d'oscillation interzone à 0,6577 Hz avec un facteur d'amortissement de 2.78%, dans lequel les générateurs G5, G9, G4 et G1 sont les plus impliqués [27]. Pour améliorer l'amortissement de ce mode, un WAPSS est conçu et appliqué pour fonctionner en parallèle avec le CPSS à G4. Le signal combiné (w4-w1) est utilisé comme entrée pour le WAPSS conçu. La méthode de compensation de phase de résidu discutée dans le chapitre 2 est utilisée pour concevoir le contrôleur. La fonction de transfert du régulateur est :



**Fig.3.10 Schéma-bloc du WADC at G4 avec dw14 input**

Le WAPSS conçu améliore l'amortissement du mode, passant de 2.78 % à 11.29 %. Cela est validé par la simulation d'un défaut triphasé au bus 27 pendant 100 ms, illustrée à la Fig. 3.11.

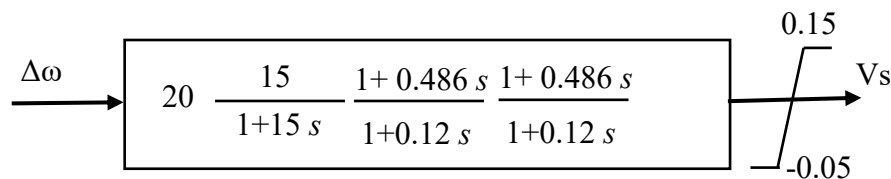


**Fig. 3.11 Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans WADC-dw14 at G4-**

Pour mener notre étude sur la sélection des meilleurs signaux d'entrée pour le WAPSS ainsi que pour examiner les interactions possibles entre le WAPSS et le CPSS fonctionnant en parallèle, nous concevons d'autres WAPSS utilisant différents signaux d'entrée et emplacements. Il convient de noter que l'objectif des WAPSS conçus est d'améliorer l'amortissement du mode à 0,65 Hz.

Les WAPSS conçus sont :

1. WAPSS conçu pour fonctionner en parallèle avec le CPSS à G4 en utilisant (w1-w5) comme entrée. Ce WAPSS augmente l'amortissement du mode concerné de 2.78 % à 10.41 %. Les résultats de la simulation sont présentés à la Fig. 3.14. La fonction de transfert du contrôleur est :



**Fig.3.12. Schéma-bloc du WADC at G4 avec dw15 input**

2. WAPSS conçu pour être appliqué à G5 (c'est-à-dire sans CPSS en parallèle) en utilisant (w1-w5) comme entrée. Ce WAPSS augmente l'amortissement du mode concerné de 2.78 % à 13.64 %. Les résultats de la simulation sont présentés à la Fig.3.15. La fonction de transfert du contrôleur est :

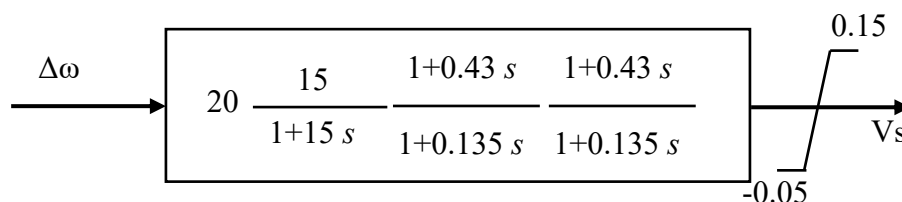




Fig.3.13 Schéma-bloc du WADC at G5 avec dw15 input

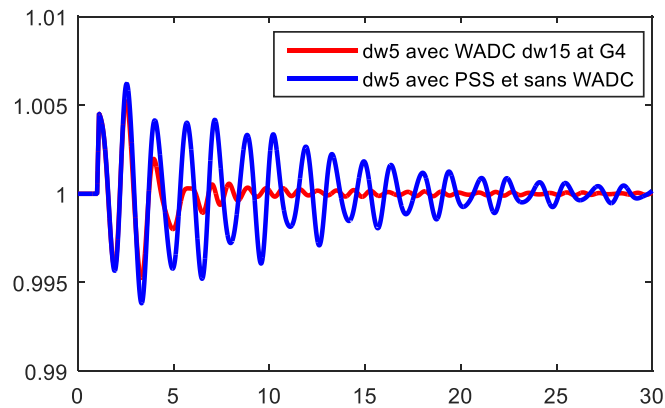


Fig. 3.14. Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans WADC, dw15 en G4.

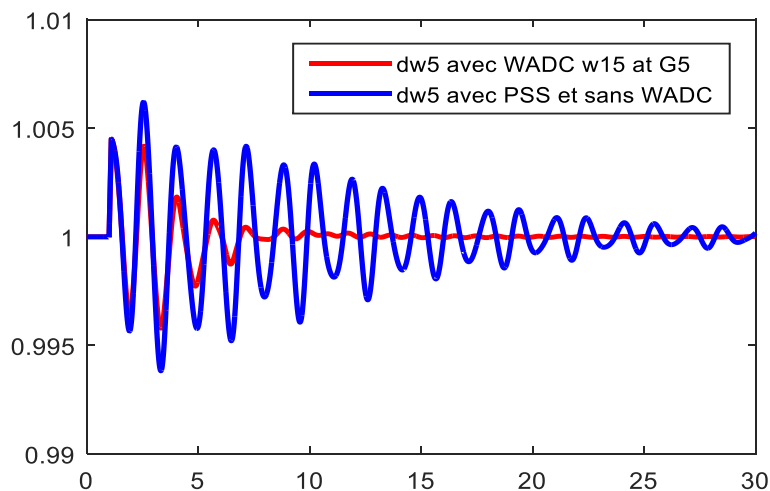


Fig. 3.15. Réponse de vitesse de rotation du générateur 5 au défaut triphasé avec et sans WADC, dw15 en G5.

### III.6- Optimisation de la Sélection des Signaux d'Entrée et Compréhension des Interactions avec les PSS Locaux.

Traditionnellement, la sélection des signaux appropriés a été basée sur l'amplitude du résidu car elle combine la contrôlabilité et l'observabilité en un seul indice.

Outre l'amplitude, l'angle de phase du résidu est important dans la sélection des signaux appropriés. L'angle de résidu est étroitement lié à l'exigence de compensation de phase à chaque fréquence modale nécessaire pour produire l'amortissement souhaité. Il est donc important de prendre en compte l'angle de résidu, surtout lors de l'amortissement des oscillations multimodales en utilisant un nombre limité de blocs de retard. Ce travail met en évidence l'importance de considérer l'angle de phase des résidus en plus à leur magnitude tout en sélectionnant le signal le plus approprié pour la conception d'un WADC [28].

Etant donné que les signaux avec une plus grande magnitude de résidus sont plus efficaces pour amortir le ou les modes d'oscillations. Cependant, la magnitude du résidu peut changer avec les conditions opérationnelles, ce qui affecte l'efficacité d'un signal particulier. Wang a montré que

la minimisation de la variance de la magnitude du résidu sur différentes conditions opérationnelles peut être incluse comme un critère supplémentaire pour rendre la sélection du signal robuste sur plusieurs conditions opérationnelles [28].

Par conséquent, un nouveau critère de sélection de signal basé à la fois sur la magnitude et l'angle de phase des résidus est étudié dans cette partie.

Pour obtenir une quantité souhaitée d'amortissement pour chaque mode, l'exigence de compensation de phase à chaque fréquence modale ne doit pas varier de manière significative. La compensation de phase requise à chaque fréquence modale est étroitement liée à l'angle de phase des résidus.

Ainsi, notre critère proposé consiste à identifier un ensemble de signaux pour lesquels la différence entre les angles des résidus pour les modes concernés est inférieure à un certain seuil défini.

Cependant, lorsque les conditions de fonctionnement changent, l'amplitude et l'angle du résidu varient. Il est donc important de vérifier que les signaux sélectionnés répondent au critère proposé sur une large gamme de conditions de fonctionnement [5].

Pour identifier le meilleur signal d'entrée garantissant un amortissement acceptable dans diverses conditions de fonctionnement, nous proposons d'analyser l'amplitude et la phase des résidus des modes concernés sous différentes conditions de fonctionnement. Le signal montrant la variation minimale sera choisi comme signal d'entrée. Cette analyse se basera à la fois sur une visualisation à l'œil nu et sur des indices tels que l'étendue et l'écart-type.

La même technique peut être utilisée pour examiner si le CPSS a un impact sur le WAPSS qui fonctionne en parallèle avec lui.

### III.6.1- Application au système Kundur

Dans la présente étude, différentes opérations du système sont obtenues en faisant varier la production de puissance des générateurs, les demandes de charge. La production de chaque générateur et la demande de charge varient dans une plage de  $\pm 30\%$  (avec chaque pas de 50 MW) par rapport à leur condition de fonctionnement nominale comme indique l'annexe. Un total de 61 opérations est obtenu.

Les figures ci-dessous montrent la variation de la valeur absolue de l'amplitude et de l'angle du résidu pour les signaux sélectionnés calculés pour toutes les conditions de fonctionnement choisies. Le CPSS est installé à des emplacements définis pour étudier son impact.

Il est possible d'observer à partir de ces figures que le signal w13 montre de meilleures performances lorsqu'il est appliqué à G1, contrairement au cas où il est appliqué à G2. Cela nous amène à poser la question suivante : est-ce que le CPSS à G2 fait cette différence ? Pour répondre à cette question, le CPSS est retiré de G2 et installé à G1. Les résultats obtenus ne confirment pas fortement nos attentes, mais nous conduisent à tirer la même conclusion.

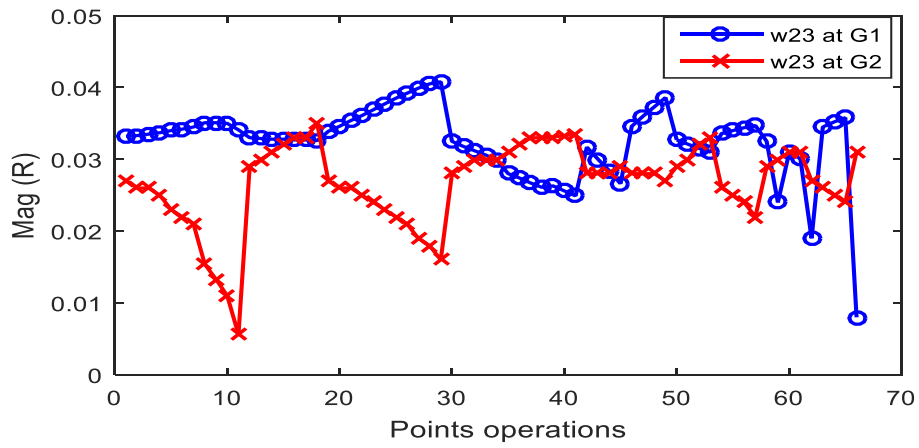


Fig. 3.16. Variation de l'amplitude du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G2

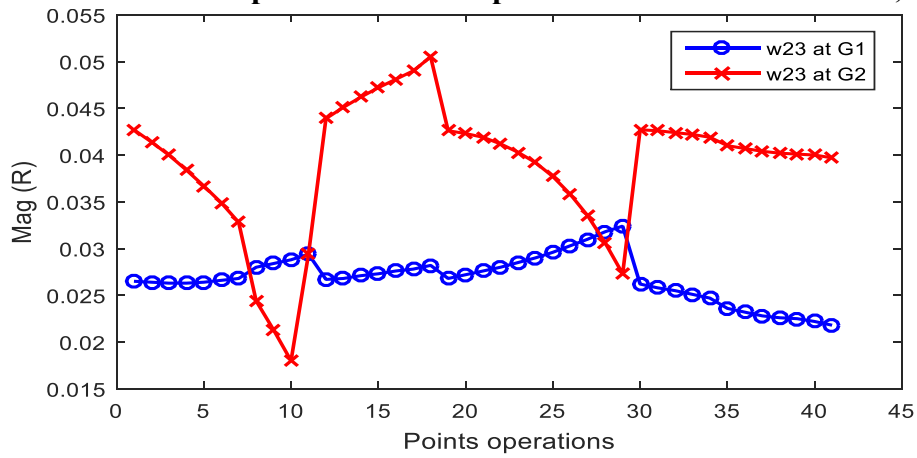


Fig. 3.17. Variation de l'amplitude du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G1

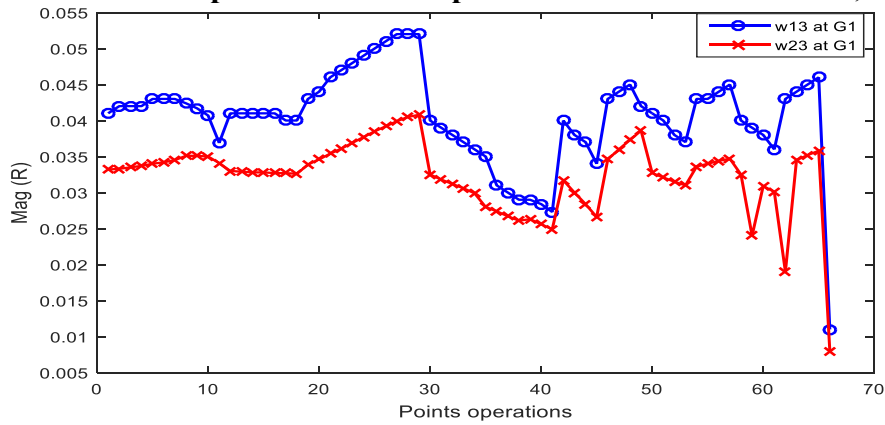


Fig. 3.18. Variation de l'amplitude du résidu pour w13 et w23 en G1, PSS at G2

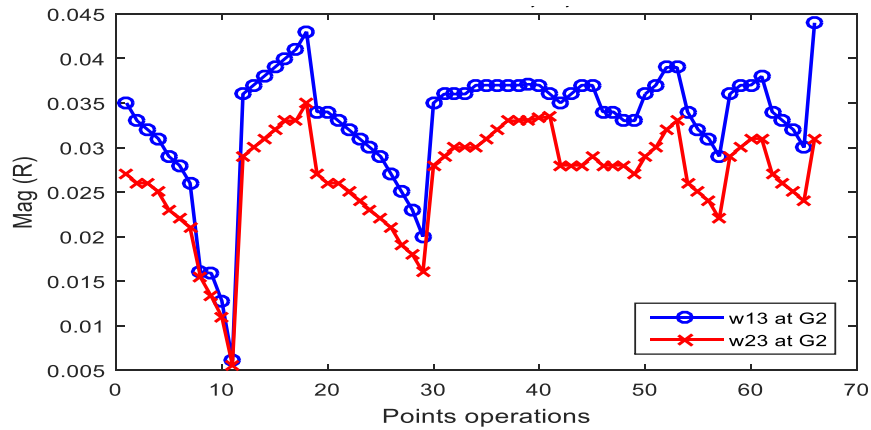


Fig. 3.19. Variation de l'amplitude du résidu pour w13 et w23 en G2, PSS at G2

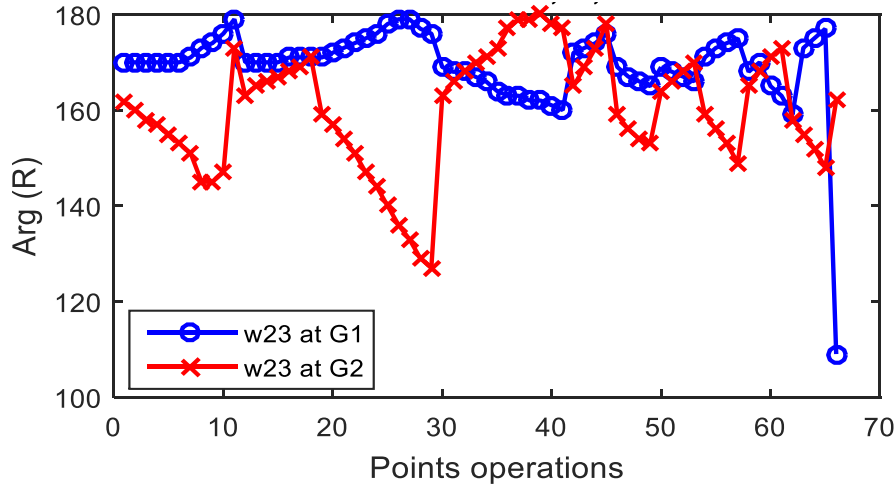


Fig. 3.20. Variation de l'argument du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G2

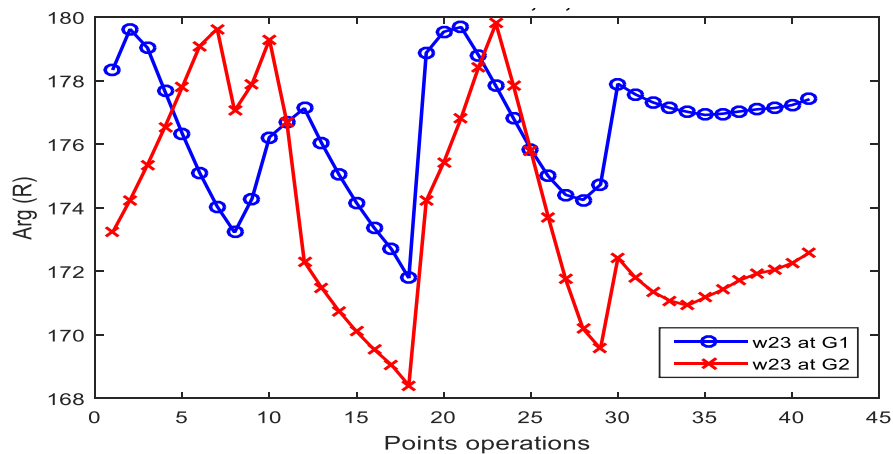


Fig. 3.21. Variation de l'argument du résidu pour w23 en G1 et w23 en G2, PSS at G1

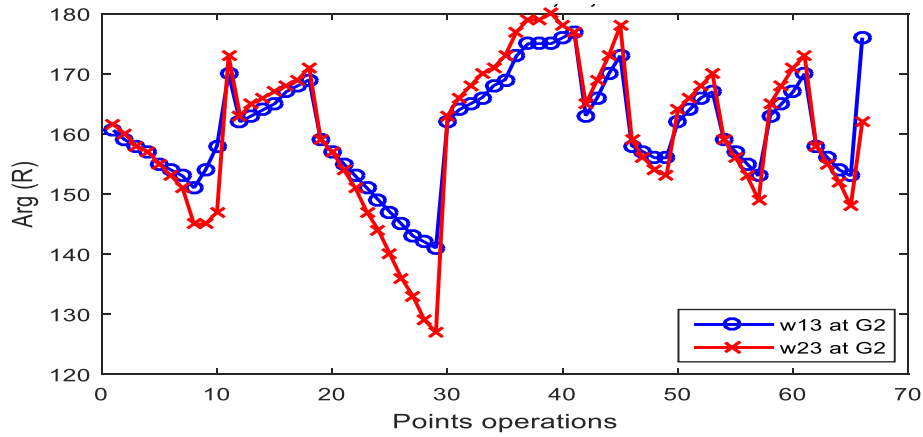


Fig. 3.22. Variation de l'argument du résidu pour w13 en G2 et w23 en G2, PSS at G2

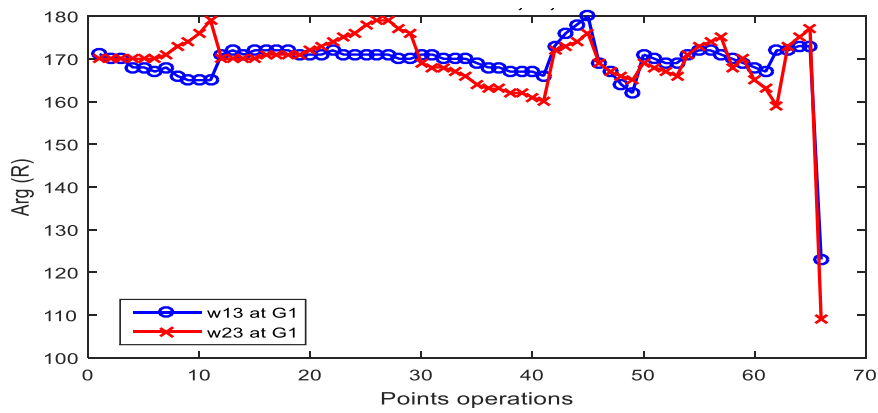


Fig. 3.23. Variation de l'argument du résidu pour w13 en G1 et w23 en G1, PSS at G2

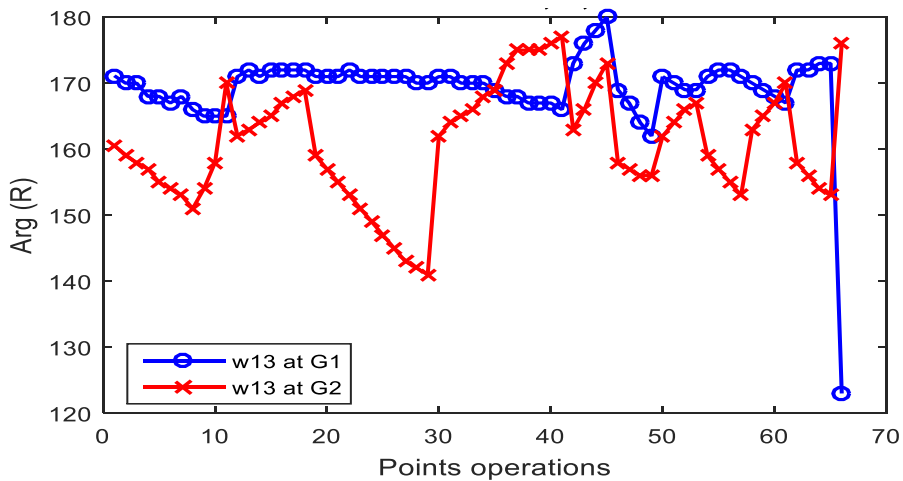


Fig. 3.24. Variation de l'argument du résidu pour w13, PSS at G2

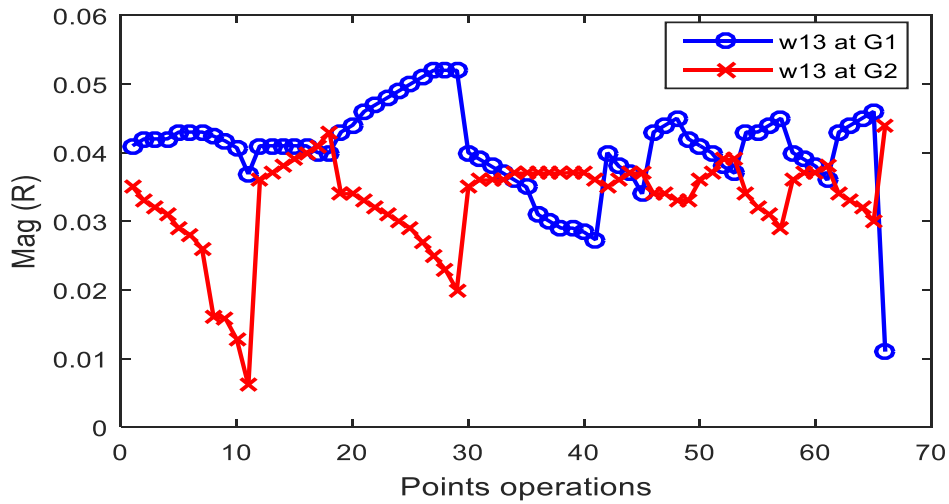


Fig. 3.25. Variation de l'amplitude du résidu pour w13, PSS at G2

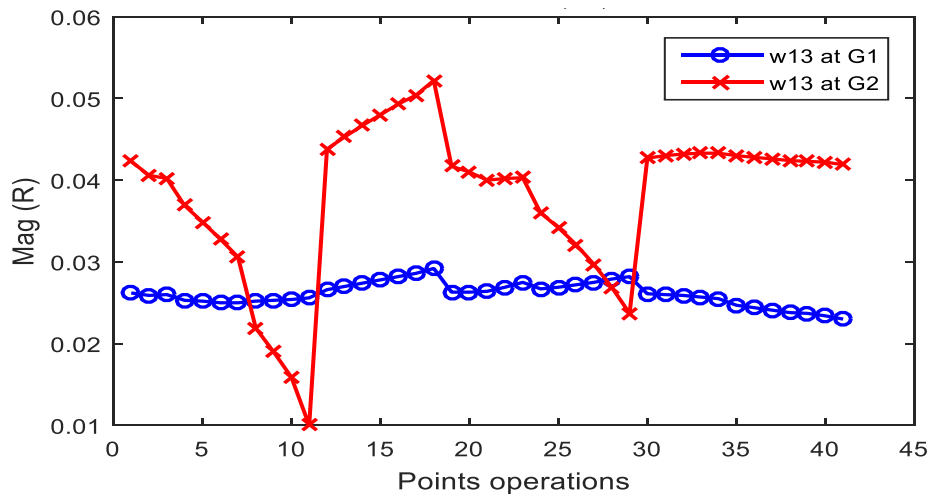


Fig.3.26. Variation de l'amplitude du résidu pour w13, PSS at G1

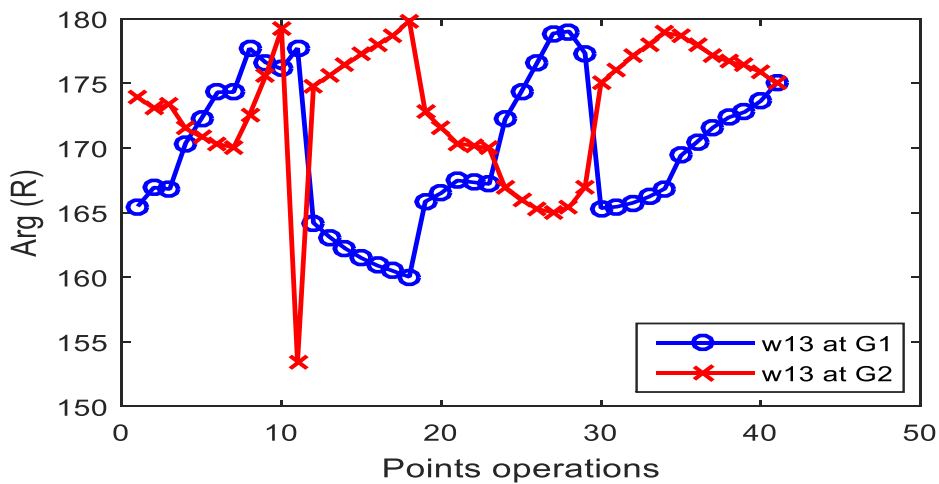


Fig.3.26. Variation de l'amplitude du résidu pour w13, PSS at G1

La visualisation à l'œil nu n'est pas suffisante. Ainsi, nous mesurons quelques indices qui pourraient fournir la meilleure analyse. Ces indices sont l'étendue et l'écart-type, qui sont

### Chapitre III : WAPSS et Optimisation des Signaux d'Entrée

présentés dans le tableau ci-dessous. L'analyse du tableau conduit aux deux conclusions suivantes :

- ✓ Les meilleurs signaux d'entrée sont ceux provenant de générateurs qui ne sont pas équipés de CPSS.
- ✓ Le signal d'entrée choisi montre de meilleures performances lorsque les WAPSS utilisés sont appliqués sans CPSS fonctionnant en parallèle.

La combinaison de ces deux conclusions conduira aux meilleures performances.

**Tableau III.2 : Etendue et Ecart-type de différents signaux choisis pour la magnitude et l'argument du résidu**

|                      | Magnitude |        | Argument |         |
|----------------------|-----------|--------|----------|---------|
|                      | Rang      | Etendu | Rang     | Etendu  |
| w13 at G1-PSS at G1- | 0.0062    | 0.0014 | 169.7212 | 5.5614  |
| w13 at G2-PSS at G1- | 0.0422    | 0.0094 | 173.1066 | 5.3107  |
| w23 at G1-PSS at G1- | 0.0106    | 0.0025 | 7.9024   | 1.9617  |
| w23 at G2-PSS at G1- | 0.0325    | 0.0072 | 11.3911  | 3.2949  |
|                      |           |        |          |         |
| w13 at G1-PSS at G2- | 0.0410    | 0.0066 | 57       | 6.4980  |
| w13 at G2-PSS at G2- | 0.0379    | 0.0068 | 36       | 8.6845  |
|                      |           |        |          |         |
| w13 at G1-PSS at G2- | 0.0410    | 0.0066 | 57       | 6.4980  |
| w23 at G1-PSS at G2- | 0.0328    | 0.0051 | 70       | 8.9370  |
|                      |           |        |          |         |
| w13 at G2-PSS at G2- | 0.0379    | 0.0068 | 36       | 8.6845  |
| w23 at G2-PSS at G2- | 0.0294    | 0.0057 | 53       | 12.3373 |
|                      |           |        |          |         |
| w23 at G1-PSS at G2- | 0.0328    | 0.0051 | 70       | 8.9370  |
| w23 at G2-PSS at G2- | 0.0294    | 0.0057 | 53       | 12.3373 |

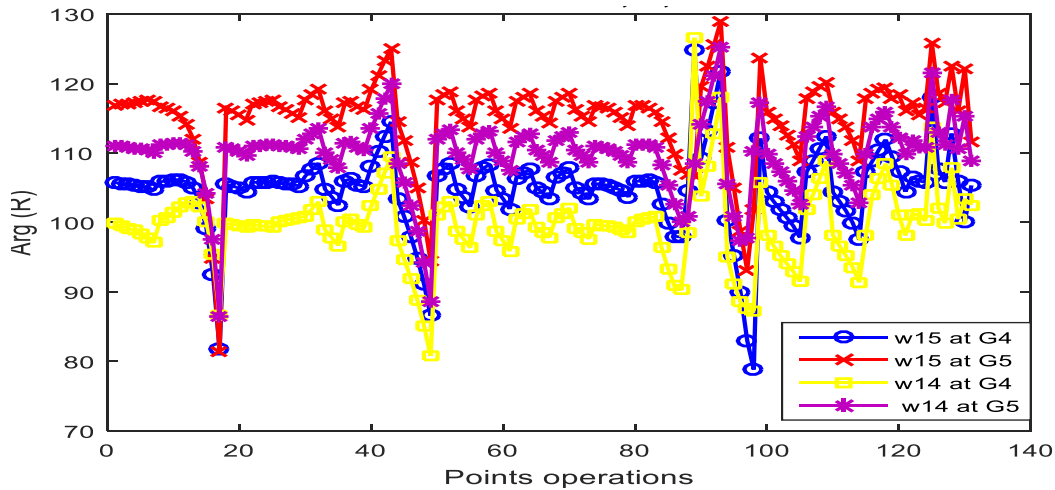
#### III.6.2- Application au système New-England

Notre étude est étendue au système New England, qui est un grand système préféré pour cette étude. Rappelons que les CPSS sont installés à G4 et G9, tandis que le WAPSS est appliqué pour fonctionner en parallèle avec le CPSS à G4 en utilisant (w4-w1) comme entrée. Pour examiner les deux conclusions obtenues pour le système Kundur, nous analysons également le cas où le WAPSS est appliqué à G5 en utilisant (w5-w1) comme entrée, le cas où le WAPSS est appliqué à G5 en utilisant (w4-w1) comme entrée, et le cas où le WAPSS est appliqué à G4 en utilisant (w5-w1) comme entrée. Dans la présente étude, diverses opérations du système sont obtenues en variant la production d'électricité des générateurs, les demandes de charge et les contingences de panne N-1 des lignes et des générateurs. Un total de 135 opérations sont obtenues. Les figures 3.28 et 3.29 montrent la variation de la valeur absolue de l'amplitude et de l'angle du résidu pour les signaux sélectionnés calculés pour toutes les conditions de fonctionnement choisies. Le tableau III.4 montre l'étendue et l'écart-type pour les quatre cas. Les résultats indiquent que le signal d'entrée choisi montre de meilleures performances lorsque les WAPSS utilisés sont appliqués sans CPSS fonctionnant en parallèle.

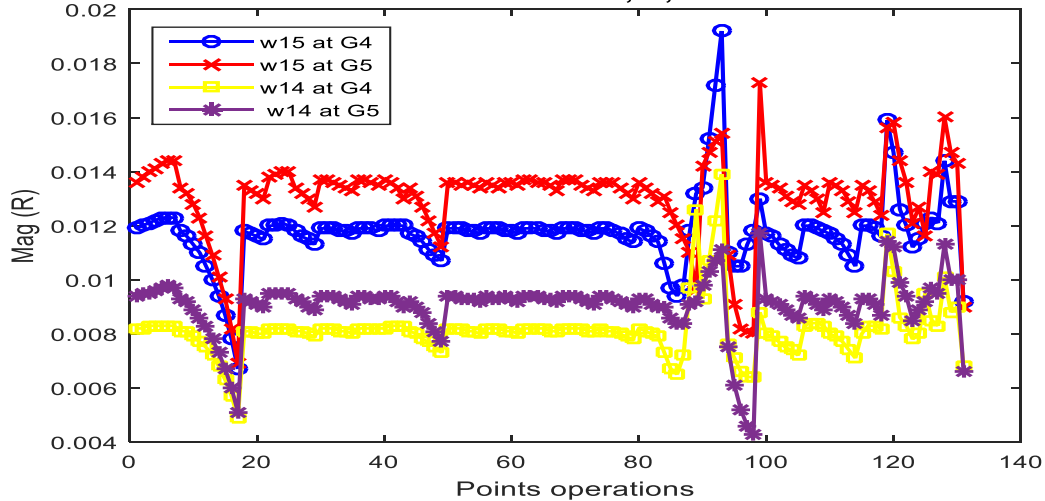
Cependant, il est très important de réaliser davantage d'investigations en utilisant différents cas et plusieurs conditions de fonctionnement.

**Tableau III.3 : Etendue et Ecart-type de différents signaux choisis pour la magnitude et l'argument du résidu**

|            | Rang<br>w15 at G4 | Rang<br>w15 at G5 | Rang<br>w14 at G4 | Rang<br>w14 at G5 | Étendue<br>w15 at G4 | Étendue<br>w15 at G5 | Étendue<br>w14 at G4 | Étendue<br>w14 at G5 |
|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| <b>Mag</b> | 0.0125            | 0.0104            | 0.0090            | 0.0074            | 0.0014               | 0.0016               | 0.0011               | 0.0011               |
| <b>Arg</b> | 46.0311           | 47.6413           | 45.8085           | 38.8576           | 6.2438               | 6.3598               | 5.7977               | 5.3980               |



**Fig. 3.28. Variation de l'argument du résidu pour différents signaux choisies**



**Fig. 3.29. Variation de l'amplitude du résidu pour différents signaux choisi**

### III.7. Conclusion

En conclusion, ce chapitre a mis en évidence l'importance et l'efficacité des stabilisateurs de système électrique à large zone (WAPSS) pour améliorer la stabilité des systèmes électriques. À travers des simulations sur les systèmes de Kundur et de New England, nous avons démontré que les WAPSS surpassent les CPSS traditionnels dans l'amortissement des oscillations interzones. La méthodologie proposée pour la sélection des signaux d'entrée optimaux s'est



### **Chapitre III : WAPSS et Optimisation des Signaux d'Entrée**

---

révélée efficace dans diverses conditions de fonctionnement, offrant une solution robuste pour la gestion de la stabilité des systèmes électriques complexes. L'étude comparative de l'influence des CPSS a clarifié leur impact sur les performances des signaux d'entrée des WAPSS. En fin de compte, cette analyse a permis d'établir une première compréhension de l'interaction dynamique entre les WAPSS et les CPSS, ouvrant la voie à d'autres études et à des améliorations significatives dans la conception et la mise en œuvre des systèmes de stabilisation de puissance à large zone.

# Conclusion Générale

### Conclusion générale

Ce mémoire a exploré de manière approfondie les défis et les solutions associés à la stabilisation des systèmes électriques à travers l'étude des oscillations à basse fréquence (LFO), des stabilisateurs de système de puissance conventionnels (CPSS), et des stabilisateurs de système électrique à large zone (WAPSS).

Dans le premier chapitre, nous avons établi les fondations théoriques essentielles en examinant les origines et les mécanismes des LFO. Nous avons clarifié leur classification et illustré ces concepts à travers des simulations sur un système électromécanique fondamental, tout en posant les bases méthodologiques pour l'analyse et le contrôle de l'amortissement des oscillations.

Le deuxième chapitre a été consacré aux CPSS, où nous avons détaillé leur structure et leurs méthodologies de conception. Nous avons analysé leurs avantages et limitations à travers des simulations pratiques, ce qui a permis de mieux comprendre leur rôle et leur efficacité dans l'amortissement des oscillations locales.

Enfin, le troisième chapitre s'est concentré sur les WAPSS, mettant en évidence leur capacité à surmonter les limitations des CPSS. Nous avons démontré, à travers des études de simulation sur les systèmes de Kundur et de New England, que les WAPSS offrent une meilleure performance dans l'amortissement des oscillations interzones. La méthodologie proposée pour la sélection des signaux d'entrée optimaux a été validée, montrant une efficacité robuste sous diverses conditions de fonctionnement. L'étude comparative de l'influence des CPSS a permis de comprendre leur impact sur les performances des WAPSS, établissant ainsi une base pour des améliorations futures.

En synthèse, ce mémoire a fourni une compréhension complète des interactions dynamiques entre les CPSS et les WAPSS, proposant des solutions innovantes pour améliorer la stabilité des systèmes électriques. Les résultats obtenus ouvrent la voie à de nouvelles recherches et à des développements futurs, visant à optimiser la stabilité et la sécurité des réseaux électriques dans des environnements de plus en plus complexes et interconnectés.

# Bibliographie

- [1] Hasan Alkhatib. “ Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique”. Thèse de doctorat. Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III, 2008.
- [2] S. P. Kerr, W. R. Kerr and T. Xu. Wide-area Oscillation Identification and Damping Control in Power Systems. Foundations and Trends in Electric Energy Systems, vol. 2, no. 2, pp. 133–197, 2018.
- [3] Zhang X, Lu C, Liu S, Wang X. A review on wide-area damping control to restrain inter-area low frequency oscillation for large-scale power systems with increasing renewable generation. Renew Sustain Energy Rev 2016;57:45–58.
- [4] ZIYAD BOUCHAMA, “Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance”, Thèse de Doctorat, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF 1- SETIF, 2013.
- [5] MOKHTAR BENASLA, FELIX RAFAEL SEGUNDO SEVILLA, PETR KORBA, TAYEB ALLAOUI, AND MOULOUD DENAI, “A Criterion for Designing Emergency Control Schemes to Counteract Communication Failures in Wide-Area Damping Control”, IEEE Access, 2023.
- [6] Yong Li, Dechang Yang, Fang Liu, Yijia Cao, Christian Rehtanz. “Interconnected Power Systems :Wide-Area Dynamic Monitoring and Control Applications”, Library of Congress Control Number, 2016.
- [7] BENASLA MOKHTAR, ‘Contribution à l’amélioration des nouvelles structures d’une ligne HVDC pour transporter à longues distances de l’électricité solaire de source saharienne’ Thèse de doctorat, UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES, 2018.
- [8] Rogers G (2000) Power system oscillations. Kluwer
- [9] Klein M, Rogers GJ, Kundur P (1991) A fundamental study of inter-area oscillations. IEEE Trans. Power Syst 6:914–921
- [10] P. Kundur. Power system stability and control. McGraw-Hill, 2003.
- [11] <https://fr.slideshare.net/PowerSystemOperation/power-system-oscillations>
- [12] Synchrophasor technology roadmap. North American Synchrophasor Initiative (NASPI), Tech. Rep.; 2009.
- [13]Graham Rogers, ‘POWER SYSTEM OSCILLATIONS’, Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, 2000.
- [14] Pal B, Chaudhuri B (2005) Robust control in power systems. Springer Inc., New York
- [15] Mohammed Mekhanet, ‘Conception des Stabilisateurs de Puissance d’un Réseau Électrique Multimachine : Optimisation et Auto-Ajustement en Temps Réel’, Thèse de doctorat, Université Amar Telidji – Laghouat, 2018.
- [16] Joe H. Chow, Juan J. Sanchez-Gasca, ‘Power System Modeling, Computation, and Control’ IEEE PRESS, 2020.
- [17] Rajeev Gupta, B. Bandyopadhyay, A.M. Kulkarni, ‘Design of power system stabilizer for single machine system using robust fast output sampling feedback technique’, Electric Power Systems Research, 2002.
- [18] Murilo Eduardo Casteroba Bento, ‘Design of a Wide-Area Power System Stabilizer to Tolerate Multiple Permanent Communication Failures’, Electricity, 2023.

- [19] M. E. Aboul-Era, A. A. Sallam, J. D. Mccalley, and A. A. Fouad, "Damping controller design for power system oscillations using global signals," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 767–773, 1996.
- [20] W. Yao, L. Jiang, J. Wen, Q. H. Wu, S. Cheng, "Wide-area damping controller of FACTS devices for inter-area oscillations considering communication time delays," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 318–329, 2014.
- [21] M. Farsangi, Y. Song, and K. Lee, "Choice of FACTS device control inputs for damping interarea oscillations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1135–1143, 2004.
- [22] A. M. Hamdan. "An investigation of the significance of singular value decomposition in power system dynamics," *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 21, no. 6, pp. 417–24, 1999.
- [23] J. L. Domínguez-García, C.E. Ugalde-Loo, F. Bianchi, O. Gomis-Bellmunt, "Input-output signal selection for damping of power system oscillations using wind power plants," *Electrical Power and Energy System*, vol. 58, pp. 75-84, 2014.
- [24] C. E. Ugalde-Loo, E. Acha, E. Licéaga-Castro, "Fundamental analysis of the electromechanical oscillation damping control loop of the static Var compensator using individual channel analysis and design," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 3053-3069, 2010.
- [25] Y. Li, C. Rehtanz, S. Ruberg, L. Luo, Y. Cao, "Assessment and choice of input signals for multiple HVDC and FACTS wide-area damping controllers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 1969–1977, 2012.
- [26] Bai, Feifei, Liu, Hesun, Zhu, Lin, Liu, Yilu, Sun, Kai, Wang, Xiaoru, Patel, Mahendra, Farantatos, Evangelos, 'A Measurement-based Control Input-output Signal Selection Approach to Damp Inter-area Oscillations', 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC).
- [27] Mokhtar Benasla · Mouloud Denai · Jun Liang · Tayeb Allaoui · Mostefa Brahami, "Performance of wide-area power system stabilizers during major system upsets: investigation and proposal of solutions", *Electrical Engineering*, 2021.
- [28] Swakshar Ray, , Balarko Chaudhuri, and Rajat Majumder 'Appropriate Signal Selection for Damping Multi-modal Oscillations Using Low Order Controllers', 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century.
- [29] Pai MA (1989) *Energy function analysis for power system stability*. Kluwer, Norwell
- [30] Moeini A, Kamwa I (2015) Analytical concepts for reactive power based primary frequency control in power systems. *IEEE Trans Power Syst* 99:1–14.
- [31] IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls (2014) Report on the 68-bus system (New England/New York Test System), Ver 4.0.

**Annexe**

### Résultats de la variation des conditions de fonctionnement pour le système de Kundur :

| Operation  | $w_{13}$ |        | $w_{14}$ |        | $w_{23}$ |        | $w_{23at G1}$ |        | $w_{13 at G1}$ |        |
|------------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|---------------|--------|----------------|--------|
|            | R        | arg(R) | R        | arg(R) | R        | arg(R) | R             | arg(R) | R              | arg(R) |
| Nominal    | 0.035    | 160.61 | 0.032    | 158.35 | 0.027    | 161.66 | 0.0332        | 170    | 0.041          | 171.13 |
| L7 (917MW) | 0.033    | 159    | 0.031    | 157    | 0.026    | 160    | 0.0333        | 170    | 0.042          | 170    |
| L7 (867MW) | 0.032    | 158    | 0.030    | 156    | 0.026    | 158    | 0.0335        | 170    | 0.042          | 170    |
| L7 (817MW) | 0.031    | 157    | 0.029    | 154    | 0.025    | 157    | 0.0337        | 170    | 0.042          | 168    |
| L7 (767MW) | 0.029    | 155    | 0.027    | 153    | 0.023    | 155    | 0.0340        | 170    | 0.043          | 168    |
| L7 (717MW) | 0.028    | 154    | 0.026    | 152    | 0.022    | 153    | 0.0342        | 170    | 0.043          | 167    |
| L7 (667MW) | 0.026    | 153    | 0.024    | 151    | 0.021    | 151    | 0.0345        | 171    | 0.043          | 168    |
| L7 (500MW) | 0.0160   | 151    | 0.0173   | 150    | 0.0154   | 145    | 0.0351        | 173    | 0.0424         | 166    |
| L7 (450MW) | 0.0159   | 154    | 0.0147   | 152    | 0.0133   | 145    | 0.0351        | 174    | 0.0417         | 165    |
| L7(400MW)  | 0.0128   | 158    | 0.0119   | 156    | 0.0110   | 147    | 0.0350        | 176    | 0.0407         | 165    |
| L7(300MW)  | 0.0061   | 170    | 0.0057   | 173    | 0.0056   | 173    | 0.0341        | 179    | 0.0369         | 165    |
|            |          |        |          |        |          |        |               |        |                |        |
| L7(1017MW) | 0.036    | 162    | 0.034    | 160    | 0.029    | 163    | 0.0330        | 170    | 0.041          | 171    |
| L7(1067MW) | 0.037    | 163    | 0.035    | 161    | 0.030    | 165    | 0.0329        | 170    | 0.041          | 172    |
| L7(1117MW) | 0.038    | 164    | 0.036    | 162    | 0.031    | 166    | 0.0328        | 170    | 0.041          | 171    |
| L7(1167MW) | 0.039    | 165    | 0.037    | 163    | 0.032    | 167    | 0.0328        | 170    | 0.041          | 172    |
| L7(1217MW) | 0.040    | 167    | 0.038    | 164    | 0.033    | 168    | 0.0327        | 171    | 0.041          | 172    |
| L7(1267MW) | 0.041    | 168    | 0.039    | 165    | 0.033    | 169    | 0.0327        | 171    | 0.040          | 172    |
| L7(1350MW) | 0.043    | 169    | 0.0404   | 167    | 0.0350   | 171    | 0.0326        | 171    | 0.040          | 172    |
|            |          |        |          |        |          |        |               |        |                |        |
| L9(1717MW) | 0.034    | 159    | 0.032    | 157    | 0.027    | 159    | 0.0339        | 171    | 0.043          | 171    |
| L9(1667MW) | 0.034    | 157    | 0.031    | 156    | 0.026    | 157    | 0.0346        | 172    | 0.044          | 171    |
| L9(1617MW) | 0.033    | 155    | 0.030    | 154    | 0.026    | 154    | 0.0354        | 173    | 0.046          | 171    |
| L9(1567MW) | 0.032    | 153    | 0.029    | 153    | 0.025    | 151    | 0.0361        | 174    | 0.047          | 172    |
| L9(1517MW) | 0.031    | 151    | 0.028    | 151    | 0.024    | 147    | 0.0369        | 175    | 0.048          | 171    |
| L9(1467MW) | 0.030    | 149    | 0.027    | 150    | 0.023    | 144    | 0.0377        | 176    | 0.049          | 171    |
| L9(1417MW) | 0.029    | 147    | 0.025    | 148    | 0.022    | 140    | 0.0385        | 178    | 0.050          | 171    |
| L9(1367MW) | 0.027    | 145    | 0.024    | 147    | 0.021    | 136    | 0.0392        | 179    | 0.051          | 171    |
| L9(1317MW) | 0.025    | 143    | 0.022    | 146    | 0.019    | 133    | 0.0399        | 179    | 0.052          | 171    |
| L9(1267MW) | 0.023    | 142    | 0.020    | 146    | 0.018    | 129    | 0.0405        | 177    | 0.052          | 170    |
| L9(1217MW) | 0.020    | 141    | 0.018    | 146    | 0.016    | 127    | 0.0408        | 176    | 0.052          | 170    |
|            |          |        |          |        |          |        |               |        |                |        |
| L9(1817MW) | 0.035    | 162    | 0.033    | 160    | 0.028    | 163    | 0.0325        | 169    | 0.040          | 171    |
| L9(1867MW) | 0.036    | 164    | 0.034    | 161    | 0.029    | 166    | 0.0318        | 168    | 0.039          | 171    |
| L9(1917MW) | 0.036    | 165    | 0.035    | 162    | 0.030    | 168    | 0.0312        | 168    | 0.038          | 170    |
| L9(1967MW) | 0.036    | 166    | 0.035    | 163    | 0.030    | 170    | 0.0306        | 167    | 0.037          | 170    |
| L9(2017MW) | 0.037    | 168    | 0.035    | 164    | 0.030    | 171    | 0.0299        | 166    | 0.036          | 170    |
| L9(2167MW) | 0.037    | 169    | 0.036    | 166    | 0.031    | 173    | 0.0280        | 164    | 0.035          | 169    |
| L9(2217MW) | 0.037    | 173    | 0.036    | 169    | 0.032    | 177    | 0.0274        | 163    | 0.031          | 168    |
| L9(2267MW) | 0.037    | 175    | 0.037    | 171    | 0.033    | 179    | 0.0267        | 163    | 0.030          | 168    |
| L9(2317MW) | 0.037    | 175    | 0.037    | 172    | 0.033    | 179    | 0.0261        | 162    | 0.029          | 167    |
| L9(2300MW) | 0.0371   | 175    | 0.0366   | 172    | 0.0331   | 180    | 0.0263        | 162    | 0.0290         | 167    |
| L9(2350MW) | 0.0370   | 176    | 0.0366   | 173    | 0.0333   | 178    | 0.0256        | 161    | 0.0284         | 167    |
| L9(2400MW) | 0.0360   | 177    | 0.0364   | 175    | 0.0335   | 177    | 0.0249        | 160    | 0.0273         | 166    |



|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
|------------------|-------|-----|-------|-----|-------|-----|--------|-----|-------|-----|
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G1(650MW)        | 0.035 | 163 | 0.033 | 161 | 0.028 | 165 | 0.0317 | 172 | 0.040 | 173 |
| G1(600MW)        | 0.036 | 166 | 0.034 | 164 | 0.028 | 169 | 0.030  | 173 | 0.038 | 176 |
| G1(550MW)        | 0.037 | 170 | 0.034 | 167 | 0.028 | 173 | 0.0284 | 174 | 0.037 | 178 |
| G1(500MW)        | 0.037 | 173 | 0.035 | 171 | 0.029 | 178 | 0.0266 | 176 | 0.034 | 180 |
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G1(750MW)        | 0.034 | 158 | 0.032 | 156 | 0.028 | 159 | 0.0346 | 169 | 0.043 | 169 |
| G1(800MW)        | 0.034 | 157 | 0.032 | 155 | 0.028 | 156 | 0.0360 | 167 | 0.044 | 167 |
| G1(850MW)        | 0.033 | 156 | 0.031 | 154 | 0.028 | 154 | 0.0373 | 166 | 0.045 | 164 |
| G1(910MW)        | 0.033 | 156 | 0.031 | 154 | 0.027 | 153 | 0.0386 | 165 | 0.042 | 162 |
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G3(669MW)        | 0.036 | 162 | 0.034 | 160 | 0.029 | 164 | 0.0327 | 169 | 0.041 | 171 |
| G3(619MW)        | 0.037 | 164 | 0.035 | 162 | 0.030 | 166 | 0.0321 | 168 | 0.040 | 170 |
| G3(569MW)        | 0.039 | 166 | 0.036 | 165 | 0.032 | 168 | 0.0315 | 167 | 0.038 | 169 |
| G3(532MW)        | 0.039 | 167 | 0.037 | 166 | 0.033 | 170 | 0.0310 | 166 | 0.037 | 169 |
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G3(769MW)        | 0.034 | 159 | 0.031 | 156 | 0.026 | 159 | 0.0336 | 171 | 0.043 | 171 |
| G3(819MW)        | 0.032 | 157 | 0.030 | 155 | 0.025 | 156 | 0.0340 | 173 | 0.043 | 172 |
| G3(869MW)        | 0.031 | 155 | 0.028 | 153 | 0.024 | 153 | 0.0344 | 174 | 0.044 | 172 |
| G3(919MW)        | 0.029 | 153 | 0.027 | 151 | 0.022 | 149 | 0.0347 | 175 | 0.045 | 171 |
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G4(650MW)        | 0.036 | 163 | 0.034 | 159 | 0.029 | 165 | 0.0325 | 168 | 0.040 | 170 |
| G4(600MW)        | 0.037 | 165 | 0.036 | 160 | 0.030 | 168 | 0.0316 | 167 | 0.039 | 169 |
| G4(550MW)        | 0.037 | 167 | 0.037 | 161 | 0.031 | 171 | 0.0309 | 165 | 0.038 | 168 |
| G4(500MW)        | 0.038 | 170 | 0.038 | 163 | 0.031 | 173 | 0.0301 | 163 | 0.036 | 167 |
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G4(750MW)        | 0.034 | 158 | 0.031 | 157 | 0.027 | 158 | 0.0338 | 171 | 0.043 | 172 |
| G4(800MW)        | 0.033 | 156 | 0.030 | 157 | 0.026 | 155 | 0.0345 | 173 | 0.044 | 172 |
| G4(850MW)        | 0.032 | 154 | 0.028 | 156 | 0.025 | 152 | 0.0352 | 175 | 0.045 | 173 |
| G4(900MW)        | 0.030 | 153 | 0.027 | 155 | 0.024 | 148 | 0.0358 | 177 | 0.046 | 173 |
|                  |       |     |       |     |       |     |        |     |       |     |
| G1 (0MW)<br>(6%) | 0.044 | 176 | 0.042 | 179 | 0.031 | 162 | 0.0080 | 109 | 0.011 | 123 |

| Operation   | $w_{13at G1}$ |          | $w_{13 at G2}$ |          | $w_{23at G1}$ |          | $w_{23at G2}$ |          |
|-------------|---------------|----------|----------------|----------|---------------|----------|---------------|----------|
|             | R             | arg(R)   | R              | arg(R)   | R             | arg(R)   | R             | arg(R)   |
| Nominal     | 0.0262        | 165.4732 | 0.0423         | 173.9192 | 0.0265        | 178.3325 | 0.0427        | 173.2215 |
| L7(917MW)   | 0.0259        | 166.9326 | 0.0406         | 173.0739 | 0.0264        | 179.6205 | 0.0414        | 174.2382 |
| L7 (867MW)  | 0.0260        | 166.8156 | 0.0402         | 173.3486 | 0.0263        | 179.0324 | 0.0400        | 175.3473 |
| L7 (817MW)  | 0.0253        | 170.3713 | 0.0369         | 171.4958 | 0.0263        | 177.6645 | 0.0384        | 176.5400 |
| L7 (767MW)  | 0.0252        | 172.3003 | 0.0349         | 170.8310 | 0.0264        | 176.3288 | 0.0367        | 177.7982 |
| L7 (717MW)  | 0.0250        | 174.3146 | 0.0328         | 170.3150 | 0.0266        | 175.0927 | 0.0349        | 179.0923 |
| L7 (667MW)  | 0.0250        | 174.3146 | 0.0306         | 170.0244 | 0.0268        | 174.0403 | 0.0328        | 179.6299 |
| L7(500MW)   | 0.0252        | 177.70   | 0.0219         | 172.5671 | 0.0280        | 173.2202 | 0.0244        | 177.0487 |
| L7(450MW)   | 0.0253        | 176.61   | 0.0190         | 175.55   | 0.0284        | 174.2820 | 0.0213        | 177.8876 |
| L7(400MW)   | 0.0254        | 176.11   | 0.0159         | 179.18   | 0.0288        | 176.2189 | 0.0180        | 179.2935 |
| L7(300MW)   | 0.0256        | 177.72   | 0.0100         | 153.41   | 0.0294        | 176.6861 | 0.0294        | 176.6861 |
|             |               |          |                |          |               |          |               |          |
| L7 (1017MW) | 0.0266        | 164.20   | 0.0438         | 174.77   | 0.0267        | 177.1297 | 0.0439        | 172.3008 |
| L7 (1067MW) | 0.0270        | 163.11   | 0.0453         | 175.61   | 0.0268        | 176.0277 | 0.0451        | 171.4758 |
| L7 (1117MW) | 0.0274        | 162.21   | 0.0467         | 176.43   | 0.0271        | 175.0339 | 0.0462        | 170.7434 |

|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
|-------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| L7 (1167MW) | 0.0278 | 161.48   | 0.0480 | 177.23   | 0.0273 | 174.1499 | 0.0472 | 170.0994 |
| L7 (1217MW) | 0.0282 | 160.9    | 0.0493 | 177.99   | 0.0276 | 173.3731 | 0.0481 | 169.5385 |
| L7 (1267MW) | 0.0286 | 160.47   | 0.0504 | 178.71   | 0.0278 | 172.6983 | 0.0490 | 169.0551 |
| L7(1350MW)  | 0.0292 | 160.02   | 0.0522 | 179.83   | 0.0282 | 171.7841 | 0.0505 | 168.4055 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L9 (1717MW) | 0.0263 | 165.8526 | 0.0417 | 172.7588 | 0.0268 | 178.8745 | 0.0426 | 174.2193 |
| L9 (1667MW) | 0.0263 | 166.51   | 0.0410 | 171.5623 | 0.0272 | 179.5344 | 0.0423 | 175.4183 |
| L9 (1617MW) | 0.0264 | 167.4812 | 0.0400 | 170.3484 | 0.0276 | 179.6865 | 0.0419 | 176.8193 |
| L9 (1567MW) | 0.0269 | 167.3412 | 0.0402 | 170.1669 | 0.0280 | 178.7985 | 0.0412 | 178.4188 |
| L9 (1517MW) | 0.0275 | 167.2063 | 0.0403 | 169.9693 | 0.0285 | 177.8272 | 0.0403 | 179.7966 |
| L9 (1467MW) | 0.0267 | 172.22   | 0.0360 | 166.89   | 0.0290 | 176.8179 | 0.0392 | 177.8523 |
| L9 (1417MW) | 0.0269 | 174.33   | 0.0342 | 165.96   | 0.0296 | 175.8399 | 0.0377 | 175.7948 |
| L9 (1367MW) | 0.0272 | 176.58   | 0.0321 | 165.28   | 0.0303 | 174.9918 | 0.0358 | 173.7083 |
| L9 (1317MW) | 0.0275 | 178.86   | 0.0297 | 165.01   | 0.0310 | 174.4042 | 0.0335 | 171.7452 |
| L9 (1267MW) | 0.0279 | 179.01   | 0.0269 | 165.40   | 0.0318 | 174.2435 | 0.0306 | 170.1847 |
| L9 (1217MW) | 0.0282 | 177.32   | 0.0237 | 166.96   | 0.0324 | 174.7237 | 0.0273 | 169.5620 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L9 (1817MW) | 0.0261 | 165.34   | 0.0427 | 175.03   | 0.0262 | 177.9000 | 0.0427 | 172.4179 |
| L9 (1867MW) | 0.0260 | 165.45   | 0.0430 | 176.08   | 0.0258 | 177.5656 | 0.0426 | 171.7998 |
| L9 (1917MW) | 0.0259 | 165.75   | 0.0432 | 177.08   | 0.0255 | 177.3152 | 0.0424 | 171.3544 |
| L9 (1967MW) | 0.0257 | 166.22   | 0.0433 | 178.02   | 0.0251 | 177.1357 | 0.0422 | 171.0675 |
| L9 (2017MW) | 0.0255 | 166.85   | 0.0433 | 178.91   | 0.0247 | 177.0152 | 0.0419 | 170.9235 |
| L9 (2167MW) | 0.0247 | 169.40   | 0.0430 | 178.68   | 0.0236 | 176.9185 | 0.0410 | 171.1724 |
| L9 (2217MW) | 0.0244 | 170.4476 | 0.0428 | 177.9297 | 0.0232 | 176.9572 | 0.0407 | 171.4200 |
| L9 (2267MW) | 0.0241 | 171.57   | 0.0426 | 177.17   | 0.0228 | 177.0289 | 0.0404 | 171.7166 |
| L9(2300MW)  | 0.0238 | 172.36   | 0.0424 | 176.66   | 0.0226 | 177.0958 | 0.0402 | 171.9294 |
| L9 (2317MW) | 0.0237 | 172.78   | 0.0423 | 176.39   | 0.0225 | 177.1368 | 0.0401 | 172.0418 |
| L9 (2350MW) | 0.0234 | 173.63   | 0.0422 | 175.85   | 0.0222 | 177.2307 | 0.0400 | 172.2606 |
| L9 (2400MW) | 0.0230 | 175.01   | 0.0419 | 174.98   | 0.0218 | 177.4140 | 0.0397 | 172.5809 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |

**Résultats de la variation des conditions de fonctionnement pour le système de la Nouvelle-Angleterre :**

| Operation   | <i>w<sub>15</sub> at G4</i> |          | <i>w<sub>15</sub> at G5</i> |          | <i>w<sub>14</sub> at G4</i> |          | <i>w<sub>14</sub> at G5</i> |          |
|-------------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|
|             | R                           | arg(R)   | R                           | arg(R)   | R                           | arg(R)   | R                           | arg(R)   |
| Nominal     | 0.0119                      | 105.7399 | 0.0136                      | 116.8771 | 0.0082                      | 99.9099  | 0.0094                      | 111.0471 |
| L39(1054MW) | 0.0120                      | 105.6218 | 0.0138                      | 117.0087 | 0.0082                      | 99.5383  | 0.0095                      | 110.9252 |
| L39(1004MW) | 0.0121                      | 105.5108 | 0.0140                      | 117.1302 | 0.0083                      | 99.1900  | 0.0095                      | 110.8094 |
| L39(954MW)  | 0.0122                      | 105.4110 | 0.0141                      | 117.2470 | 0.0083                      | 98.8681  | 0.0096                      | 110.7040 |
| L39(854MW)  | 0.0123                      | 105.2533 | 0.0143                      | 117.4762 | 0.0083                      | 98.3119  | 0.0097                      | 110.5348 |
| L39(754MW)  | 0.0123                      | 105.0920 | 0.0144                      | 117.6320 | 0.0083                      | 97.8280  | 0.0098                      | 110.3680 |
| L39(654MW)  | 0.0123                      | 104.6817 | 0.0144                      | 117.4517 | 0.0083                      | 97.1909  | 0.0097                      | 109.9609 |
| L39(554MW)  |                             |          |                             |          |                             |          |                             |          |
| L39(454MW)  |                             |          |                             |          |                             |          |                             |          |
| L39(354MW)  |                             |          |                             |          |                             |          |                             |          |
|             |                             |          |                             |          |                             |          |                             |          |
| L39(1154MW) | 0.0118                      | 105.8588 | 0.0134                      | 116.7273 | 0.0081                      | 100.2999 | 0.0093                      | 111.1684 |
| L39(1204MW) | 0.0116                      | 105.9716 | 0.0132                      | 116.5506 | 0.0081                      | 100.7035 | 0.0092                      | 111.2825 |
| L39(1304MW) | 0.0113                      | 106.1420 | 0.0128                      | 116.0688 | 0.0079                      | 101.5237 | 0.0089                      | 111.4504 |
| L39(1404MW) | 0.0110                      | 106.1498 | 0.0123                      | 115.3074 | 0.0077                      | 102.2904 | 0.0086                      | 111.4480 |
| L39(1504MW) | 0.0105                      | 105.8268 | 0.0116                      | 114.0695 | 0.0075                      | 102.8625 | 0.0083                      | 111.1052 |
| L39(1604MW) | 0.0100                      | 104.8978 | 0.0109                      | 112.0442 | 0.0072                      | 102.9977 | 0.0078                      | 110.1440 |

|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
|-------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| L39(1704MW) | 0.0094 | 102.9180 | 0.0101 | 108.7392 | 0.0068 | 102.2906 | 0.0073 | 108.1119 |
| L39(1804MW) | 0.0087 | 99.1809  | 0.0093 | 103.3816 | 0.0063 | 100.0849 | 0.0067 | 104.2857 |
| L39(1904MW) | 0.0078 | 92.5793  | 0.0082 | 94.7594  | 0.0057 | 95.3403  | 0.0060 | 97.5204  |
| L39(2004MW) | 0.0067 | 81.7340  | 0.0069 | 81.3584  | 0.0049 | 86.7426  | 0.0051 | 86.3671  |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L4(400MW)   |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L4(300MW)   |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L4(200MW)   |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L4(100MW)   |        |          |        |          |        |          |        |          |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L4(600MW)   | 0.0118 | 105.5111 | 0.0135 | 116.5063 | 0.0081 | 99.8278  | 0.0093 | 110.8231 |
| L4(700MW)   | 0.0117 | 105.2431 | 0.0133 | 116.0591 | 0.0081 | 99.7364  | 0.0092 | 110.5523 |
| L4(800MW)   | 0.0116 | 104.9044 | 0.0132 | 115.4965 | 0.0080 | 99.6103  | 0.0091 | 110.2024 |
| L4(900MW)   | 0.0115 | 104.4508 | 0.0130 | 114.7643 | 0.0080 | 99.4135  | 0.0090 | 109.7270 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L8(422MW)   | 0.0120 | 105.7636 | 0.0138 | 117.1134 | 0.0082 | 99.7144  | 0.0095 | 111.0642 |
| L8(322MW)   | 0.0120 | 105.7950 | 0.0139 | 117.3279 | 0.0082 | 99.5539  | 0.0095 | 111.0868 |
| L8(222MW)   | 0.0121 | 105.8397 | 0.0140 | 117.5264 | 0.0082 | 99.4343  | 0.0095 | 111.1210 |
| L8(122MW)   | 0.0120 | 105.8562 | 0.0140 | 117.6605 | 0.0082 | 99.3230  | 0.0095 | 111.1274 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L8(622MW)   | 0.0118 | 105.7057 | 0.0134 | 116.5973 | 0.0081 | 100.1257 | 0.0093 | 111.0172 |
| L8(722MW)   | 0.0116 | 105.6375 | 0.0132 | 116.2443 | 0.0081 | 100.3443 | 0.0092 | 110.9511 |
| L8(822MW)   | 0.0115 | 105.5028 | 0.0130 | 115.7786 | 0.0080 | 100.5406 | 0.0090 | 110.8163 |
| L8(922MW)   | 0.0113 | 105.2570 | 0.0127 | 115.1459 | 0.0079 | 100.6794 | 0.0089 | 110.5683 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L16(229MW)  | 0.0119 | 106.6850 | 0.0137 | 117.6746 | 0.0082 | 100.9170 | 0.0094 | 111.9066 |
| L16(129MW)  | 0.0119 | 107.6232 | 0.0137 | 118.4209 | 0.0082 | 101.9404 | 0.0094 | 112.7380 |
| L16(029MW)  | 0.0119 | 108.5637 | 0.0136 | 119.1269 | 0.0082 | 102.9873 | 0.0094 | 113.5505 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L16(429MW)  | 0.0118 | 104.7569 | 0.0135 | 115.9912 | 0.0081 | 98.8927  | 0.0093 | 110.1270 |
| L16(529MW)  | 0.0118 | 103.6946 | 0.0134 | 114.9653 | 0.0081 | 97.8310  | 0.0092 | 109.1018 |
| L16(629MW)  | 0.0117 | 102.4919 | 0.0133 | 113.7239 | 0.0080 | 96.6729  | 0.0091 | 107.9049 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L18(108MW)  | 0.0119 | 106.0196 | 0.0137 | 117.1661 | 0.0082 | 100.1673 | 0.0094 | 111.3138 |
| L18(058MW)  | 0.0119 | 106.2978 | 0.0137 | 117.4426 | 0.0082 | 100.4300 | 0.0094 | 111.5749 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L18(208MW)  | 0.0119 | 105.4541 | 0.0136 | 116.5707 | 0.0082 | 99.6537  | 0.0093 | 110.7702 |
| L18(258MW)  | 0.0118 | 105.1588 | 0.0135 | 116.2418 | 0.0082 | 99.3961  | 0.0093 | 110.4791 |
|             |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L20(528MW)  | 0.0120 | 108.0302 | 0.0137 | 119.1135 | 0.0082 | 102.3606 | 0.0094 | 113.4440 |
| L20(428MW)  | 0.0120 | 110.2555 | 0.0136 | 121.2140 | 0.0083 | 104.7633 | 0.0094 | 115.7218 |
| L20(328MW)  | 0.0120 | 112.4282 | 0.0134 | 123.2042 | 0.0083 | 107.1245 | 0.0092 | 117.9006 |
| L20(228MW)  | 0.0120 | 114.4886 | 0.0130 | 125.0280 | 0.0083 | 109.3849 | 0.0090 | 119.9243 |
| L20(128MW)  |        |          |        |          |        |          |        |          |

|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
|--------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L20(728MW)   | 0.0117 | 103.3462 | 0.0134 | 114.4444 | 0.0081 | 97.3810  | 0.0092 | 108.4792 |
| L20(828MW)   | 0.0116 | 100.7949 | 0.0131 | 111.7301 | 0.0080 | 94.7304  | 0.0090 | 105.6656 |
| L20(928MW)   | 0.0114 | 98.0045  | 0.0127 | 108.6093 | 0.0078 | 91.8902  | 0.0088 | 102.4949 |
| L20(1028MW)  | 0.0111 | 94.8506  | 0.0122 | 104.8976 | 0.0077 | 88.7513  | 0.0084 | 98.7983  |
| L20(1128MW)  | 0.0109 | 91.1399  | 0.0117 | 100.3187 | 0.0075 | 85.1391  | 0.0081 | 94.3180  |
| L20(1228MW)  | 0.0107 | 86.5739  | 0.0112 | 94.4649  | 0.0073 | 80.7754  | 0.0077 | 88.6663  |
| L20(1328MW)  |        |          |        |          |        |          |        |          |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L21(174MW)   | 0.0119 | 106.7431 | 0.0136 | 117.6532 | 0.0082 | 101.0192 | 0.0094 | 111.9293 |
| L21(074MW)   | 0.0119 | 107.7389 | 0.0136 | 118.3705 | 0.0082 | 102.1450 | 0.0094 | 112.7766 |
| L21(0MW)     | 0.0119 | 108.4769 | 0.0135 | 118.8709 | 0.0082 | 102.9927 | 0.0093 | 113.3867 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L21(374MW)   | 0.0118 | 104.6961 | 0.0136 | 116.0029 | 0.0081 | 98.7889  | 0.0093 | 110.0957 |
| L21(474MW)   | 0.0118 | 103.5649 | 0.0135 | 114.9726 | 0.0081 | 97.6175  | 0.0093 | 109.0252 |
| L21(574MW)   | 0.0117 | 0.0117   | 0.0134 | 113.7037 | 0.0080 | 96.3396  | 0.0092 | 107.7633 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L23(147.5MW) | 0.0119 | 106.7984 | 0.0136 | 117.6133 | 0.0082 | 101.1314 | 0.0094 | 111.9463 |
| L23(047.5MW) | 0.0119 | 107.8450 | 0.0135 | 118.2780 | 0.0082 | 102.3671 | 0.0093 | 112.8001 |
| L23(0000MW)  | 0.0119 | 108.3417 | 0.0134 | 118.5729 | 0.0082 | 102.9616 | 0.0093 | 113.1928 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L23(347.5MW) | 0.0118 | 104.6263 | 0.0136 | 116.0170 | 0.0081 | 98.6671  | 0.0094 | 110.0578 |
| L23(447.5MW) | 0.0118 | 103.3930 | 0.0136 | 114.9531 | 0.0081 | 97.3494  | 0.0093 | 108.9095 |
| L23(547.5MW) | 0.0117 | 101.9441 | 0.0135 | 113.5655 | 0.0080 | 95.8760  | 0.0092 | 107.4974 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L27(181MW)   | 0.0119 | 106.4074 | 0.0137 | 117.5173 | 0.0082 | 100.5731 | 0.0094 | 111.6830 |
| L27(081MW)   | 0.0119 | 107.0771 | 0.0137 | 118.1102 | 0.0082 | 101.2683 | 0.0094 | 112.3013 |
| L27(000MW)   | 0.0119 | 107.6268 | 0.0136 | 118.5617 | 0.0082 | 101.8598 | 0.0094 | 112.7947 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L27(381MW)   | 0.0118 | 105.0483 | 0.0136 | 116.1587 | 0.0082 | 99.2563  | 0.0093 | 110.3666 |
| L27(481MW)   | 0.0118 | 104.2982 | 0.0135 | 115.3204 | 0.0081 | 98.5837  | 0.0093 | 109.6059 |
| L27(581MW)   | 0.0117 | 103.4433 | 0.0133 | 114.3055 | 0.0081 | 97.8533  | 0.0092 | 108.7155 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L15(220MW)   | 0.0119 | 106.4353 | 0.0137 | 117.5066 | 0.0082 | 100.6190 | 0.0094 | 111.6903 |
| L15(120MW)   | 0.0119 | 107.1274 | 0.0137 | 118.0954 | 0.0082 | 101.3451 | 0.0094 | 112.3131 |
| L15(020MW)   | 0.0119 | 107.8241 | 0.0137 | 118.6529 | 0.0082 | 102.0953 | 0.0094 | 112.9240 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| L15(420MW)   | 0.0118 | 105.0178 | 0.0135 | 116.1796 | 0.0082 | 99.1976  | 0.0093 | 110.3594 |
| L15(520MW)   | 0.0118 | 104.2383 | 0.0134 | 115.3764 | 0.0081 | 98.4564  | 0.0092 | 109.5945 |
| L15(620MW)   | 0.0117 | 103.3594 | 0.0133 | 114.4159 | 0.0081 | 97.6504  | 0.0091 | 108.7069 |
|              |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G3(550MW)    | 0.0119 | 105.6046 | 0.0136 | 116.8024 | 0.0082 | 99.7255  | 0.0094 | 110.9233 |
| G3(450MW)    | 0.0119 | 105.4621 | 0.0136 | 116.6513 | 0.0081 | 99.5836  | 0.0094 | 110.7728 |
| G3(350MW)    | 0.0118 | 105.2844 | 0.0136 | 116.3902 | 0.0081 | 99.4595  | 0.0093 | 110.5653 |
| G3(250MW)    | 0.0117 | 105.0128 | 0.0134 | 115.9468 | 0.0080 | 99.3036  | 0.0092 | 110.2375 |

|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
|------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| G3(150MW)  | 0.0115 | 104.5364 | 0.0132 | 115.1899 | 0.0079 | 99.0204  | 0.0091 | 109.6739 |
| G3(050MW)  | 0.0114 | 103.6777 | 0.0130 | 113.9127 | 0.0078 | 98.4568  | 0.0090 | 108.6918 |
|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G3(750MW)  | 0.0119 | 105.8763 | 0.0136 | 116.8832 | 0.0082 | 100.1454 | 0.0093 | 111.1524 |
| G3(850MW)  | 0.0118 | 106.0019 | 0.0134 | 116.8021 | 0.0081 | 100.4253 | 0.0093 | 111.2255 |
| G3(950MW)  | 0.0116 | 106.0527 | 0.0132 | 116.5528 | 0.0080 | 100.6974 | 0.0091 | 111.1975 |
| G3(1050MW) | 0.0114 | 105.8436 | 0.0129 | 115.9200 | 0.0079 | 100.8021 | 0.0090 | 110.8786 |
| G3(1150MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G3(1250MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |
|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G4(532MW)  | 0.0106 | 102.6565 | 0.0131 | 114.4381 | 0.0073 | 96.4301  | 0.0090 | 108.2117 |
| G4(432MW)  | 0.0097 | 99.9910  | 0.0125 | 112.1061 | 0.0067 | 93.3349  | 0.0086 | 105.4501 |
| G4(332MW)  | 0.0094 | 98.0135  | 0.0120 | 109.7878 | 0.0065 | 90.8640  | 0.0084 | 102.6383 |
| G4(232MW)  | 0.0098 | 97.8866  | 0.0115 | 107.5809 | 0.0072 | 90.3825  | 0.0084 | 100.0767 |
| G4(132MW)  | 0.0118 | 104.5443 | 0.0110 | 106.8526 | 0.0097 | 98.6006  | 0.0091 | 100.9088 |
| G4(032MW)  | 0.0132 | 124.8690 | 0.0096 | 106.7450 | 0.0126 | 126.5839 | 0.0092 | 108.4599 |
|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G4(732MW)  | 0.0134 | 109.2001 | 0.0142 | 119.5205 | 0.0093 | 103.7779 | 0.0098 | 114.0984 |
| G4(832MW)  | 0.0152 | 113.0537 | 0.0147 | 122.4413 | 0.0107 | 108.0879 | 0.0103 | 117.4754 |
| G4(932MW)  | 0.0172 | 117.2855 | 0.0151 | 125.6457 | 0.0122 | 112.8569 | 0.0107 | 121.2171 |
| G4(1032MW) | 0.0192 | 121.7530 | 0.0154 | 128.9997 | 0.0139 | 117.9780 | 0.0111 | 125.2247 |
| G4(1132MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G4(1232MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |
|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G5(408MW)  | 0.0110 | 100.2643 | 0.0109 | 110.7429 | 0.0076 | 95.0435  | 0.0075 | 105.5220 |
| G5(308MW)  | 0.0105 | 95.2846  | 0.0091 | 104.9127 | 0.0071 | 91.2194  | 0.0061 | 100.8475 |
| G5(208MW)  | 0.0105 | 89.9035  | 0.0082 | 98.7008  | 0.0066 | 88.5792  | 0.0052 | 97.3765  |
| G5(108MW)  | 0.0113 | 83.0466  | 0.0081 | 93.1375  | 0.0064 | 87.6146  | 0.0046 | 97.7054  |
| G5(008MW)  | 0.0118 | 78.8379  | 0.0080 | 101.8258 | 0.0064 | 87.3223  | 0.0043 | 110.3102 |
| G5(608MW)  | 0.0130 | 112.1089 | 0.0173 | 123.6231 | 0.0088 | 105.7872 | 0.0117 | 117.3015 |
| G5(708MW)  | 0.0156 | 93.3251  |        |          |        |          |        |          |
| G5(808MW)  | 0.0187 | 96.0169  |        |          |        |          |        |          |
| G5(908MW)  |        |          |        |          | 0.0148 | 109.8297 |        |          |
| G5(1008MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |
|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G6(550MW)  | 0.0117 | 104.3434 | 0.0136 | 115.9242 | 0.0080 | 98.1877  | 0.0093 | 109.7685 |
| G6(450MW)  | 0.0116 | 103.0533 | 0.0135 | 114.9236 | 0.0079 | 96.6608  | 0.0092 | 108.5311 |
| G6(350MW)  | 0.0113 | 101.8463 | 0.0134 | 113.8371 | 0.0077 | 95.3075  | 0.0091 | 107.2984 |
| G6(250MW)  | 0.0111 | 100.6960 | 0.0131 | 112.6165 | 0.0075 | 94.1043  | 0.0089 | 106.0249 |
| G6(150MW)  | 0.0109 | 99.4939  | 0.0129 | 111.1271 | 0.0074 | 92.9509  | 0.0087 | 104.5842 |
| G6(050MW)  | 0.0108 | 97.8477  | 0.0128 | 108.9448 | 0.0072 | 91.4828  | 0.0086 | 102.5799 |
|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G6(750MW)  | 0.0120 | 107.2674 | 0.0135 | 117.8116 | 0.0083 | 101.8524 | 0.0094 | 112.3966 |
| G6(850MW)  | 0.0120 | 108.9355 | 0.0133 | 118.7343 | 0.0084 | 104.0275 | 0.0093 | 113.8264 |
| G6(950MW)  | 0.0119 | 110.6976 | 0.0130 | 119.5886 | 0.0084 | 106.3929 | 0.0091 | 115.2839 |
| G6(1050MW) | 0.0118 | 112.3819 | 0.0125 | 120.1863 | 0.0083 | 108.7867 | 0.0089 | 116.5911 |
| G6(1150MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |

|            |        |          |        |          |        |          |        |          |
|------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| G6(1250MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |
| G7(460MW)  | 0.0117 | 104.3526 | 0.0136 | 115.9631 | 0.0080 | 98.1937  | 0.0093 | 109.8043 |
| G7(360MW)  | 0.0115 | 103.0318 | 0.0135 | 114.9431 | 0.0079 | 96.6497  | 0.0092 | 108.5610 |
| G7(260MW)  | 0.0113 | 101.6584 | 0.0133 | 113.6711 | 0.0077 | 95.1807  | 0.0090 | 07.1933  |
| G7(160MW)  | 0.0109 | 99.9514  | 0.0129 | 111.8122 | 0.0074 | 93.5516  | 0.0087 | 105.4124 |
| G7(060MW)  | 0.0105 | 97.4994  | 0.0125 | 108.9039 | 0.0071 | 91.3855  | 0.0084 | 102.7900 |
| G7(660MW)  | 0.0120 | 107.2413 | 0.0135 | 117.7370 | 0.0080 | 98.1937  | 0.0093 | 109.8043 |
| G7(760MW)  | 0.0120 | 108.8569 | 0.0133 | 118.5336 | 0.0083 | 103.9888 | 0.0093 | 113.6656 |
| G7(860MW)  | 0.0119 | 110.5019 | 0.0129 | 119.1624 | 0.0083 | 106.2767 | 0.0091 | 114.9372 |
| G7(960MW)  | 0.0116 | 111.9256 | 0.0124 | 119.3428 | 0.0082 | 108.4675 | 0.0087 | 115.8848 |
| G7(1060MW) |        |          |        |          |        |          |        |          |

| Line Outage | <i>w<sub>15</sub> at G4</i> |          | <i>w<sub>15</sub> at G5</i> |          | <i>w<sub>14</sub> at G4</i> |          | <i>w<sub>14</sub> at G5</i> |          |
|-------------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|
|             | R                           | arg(R)   | R                           | arg(R)   | R                           | arg(R)   | R                           | arg(R)   |
| 17-16       | 0.0159                      | 109.4044 | 0.0156                      | 117.8787 | 0.0117                      | 105.3206 | 0.0114                      | 113.7949 |
| 15-14       | 0.0147                      | 107.2135 | 0.0158                      | 118.3678 | 0.0103                      | 101.0324 | 0.0112                      | 112.1867 |
| 13-14       | 0.0126                      | 104.4274 | 0.0144                      | 116.0372 | 0.0086                      | 98.1368  | 0.0099                      | 109.7466 |
| 4-14        | 0.0120                      | 106.5556 | 0.0136                      | 117.2378 | 0.0083                      | 101.0642 | 0.0094                      | 111.7464 |
| 24-23       | 0.0112                      | 105.9911 | 0.0121                      | 115.5752 | 0.0078                      | 101.1986 | 0.0085                      | 110.7827 |
| 16-24       | 0.0115                      | 105.7764 | 0.0127                      | 116.4103 | 0.0080                      | 100.2058 | 0.0089                      | 110.8398 |
| 39-9        | 0.0121                      | 118.0365 | 0.0116                      | 125.8592 | 0.0095                      | 113.7420 | 0.0092                      | 121.5648 |
| 5-4         | 0.0123                      | 107.6528 | 0.0140                      | 118.5821 | 0.0085                      | 102.0877 | 0.0097                      | 113.0170 |
| 3-4         | 0.0121                      | 105.8280 | 0.0139                      | 117.1579 | 0.0083                      | 99.8889  | 0.0095                      | 111.2188 |
| 15-16       | 0.0144                      | 112.7937 | 0.0160                      | 122.5065 | 0.0101                      | 107.8738 | 0.0113                      | 117.5866 |
| 17-27       | 0.0129                      | 105.9426 | 0.0147                      | 116.0558 | 0.0088                      | 100.4731 | 0.0100                      | 110.5863 |
| 25-26       | 0.0129                      | 100.0952 | 0.0143                      | 122.0543 | 0.0090                      | 103.3853 | 0.0100                      | 115.3445 |
| 21-22       | 0.0092                      | 105.3399 | 0.0090                      | 111.6628 | 0.0068                      | 102.5084 | 0.0066                      | 108.8313 |