**TABLE DES MATIÈRES**

Page

INTRODUCTION .....1

CHAPITRE 1 ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE.....5
1.1 Définition de la stabilité d'un réseau électrique.....5
1.1.1 Types de stabilité.....6
1.1.2 Stabilité transitoire .....8
1.1.2.1 Équations d'oscillation d'un générateur synchrone.....8
1.1.2.2 Temps critique d'effacement : CCT .....12
1.2 Modélisation dynamique d'un réseau électrique multi-machines.....13
1.2.1 Modèle classique.....14
1.2.1.1 Hypothèses du modèle classique .....14
1.2.1.2 Équations différentielles et algébriques.....15
1.2.2 Modèle détaillé deux axes.....17
1.2.2.1 Hypothèses du modèle détaillé deux axes .....17
1.2.2.2 Équations différentielles et algébriques.....18
1.3 Simulation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.....22
1.3.1 Simulation du modèle classique.....22
1.3.1.1 Préparation des données .....22
1.3.1.2 Calculs préliminaires .....23
1.3.1.3 Résolution des équations différentielles et algébriques.....26
1.3.2 Simulation du modèle détaillé.....26
1.4 Critère des aires égales (CAE) pour analyser la stabilité d'un système mono-machine connectée à un jeu de barre infini .....26
1.5 SIME comme outil pour l'étude de la stabilité transitoire .....30
1.5.1 Identification des groupes des machines critiques et non critiques d'un réseau à la suite d'une contingence.....31
1.5.2 Calcul des paramètres de la machine OMIB.....33
1.5.3 Étude et calcul des données de la stabilité transitoire en utilisant SIME...35
1.5.3.1 Calcul de la marge de la stabilité $\eta$.....35
1.5.3.2 Calcul de $t_u$ et de $\delta_{tu}$.....38
1.5.3.3 Calcul du temps critique d'effacement : CCT .....39

CHAPITRE 2 MÉTHODES D' AGRÉGATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES.....41
2.1 Méthodes modales…….....41
2.2 Méthodes se basant sur la cohérence.....43
2.2.1 Méthodes d'identification des générateurs cohérents .....44
2.2.1.1 Méthode de la simulation temporelle .....44
2.2.1.2 Méthode de la transformée de Hilbert Huang .....44
2.2.1.3 Méthode de la transformée du facteur relationnel .....45
2.2.1.4 Méthode du composant principal (PCA) .....47
2.2.1.5 Algorithme du groupement hiérarchique.....48

2.2.1.6 Méthode de la cohérence lente ..... 50
2.2.2 Algorithmes d'agrégation des générateurs cohérents avec leurs systèmes de commande ..... 52
2.2.2.1 Agrégation à partir des barres terminales des générateurs ..... 52
2.2.2.2 Agrégation inertielle ..... 52
2.2.2.3 Algorithme d'équivalent dynamique simple ..... 53
2.2.2.4 Algorithme du facteur participatif ..... 54
2.2.2.5 Algorithme fréquentielle de Podmore ..... 54
2.2.2.6 Agrégation par préservation de la structure ..... 55
2.2.3 Calcul de la matrice admittance du réseau équivalents ..... 55
2.2.3.1 Algorithme de Zhukov ..... 55
2.3 Méthodes se basant sur les mesures en ligne ou la simulation ..... 59

CHAPITRE 3 ÉTAPES D' AGRÉGATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE ..... 61
3.1 Définition des machines de la zone interne et externe du réseau ..... 61
3.2 Définition de la cohérence de deux machines ..... 62
3.3 Identification des générateurs cohérents ..... 64
3.3.1 Détermination du modèle d'état linéarisé réduit du réseau électrique ..... 65
3.3.2 Calcul des valeurs propres de la matrice d'état réduite ..... 66
3.3.3 Selection de r valeurs propres les plus lents et les vecteurs propres associés…. ..... 67
3.3.4 Détermination des générateurs de référence ..... 68
3.3.5 Identification des groupes initiaux de générateurs cohérents ..... 68
3.3.6 Vérification graphique de la cohérence des machines après l'occurrence d'une contingence ..... 69
3.4 Agrégation des paramètres dynamiques des machines cohérentes ..... 69
3.4.1 Cas classique ..... 70
3.4.2 Cas détaillé ..... 71
3.4.2.1 Calcul des paramètres de générateur équivalent ..... 71
3.4.2.2 Calcul des paramètres du système d'excitation équivalent ..... 76
3.5 Regroupement de la matrice d'admittance Ybus du réseau ..... 78

CHAPITRE 4 PROGRAMATION DE L'AGRÉGATION ..... 81
4.1 Préparation de données…. ..... 81
4.2 Calcul des paramètres dynamiques équivalents ..... 82
4.2.1 Cas d'une seule zone cohérente ..... 82
4.2.1.1 Cas classique ..... 82
4.2.1.2 Cas détaillé ..... 84
4.2.2 Cas de plusieurs zones cohérentes ..... 85
4.3 Calcul de la matrice Ybus équivalente ..... 85
4.3.1 Cas d'une seule zone cohérente ..... 85
4.3.1.1 Cas classique ..... 85
4.3.1.2 Cas détaillé ..... 86
4.3.2 Cas de plusieurs zones cohérentes ..... 87

CHAPITRE 5 RÉSULTATS ET VALIDATION .....89
5.1 Introduction..…….. .....89
5.2 Aggrégation dans le cas classique .....90
5.2.1 Cas réseau 10 machines 39 barres : New England.....90
5.2.2 Cas réseau 50 machines 145 barres.....107
5.3 Aggrégation dans le cas détaillé .....121
5.3.1 Cas réseau 10 machines 39 barres.....121
5.4 Méthodes de calcul et d'intégration numérique.. .....132
5.5 Discution des résultats…. .....132

CONCLUSION.....135

ANNEXE I ORGANIGRAME D'IDENTIFICATION DES GÉNÉRATEURS COHÉRENTS AUX CONDITIONS INTIALES DU RÉSEAU.....137

ANNEXE II MACHINES COHÉRENTES AUX CONDITIONS INITIALES DANS LE CAS 50 MACHINES 145 BARRES.....139

ANNEXE III DONNÉES RÉSEAU 10 MACHINES 39 BARRES .....151

ANNEXE IV DONNÉES RÉSEAU 50 MACHINES 145 BARRES .....157

ANNEXE V PROGRAMME MATLAB .....175

BIBLIOGRAPHIE.....181

## LISTE DES TABLEAUX

Page


Tableau 1.1 Paramètres dynamiques des générateurs ..... 19

Tableau 1.2 Variables d'état et algébriques des générateurs ..... 20

Tableau 1.3 Paramètres dynamiques des excitatrices ..... 21

Tableau 1.4 Variables d'état de l'excitatrice ..... 21

Tableau 4.1 Données d'entrée de la focntion d'agrégation add-zone ..... 83

Tableau 4.2 Données principales de sortie de la fonction d'agrégation add-zone ..... 84

Tableau 4.3 Données d'entrée de la fonction add_Ybus ..... 86

Tableau 5.1 Groupes cohérents du réseau 10 machines avant la perturbation ..... 90

Tableau 5.2 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #36 ..... 97

Tableau 5.3 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #36 ..... 98

Tableau 5.4 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines,contingence #36 ..... 98

Tableau 5.5 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #8 ..... 101

Tableau 5.6 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #8 ..... 101

Tableau 5.7 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #8 ..... 102

Tableau 5.8 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #34 ..... 105

Tableau 5.9 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #34 ..... 105

Tableau 5.10 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #34 ..... 105

Tableau 5.11 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, pas de simulation= 1ms, pour les 3 contingences..... 106

Tableau 5.12 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, pas de simulation= 1ms, pour les 3 contingences..... 106

Tableau 5.13 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, pas de simulation= 1ms , pour les 3 contigences..... 106

Tableau 5.14 Groupes de machines cohérentes de départ de la zone externe du réseau 50 machines 145 barres,10 zones, contingence #1 ..... 108

Tableau 5.15 Groupes de machines cohérentes de départ de la zone externe du réseau 50 machines 145 barres, 20 zones, contingence #1 ..... 110

Tableau 5.16 Groupes de machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres après la vérification graphique des générateurs équivalents, contingence #1 ..... 112

Tableau 5.17 Résultats des tu et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #1, pas de simulation= 10ms ..... 115

Tableau 5.18 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #1, pas de simulation= 10ms ..... 115

Tableau 5.19 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #1, pas de simulation= 10ms ..... 115

Tableau 5.20 Groupes de machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres après la vérification graphique des générateurs équivalents, contingence #5 .....116

Tableau 5.21 Résultats des tu et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #5, pas de simulation= 10ms .....117

Tableau 5.22 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #5, pas de simulation= 10ms .....117

Tableau 5.23 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #5, pas de simulation= 10ms .....117

Tableau 5.24 Groupes de machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres après la vérification graphique des générateurs équivalents, contingence #8 ..... 119

Tableau 5.25 Résultats des tu et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #8, pas de simulation= 10ms ..... 120

Tableau 5.26 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #8, pas de simulation= 10ms ....121

Tableau 5.27 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #8, pas de simulation= 10ms ....121

Tableau 5.28 Résultats des tu et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines 2 axes , contingence #36, pas de simulation= 8.33ms ....124

Tableau 5.29 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines 2 axes, contingence #36, pas de simulation= 8.33ms ....124

Tableau 5.30 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingence #36, pas de simulation= 8.33 ms ....124

Tableau 5.31 Résultats des tu et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingence #8, pas de simulation= 8.33ms ....127

Tableau 5.32 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingences #8, pas de simulation= 8.33ms .... 127

Tableau 5.33 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingence #8, pas de simulation= 8.33ms ....128

Tableau 5.34 Résultats des tu et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingence #34, pas de simulation=1ms ....131

Tableau 5.35 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingences #34, pas de simulation= 8.33ms ....131

Tableau 5.36 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines 2axes, contingence #34, pas de simulation= 8.33ms ....131

Rapport-Gratuit.com

## LISTE DES FIGURES

Page


Figure 1.1 Classification des types de stabilités des réseaux électriques .....7

Figure 1.2 Angles internes des générateurs pour des durées de contingence plus petit et plus grand que le CCT .....13

Figure 1.3 Représentation du modèle classique multimachines d'un réseau électrique .....16

Figure 1.4 Représentation du modèle de l'excitatrice IEEE-Type I .....18

Figure 1.5 Illustration graphique du critère CAE .....29

Figure 1.6 Représentation des groupes de machines électriques critiques et non-critiques .....31

Figure 1.7 Cas d'une trajectoire OMIB instable .....36

Figure 1.8 Cas d'une trajectoire OMIB stable .....37

Figure 3.1 Zones internes et externes d'un réseau électrique.....62

Figure 3.2 Angles internes de deux machines cohérentes. .....63

Figure 3.3 Angles internes d'un groupe de machines cohérentes et la machine équivalente .....72

Figure 4.1 Entrées et sorties des fonctions d'agrégation dans le cas classique.....83

Figure 5.1 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] , contingence #36, TF= 70ms..... 92

Figure 5.2 Angles du groupe [1 8] , contingence #36, TF= 70ms.....92

Figure 5.3 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] et de la machine équivalente avant et après agrégation, contingence #36, TF= 70ms .....93

Figure 5.4 Vitesses du groupe [2 3 4 5 6 7] et de la machine équivalente avant et arpès agrégation , contingence #36, TF= 70ms .....94

Figure 5.5 Puissances du groupe [2 3 4 5 6 7] et de la machine équivalente avant et après agrégation, contingence #36, TF= 70ms .....94

Figure 5.6 Angles des machines non regroupées [9 10] avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms,pas=10ms .....95



Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Figure 5.7 Vitesses des machines non regroupées [9 10] avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms,pas=10ms ..... 95

Figure 5.8 Puissances des machines non regroupées [9 10] avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms,pas=10ms ..... 96

Figure 5.9 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms,pas=10ms ..... 96

Figure 5.10 Angles du groupe [1 8] , contingence #8, TF= 220ms, pas =10ms ..... 99

Figure 5.11 Angles du groupe [3 4 5 6 7] ,contingence #8, TF= 220ms,pas=10ms ..... 99

Figure 5.12 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #8, TF= 220ms,pas=10ms ..... 100

Figure 5.13 Angles du groupe [1 8] , contingence #34, TF= 70ms, pas=10ms ..... 102

Figure 5.14 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] , contingence #34, TF= 70ms, pas=10ms ..... 103

Figure 5.15 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #34, TF= 220ms ..... 104

Figure 5.16 Angles du groupe [1 3 4 7 10 11] , contingence #1, TF= 160ms ..... 109

Figure 5.17 Angles du groupe [32 33 36] , contingence #1, TF= 160ms ..... 109

Figure 5.18 Angles du groupe [40 41 42 43 44 45 50] , contingence #1, TF= 160ms..... 111

Figure 5.19 Angles des machines critiques avant et après agrégation, après la contingence #1, TF= 160ms ..... 112

Figure 5.20 Vitesses des machines critiques avant et après agrégation,après la contingence #1, TF= 160ms ..... 113

Figure 5.21 Puissances électriques des machines critiques avant et après agrégation,après la contingence #1, TF= 160ms ..... 113

Figure 5.22 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #1, TF= 160ms ..... 114

Figure 5.23 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #5, TF= 220ms ..... 118

Figure 5.24 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #8, TF= 160ms....119

Figure 5.25 Angles du groupe [1 8] , contingence #36, TF= 90ms....122

Figure 5.26 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] , contingence #36, TF= 90ms....122

Figure 5.27 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 90ms....123

Figure 5.28 Angles du groupe [1 8] , contingence #8, TF= 220ms....125

Figure 5.29 Angles du groupe [3 4 5 6 7] ,contingence #8, TF= 220ms....126

Figure 5.30 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #8, TF= 220ms....126

Figure 5.31 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] ,contingence #34, TF= 190ms....129

Figure 5.32 Angles du groupe [1 8] , contingence #34, TF= 190ms....129

Figure 5.33 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #34, TF= 190ms....130

## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

| | |
|---|---|
| ST | Stabilité transitoire |
| PF | Power flow |
| OPF | Optimal power flow |
| TSC OPF | Transient stability constrained optimal power flow |
| SIME | Single machine equivalent |
| OMIB | One machine infinite bus |
| Aacc | Aire d'accélération |
| Adec | Aire de décélération |
| tu | Temps à l'instabilité |
| CCT | Critical clearing time |
| TF | Temps de faute |
| CM | Critical machines |
| NCM | Non critical machines |
| CAE | Critère des aires égales |
| PST® | Power system toolbox |
| PSSE® | Power system simulator for engineering |
| DC Type | Direct current excitation type |
| IEEE | Institute of electrical and electronic engineers |
| CIGRE | Conseil international des grands réseaux électriques |
| PMU | Phasor measurement unit |
| PCA | Principal component analysis |

| | |
|---|---|
| SVD | Singular value decomposition |
| EDA | Équations différentielles algébriques |

## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

### UNITÉS DE MESURE

| | |
|---|---|
| V | Volt |
| kV | kilovolt |
| A | Ampère |
| V.A | Volte ampère |
| H | heure |
| min | minute |
| s | seconde |
| ms | milliseconde |
| Hz | Hertz |
| Ω | Ohm |
| m | mètre |
| rad | radian |
| Deg | degré |
| Kg | Kilogramme |
| N | Newton |
| N.m | Newton mètre |
| J | Joule |
| W | Watt |
| TWh | Térawattheure |
| p.u | per unit |

### SYMBOLES

| | |
|---|---|
| H | Constante d'inertie normalisée du générateur |
| M | Constante d'inertie du générateur |
| J | Moment total d'inertie des masses du rotor |
| t | Temps en secondes |
| $\theta_m$ | Déplacement angulaire du rotor par rapport à un axe fixe en radians mécanique |
| $T_m$ | Couple mécanique du rotor fourni par la turbine diminué par le couple du retard dû aux pertes de rotation |
| $T_e$ | Couple électrique net |
| $T_a$ | Couple d'accélération |
| $\omega_{sm}$ | Vitesse synchrone du rotor en radians mécaniques par seconde |
| $\delta_m$ | Déplacement angulaire du rotor en radians mécaniques par rapport l'axe de référence tournant à la vitesse du synchronisme |
| $P_m$ | Puissance mécanique fournie par la turbine au générateur |
| $P_e$ | Puissance électrique donnée par le générateur |
| $P_a$ | Puissance d'accélération |

| | |
|---|---|
| $p$ | Nombre de pôles du générateur |
| $S_{nom}$ | Puissance nominale triphasée du générateur |
| $E_i$ | Module de la tension interne du générateur i |
| $Y_{ij}$ | Module de l'élément ij de la matrice admittance réduite du réseau |
| $Y_{ij0}$ | Module de l'élément ij de la matrice admittance réduite du réseau avant le défaut |
| $G_{ii}$ | Partie réelle de l'élément ii de la matrice admittance réduite du réseau |
| $\theta_{ij}$ | Phase de l'élément ij de la matrice admittance du réseau réduite avant le défaut |
| $\delta_i$ | Angle interne du générateur i |
| $\delta_{i0}$ | Angle interne du générateur i avant le défaut |
| $X_{di}$ | Réactance sur l'axe d de la machine i |
| $X_{qi}$ | Réactance sur l'axe q de la machine i |
| $X'_{di}$ | Réactance transitoire sur l'axe d de la machine i |
| $X'_{qi}$ | Réactance transitoire sur l'axe q de la machine i |
| $T'_{doi}$ | Constante de temps sur l'axe d |
| $T'_{qoi}$ | Constante de temps sur l'axe q |
| $R_{si}$ | Résistance du stator |
| $D_i$ | Constante d'amortissement de la machine i |
| $E'_{di}$ | Tension interne sur l'axe d de la machine i |
| $E'_{qi}$ | Tension interne sur l'axe q de la machine i |
| $I_{di}$ | Courant sur l'axe d de la machine i |
| $I_{qi}$ | Courant sur l'axe q de la machine i |
| $\delta_i$ | Angle interne de la machine i |
| $\omega_i$ | Vitesse angulaire du rotor de la machine i |
| $V_i$ | Module de la tension à la barre terminale de la machine i |
| $\theta_i$ | Phase de la tension à la barre terminale de la machine i |
| $T_{Ai}$ | Constante de temps de l'amplificateur |
| $T_{Ei}$ | Constante de temps de l'excitatrice |
| $T_{Fi}$ | Constante de temps du stabilisateur |
| $K_{Ai}$ | Gain de l'amplificateur |
| $K_{Ei}$ | Gain de l'excitatrice |
| $K_{Fi}$ | Gain du stabilisateur |
| $S_{Ek1}$ | Première constante de la fonction de saturation |
| $S_{Ek2}$ | Deuxième constante de la fonction de saturation |
| $E_{fdi}$ | Tension d'excitation de la machine i |
| $R_{fi}$ | Signal de retour de l'information de tension de la machine i |
| $V_{Ri}$ | Sortie du régulateur de tension |

# INTRODUCTION

Dans un contexte international caractérisé par l'accroissement soutenu de la demande en énergie et spécialement sous sa forme électrique, par les ménages ou par l'industrie, les systèmes de production et de distribution de l'énergie électrique, à savoir les réseaux électriques, augmentent aussi beaucoup en taille et en complexité. Le plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec (Hydro-Québec, 2009) indique en effet une hausse au Québec de 9.2% de la demande en énergie électrique entre les années 2008 et 2017 passant de 183.6 TWh en 2008 à 200.5 TWh en 2017.

Cet accroissement en taille des réseaux de puissance est accompagné conséquemment par une augmentation des défauts électriques de plusieurs natures. Par conséquent et afin de garantir une production d'électricité de qualité et sans coupure même en l'occurrence de grands défauts (foudre, court-circuit triphasé…), des études de la stabilité transitoire (ST) des réseaux électriques sont régulièrement effectuées par les professionnels du domaine. Ces études (ST) peuvent être classées en deux types distincts : les études (ST) hors ligne à l'état de la planification, et les études (ST) en ligne lors de la conduite du réseau. Ces opérations permettent notamment de déterminer les composants critiques sur lesquels il faut agir en priorité, ainsi que la planification des dispositifs de protection. Parmi les méthodes les plus connues dans les études (ST), on peut distinguer la méthode SIME (Single Machine Equivalent) proposée par (Pavella 2000) et qui permet de calculer des paramètres importants servant à l'évaluation des limites de la stabilité (ST) d'un réseau électrique comme : le temps critique d'effacement du défaut (CCT), le temps à l'instabilité $tu$ et l'angle à l'instabilité $\delta_{tu}$ ces grandeurs seront expliquées en détail dans le chapitre 1. Par ailleurs , et très récemment, des chercheurs de la chaire Transénergie, au sein de l'ETS, se sont intéressés au sujet (ST) en développant une méthodologie portant le nom de TSC-OPF (Transient Stability Constrained Optimal Power Flow) qui consiste à calculer la distribution optimale de la production en respectant une contrainte (ST) dont les données sont fournies par (SIME).

Rapport-Gratuit.com

Pour réaliser ces études (ST), des programmes informatiques de simulation dynamique sont utilisés. Ces codes exigent, par leur nature, d'être exécutés assez rapidement, afin de pouvoir agir au bon moment sur les composants du réseau avant que ce dernier ne perde le synchronisme. Or vu l'accroissement constant de la taille et de la complexité des réseaux actuels, l'effort de calcul et le temps d'exécution requis par ces programmes deviennent très importants en dépit des avancées actuelles dans le domaine de la technologie informatique. C'est dans ce contexte, et aussi dans l'objectif spécifique de rendre les programmes TSC_OPF (Huy, Zerigui et al. 2011) plus rapides à exécuter, que se situe la problématique de ce mémoire : comment rendre l'exécution des programmes (ST) plus rapide tout en conservant aussi fidèlement que possible les mêmes caractéristiques dynamiques qui nous intéressent dans le réseau d'origine ?

Afin de définir la méthodologie nécessaire pour résoudre cette problématique, une revue de littérature a été effectuée. Cette revue de littérature a montré la grande utilisation des méthodes d'agrégation, ou de réduction des réseaux électriques, depuis les années 70 afin d'augmenter la vitesse d'exécution des programmes de la simulation dynamique. Cette revue a permis également de constater que peu de publications s'étaient intéressées à l'opération d'agrégation des réseaux électriques lorsque son programme de simulation (ST) imbrique en plus l'algorithme (SIME).

Le présent travail se propose donc d'utiliser une méthode existante de réduction de réseaux, qui est la méthode de la préservation de la structure (Ourari, Dessaint et al. 2006) , en raison de son efficacité prouvée et du fait qu'elle est valable pour les cas des réseaux électriques à modèles classiques ou détaillés. On a utilisé cette méthode en l'adaptant aux programmes (ST) comprenant l'algorithme (SIME). Cette méthode de réduction a été en plus combinée avec la méthode de la cohérence lente à deux échelles de temps. Cette dernière opération, qui a été adaptée dans ce mémoire au contexte de la stabilité transitoire, permet d'identifier les zones des réseaux où on peut effectuer notre opération de réduction. La réalisation des objectifs de ce projet nécessitait toutefois le passage par les sous-étapes suivantes :

1. Mise au point d'une procédure d'identification, des groupes de générateurs cohérents, adaptée au contexte de la stabilité transitoire. Ces groupes seront par la suite transformés en générateurs équivalents à l'aide de la méthode de réduction choisie;
2. Programmation de l'agrégation des paramètres dynamiques des machines synchrones dans le cas où elles sont présentées par un modèle d'état classique ou détaillé;
3. Programmation du calcul de la matrice admittance équivalente du réseau réduit avec l'algorithme de regroupement nodal;
4. Application des 3 étapes précédentes dans le cas de la simulation (ST) et (SIME) de réseaux bien documentés dans la littérature afin de valider la précision des résultats fournis par la méthodologie de réduction proposée;
5. Vérification par le logiciel commercial PSSE de la précision des réponses dynamiques prélevées en 4;
6. Intégration conviviale de deux fonctions Matlab correspondant respectivement aux étapes d'agrégation des paramètres dynamiques et de regroupement nodal, et qui seront prêtes à être implémentées dans les programmes actuels (ou futurs) de (ST) et (SIME).

Le présent mémoire est composé des 5 chapitres suivants :

**Le 1$^{er}$ chapitre** donne un rappel sur la démarche suivie pour réaliser la simulation (ST) d'un réseau électrique, et cela dans les cas du modèle de machines classique ou détaillé, et il récapitule en plus les grandes lignes de l'algorithme (SIME) servant à l'analyse de la stabilité transitoire.

**Le 2$^{e}$ chapitre** donne une présentation de l'état de l'art dans le domaine de la réduction des réseaux électriques, en décrivant plusieurs méthodes d'agrégation, parmi les plus connues dans la littérature, ainsi que la justification du choix de la méthode d'agrégation proposée.

**Le 3$^{e}$ chapitre** présente dans un premier temps la méthode de la cohérence lente, à deux échelles de temps, adaptée au contexte de la stabilité transitoire. Cette méthode nous servira à déterminer les groupes de machines pouvant être réduites. Dans un second temps, la méthode de calcul des paramètres des machines équivalentes, appelée méthode de la préservation de la structure sera présentée pour les cas des machines à modèles classiques et modèles détaillés. Enfin, la procédure d'agrégation nodale, servant à calculer la matrice admittance du réseau équivalent, sera elle aussi introduite.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

**Le 4e chapitre** récapitule les étapes des programmes Matlab utilisés pour implémenter l'algorithme d'agrégation choisi, en décrivant les différentes fonctions créées pour la réalisation de cet objectif ainsi que leurs entrées sorties respectives.

**Le 5e chapitre** présente les différentes simulations (ST) et (SIME) qui ont été effectuées pour valider le présent travail, et cela dans les cas de plusieurs réseaux documentés dans la littérature et en utilisant le logiciel commercial PSSE de simulation des réseaux électriques.

# CHAPITRE 1

# ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

L'énergie électrique joue un rôle très important dans la conjoncture économique et industrielle mondiale actuelle ainsi que dans la vie quotidienne des ménages depuis le grand développement qu'ont connu les applications et l'utilisation de cette forme d'énergie à partir de la fin du 19e siècle. Le maintien d'une production sans coupure et respectant le niveau de qualité exigé pour cette forme d'énergie est vital pour le bien-être des économies ainsi que des sociétés. Afin d'arriver à ce niveau de performance de l'énergie électrique, des études de la stabilité des réseaux électriques sont régulièrement réalisées par les professionnels du domaine. Ces études de stabilité sont principalement utilisées comme des outils d'aide à la décision permettant d'adopter les meilleures actions afin de garantir une production de l'électricité aux niveaux de fiabilité exigés.

## 1.1 Définition de la stabilité des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont en permanence sujets à des perturbations qui varient en nature et en sévérité (ex : foudre, pertes de générateurs, fluctuation de charges...). Ces perturbations ou contingences éloignent plus au moins les réseaux de leurs points d'opération initiaux ce qui peut conduire à une instabilité du réseau. Une définition intéressante de la stabilité des réseaux électriques a été proposée par (Anderson and Fouad 2003), elle précise que :

> *If the oscillatory response of a power system during the transient period following a disturbance is damped and the system settles in a finite time to a new steady operating condition, we say that the system is stable. If the system is not stable, it is considered unstable.*

### 1.1.1 Types de stabilités des réseaux électriques

Il existe plusieurs types de stabilité des réseaux électriques qui varient principalement en fonction de la nature et de la sévérité de la perturbation prenant place. Parmi les travaux de classification les plus importants sur ces types de stabilité on trouve le rapport réalisé par l'équipe de travail IEEE/CIGRE dans (Kundur, Paserba et al. 2004) proposant les catégories de stabilité de réseaux suivantes :

**Stabilité de l'angle du rotor**

La stabilité de l'angle du rotor concerne l'aptitude des machines d'un réseau électrique à rester en synchronisme après une perturbation. Cette perturbation peut prendre deux formes :

1. Petite perturbation : dans ce cas on parle d'une stabilité de petit signal et le temps utile dans l'étude de ce phénomène dynamique est compris entre 10 et 20 secondes après la perturbation;
2. Grande perturbation : dans ce cas on parle de stabilité transitoire (ST) et le temps utile d'étude dans ce cas varie normalement entre 3 et 5 secondes après la contingence.

**Stabilité de la tension**

La stabilité de la tension est l'aptitude du réseau électrique à maintenir des tensions stables sur toutes ses barres après l'occurrence d'une perturbation, on distingue ici également deux types :

1. Stabilité de tension pour petite perturbation : on parle dans ce cas de la capacité du réseau à maintenir une tension stable sur toutes ses barres après des événements de petite ampleur comme une petite variation des charges. La durée de temps utile afin d'étudier ce phénomène est de l'ordre de plusieurs secondes;
2. Stabilité de tension pour grande perturbation : on parle ici de l'aptitude du réseau à maintenir des tensions stables sur toutes ses barres après des événements majeurs (par exemple : des pertes de lignes, des courts-circuits triphasés.). La durée de temps utile

pour l'étude de la stabilité pour ce cas varie de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.

**Stabilité de la fréquence**

La Stabilité de la fréquence correspond à l'aptitude du réseau électrique à maintenir une fréquence stable après un déséquilibre sévère entre les charges et la génération. Le phénomène dynamique d'intérêt dans ce cas peut être de court terme (quelques secondes) comme de long terme (plusieurs minutes).

La figure 1.1 illustre la classification de ces différents types de stabilité en précisant la durée de temps utile requise pour l'étude de chacun des cas.

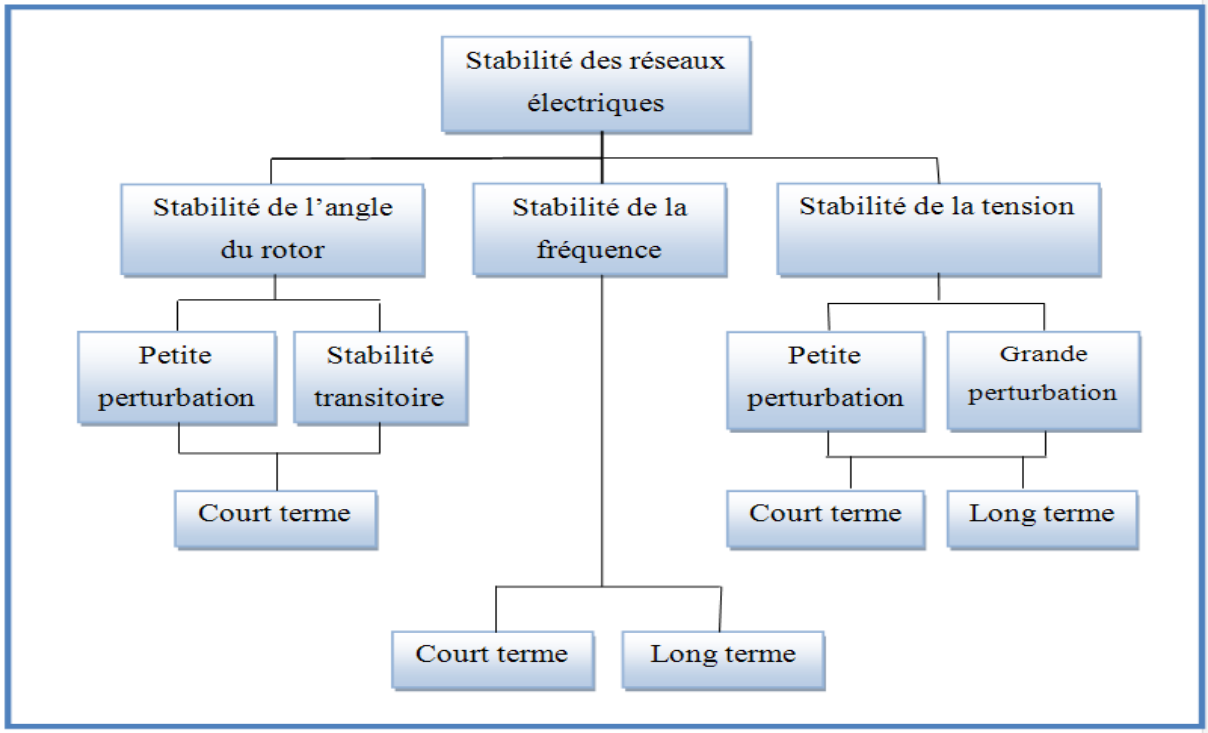


Figure 1.1 Classification des types de stabilités des réseaux électriques
Adaptée de Kundur, Paserba et al (2004, p.1390)

### 1.1.2 Stabilité transitoire

Comme on l'a déjà mentionné dans le paragraphe 1.1.1, la stabilité transitoire fait partie de la stabilité de l'angle du rotor dans le cas d'une perturbation sévère telle la perte de lignes ou le court-circuit triphasé sur une barre du réseau. La plupart des travaux sur la stabilité des réseaux électriques se sont intéressés à ce type de stabilité depuis le début du 20e siècle. L'objectif de la stabilité transitoire est de nous informer, entre autres, du retour ou non des machines du réseau à la fréquence synchrone après une sérieuse perturbation avec de nouveaux angles pour l'état permanent (Glover 2008). Cette forme de stabilité s'intéresse aussi à déterminer les durées critiques des contingences (CCT) au-delà desquelles le réseau deviendra instable ainsi que les temps et les angles correspondant au moment de perte de la stabilité. Ces informations joueront un rôle important dans la planification du réseau ainsi que dans le dimensionnement des systèmes de protection adéquats. Cette stabilité dépend essentiellement du point de fonctionnement initial du réseau ainsi que de la sévérité de la perturbation.

#### 1.1.2.1 Équations d'oscillation d'un générateur synchrone

La formulation des équations d'oscillation des rotors des générateurs d'un réseau électrique joue un rôle important dans l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, comme le soutiennent la plupart des auteurs de ce champ de recherche.

Dans ce paragraphe, on présentera une approche présentée par (Grainger 1994) qui nous permettra de déduire les équations d'oscillation du rotor d'une machine synchrone à la suite d'une perturbation (ST).

La première étape pour développer les équations d'oscillation du générateur est d'exprimer la deuxième loi de Newton pour le rotor en écrivant :

$$J\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad [N.m] \tag{1.1}$$

Tel que :

$J$ : Le moment total d'inertie des masses du rotor en $[kg.m^2]$,

$\theta_m$ : Le déplacement angulaire du rotor par rapport à un axe fixe en radians mécaniques$[rad]$

$t$ : Le temps en secondes [s],

$T_m$ : Le couple mécanique du rotor, fourni par la turbine, diminué par le couple de retard dû aux pertes de rotation en $[N.m]$,

$T_e$ : Le couple électrique net en $[N.m]$,

$T_a$ : Le couple d'accélération en $[N.m]$.

Et puisqu'on s'intéresse à la variation de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse synchrone, l'étape suivante serait d'écrire l'expression de l'angle mécanique $\theta_m$ par rapport à un axe tournant à la vitesse synchrone sous la forme :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \tag{1.2}$$

Avec :

$\omega_{sm}$ : La vitesse synchrone du rotor en radians mécaniques par seconde $[rad.s^{-1}]$,

$\delta_m$ : Le déplacement angulaire du rotor en radians mécaniques par rapport à l'axe de référence tournant à la vitesse du synchronisme $[rad]$.

En remplaçant (1.2) dans (1.1) on obtient :

$$J\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad [N.m] \tag{1.3}$$

Ensuite, on introduit la variable $\omega_m$ qui correspond à la vitesse angulaire mécanique du rotor. Elle est donnée par :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \tag{1.4}$$

Et en multipliant les deux cotés de l'équation (1.3) par $\omega_m$ , on trouve :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_{m-w} - P_{e-w} = P_{a-w} \quad [W] \tag{1.5}$$

Avec :

$P_{m-w}$ : La puissance mécanique en $[W]$ fournie par la turbine au générateur,

$P_{e-w}$ : La puissance électrique en $[W]$ donnée par le générateur,

$P_{a-w}$ : La puissance d'accélération en $[W]$.

Il faut noter ici que la vitesse $\omega_m$ de l'arbre du rotor est normalement constante lorsque nous sommes dans un fonctionnement stable et elle est égale à la vitesse synchrone $\omega_{sm}$ . Dans ce cas, nous pouvons écrire :

$$M = J\omega_m = J\omega_{sm} \tag{1.6}$$

Tel que M est la constante d'inertie de la machine et elle est exprimée en Joule-Seconde par radian mécanique.

À cette étape, on remplace l'expression (1.6) dans (1.5) ce qui nous donne l'équation :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_{m-w} - P_{e-w} = P_{a-w} \quad [W] \tag{1.7}$$

À ce stade on définira une autre quantité qui est la constante d'inertie normalisée qu'on symbolisera par $H$ . C'est cette dernière quantité qu'on va utiliser dans les programmes de simulation (ST) car c'est elle qui est fournie généralement dans la littérature ainsi que dans les fichiers de données dynamiques des réseaux électriques. La constante d'inertie normalisée $H$ est donnée par :

$$H = \frac{1}{2}\frac{M\omega_{sm}}{S_{nom}} \quad [s.pu] \tag{1.8}$$

Où :

$S_{nom}$ : La puissance nominale triphasée du générateur en $[MVA]$

Et en utilisant (1.8) pour exprimer $M$ en fonction de $H$ on trouve :

$$M = \frac{2HS_{nom}}{\omega_{sm}} \tag{1.9}$$

En substituant (1.9) dans (1.7) on trouve :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}}\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_{m-w} - P_{e-w}}{S_{nom}} = \frac{P_{a-w}}{S_{nom}} \qquad [p.u] \tag{1.10}$$

Ou :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}}\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \qquad [p.u] \tag{1.11}$$

Tel que :

$P_m$ : La puissance mécanique en $[p.u]$ fournie par la turbine au générateur,

$P_e$ : La puissance électrique en $[p.u]$ donnée par le générateur,

$P_a$ : La puissance en $[p.u]$ d'accélération.

Aussi, si $p$ est le nombre de pôles du générateur on peut exprimer les grandeurs mécaniques $\delta_m$ et $\omega_{sm}$ sous la forme des grandeurs électriques suivantes :

$$\omega_s = \frac{p}{2}\omega_{sm} \tag{1.12}$$

$$\delta = \frac{p}{2}\delta_m \tag{1.13}$$

Rapport-Gratuit.com

Et en remplaçant par (1.12) et (1.13) dans l'équation (1.11) on trouve finalement :

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \qquad [p.u] \qquad (1.14)$$

L'équation (1.14) est donc nommée équation d'oscillation en $[p.u]$ du générateur, et elle sera un outil principal dans l'étude de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

Ensuite, pour rendre l'équation (1.14) qui est du second ordre plus simple à programmer plusieurs auteurs proposent de la transformer en un système de deux équations du premier ordre en écrivant :

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a \qquad (1.15)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \qquad (1.16)$$

En pratique, c'est le système des équations (1.15) et (1.16) qu'on va utiliser dans la programmation des simulations (ST) afin de représenter l'oscillation d'un générateur.

#### 1.1.2.2 Temps critique d'effacement : CCT

Le temps critique d'effacement est un paramètre (ST) important dont une des utilisations les plus connues est la configuration des systèmes de protection à mettre en place sur le réseau électrique. Le CCT a été défini par (Pavella 2000) comme étant le temps maximal que la contingence puisse demeurer en place sans que le système ne perde son aptitude à retourner au fonctionnement synchrone.

La figure 1.2 illustre ce concept pour le cas d'un réseau 10 machines 39 barres. Le réseau a subi une contingence sous la forme d'un court-circuit triphasé sur la barre 26 et le retrait de

la branche [26 27]. Notre générateur de référence correspond à la machine 1. Les angles internes relatifs des machines sont calculés pour deux cas de durées de contingences ; inférieures et supérieures au CCT qui est égal dans notre cas à 60ms. Sur ces deux figures on peut bien voir que pour une durée de défaut TF=50ms toutes les machines reviennent à un angle stable après la perturbation. Toutefois, lorsque TF=70ms qui est supérieur au CCT l'angle $\delta$ de la machine 9 va croître d'une façon monotone vers l'infini donc $\frac{d\delta}{dt} \neq 0$. L'application de l'expression (1.16) à la machine 9 nous montre que sa vitesse $\omega$ va devenir différente de la vitesse synchrone $\omega_s$ pour le reste de la durée de la simulation (ST) on dit alors que le réseau a perdu le synchronisme.

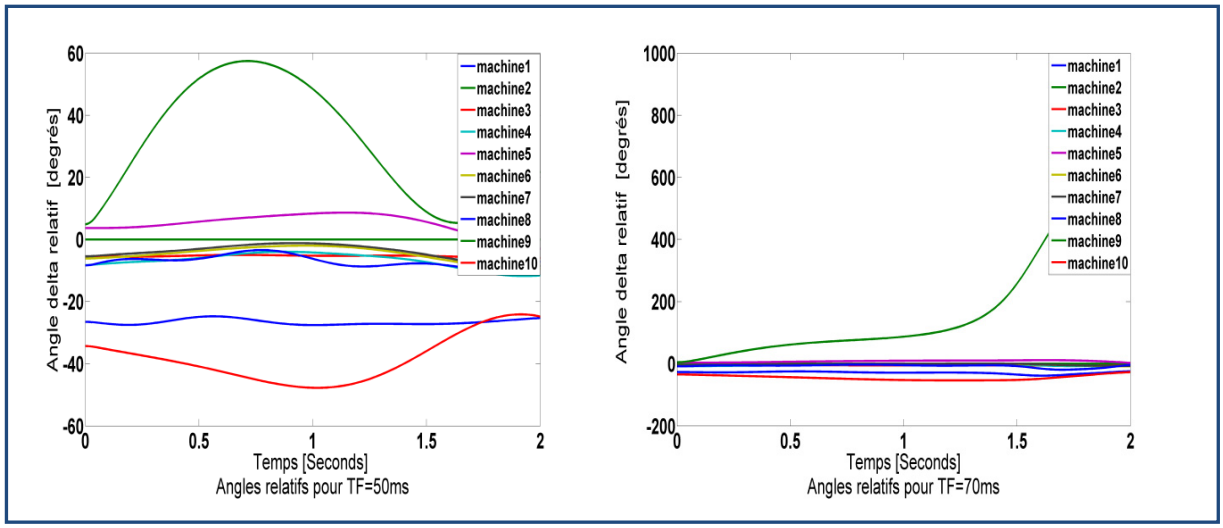


Figure 1.2 Angles internes des générateurs pour des durées de contingence plus petites et plus grandes que le CCT

## 1.2 Modélisation dynamique d'un réseau électrique multi-machines

La démarche de simulation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique multi-machines commence habituellement par le choix d'un modèle classique ou détaillé avec lequel on va représenter le réseau. Ensuite, on effectue la simulation du système des équations différentielles et algébriques constituant ce modèle dans l'objectif de connaitre le

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

comportement dynamique des variables d'états du réseau et de dire si elles resteront dans un état stable après l'occurrence d'une contingence.

Dans le présent paragraphe, on va introduire les systèmes d'équations différentielles et algébriques dans les deux cas des modèles suscités, avec les hypothèses et les assomptions qui les caractérisent.

### 1.2.1 Modèle classique

Le modèle classique, ou modèle électromécanique d'un réseau électrique multimachines est le plus simple de tous les autres types de modèles utilisés dans les études de la stabilité transitoire. Ce modèle ne se compose que de deux variables d'état pour chaque machine qui sont l'angle interne et la vitesse du rotor. Cette forme de représentation permet d'alléger grandement les opérations de simulation (ST). Cependant, l'utilisation de ce modèle est limitée par certaines hypothèses qui la rendent applicable uniquement dans le cas où elles sont vérifiées.

#### 1.2.1.1 Hypothèses du modèle classique

Les hypothèses qui conditionnent le choix du modèle classique multimachines ont été spécifiées par plusieurs auteurs dont (Grainger 1994) et (Crow 2010) , et elles peuvent être résumées sous la forme suivante :

1- Les puissances mécaniques fournies par les turbines aux entrées des générateurs synchrones restent constantes pendant la durée du phénomène transitoire;
2- L'amortissement est négligeable;
3- Le modèle d'une tension constante derrière une réactance transitoire constante reste valable pour toutes les machines;
4- L'angle mécanique du rotor d'une machine coïncide avec l'angle de la tension derrière la réactance transitoire;
5- Les charges peuvent être représentées par des impédances passives constantes.

#### 1.2.1.2 Équations différentielles et algébriques

Le système d'équations différentielles et algébriques du modèle classique d'un réseau électrique multimachines en considérant un amortissement négligeable est présenté dans (Anderson and Fouad 2003 p.35-37) de la façon suivante:

$$\frac{2H_i}{\omega_R}\frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi0} - P_{ei} \tag{1.17}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_R \tag{1.18}$$

$$P_{ei} = E_i^2.G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i.E_j.Y_{ij}.\cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \tag{1.19}$$

$$P_{mi0} = E_i^2.G_{ii0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i.E_j.Y_{ij0}.\cos(\theta_{ij0} - \delta_{i0} + \delta_{j0}) \qquad i = 1,2,\dots,m \tag{1.20}$$

Tel que :

$E_i$ : Module de la tension interne du générateur $i$,

$Y_{ij}$ : Module de l'élément $ij$ de la matrice admittance réduite du réseau,

$Y_{ij0}$ : Module de l'élément $ij$ de la matrice admittance réduite du réseau avant le défaut,

$G_{ii}$ : Partie réelle de l'élément $ii$ de la matrice admittance réduite du réseau,

$\theta_{ij}$ : Phase de l'élément $ij$ de la matrice admittance réduite du réseau,

$\theta_{ij0}$ : Phase de l'élément $ij$ de la matrice admittance réduite du réseau avant le défaut,

$\delta_i$ : Angle interne du générateur $i$,

$\delta_{i0}$ : Angle interne du générateur $i$ avant le défaut.

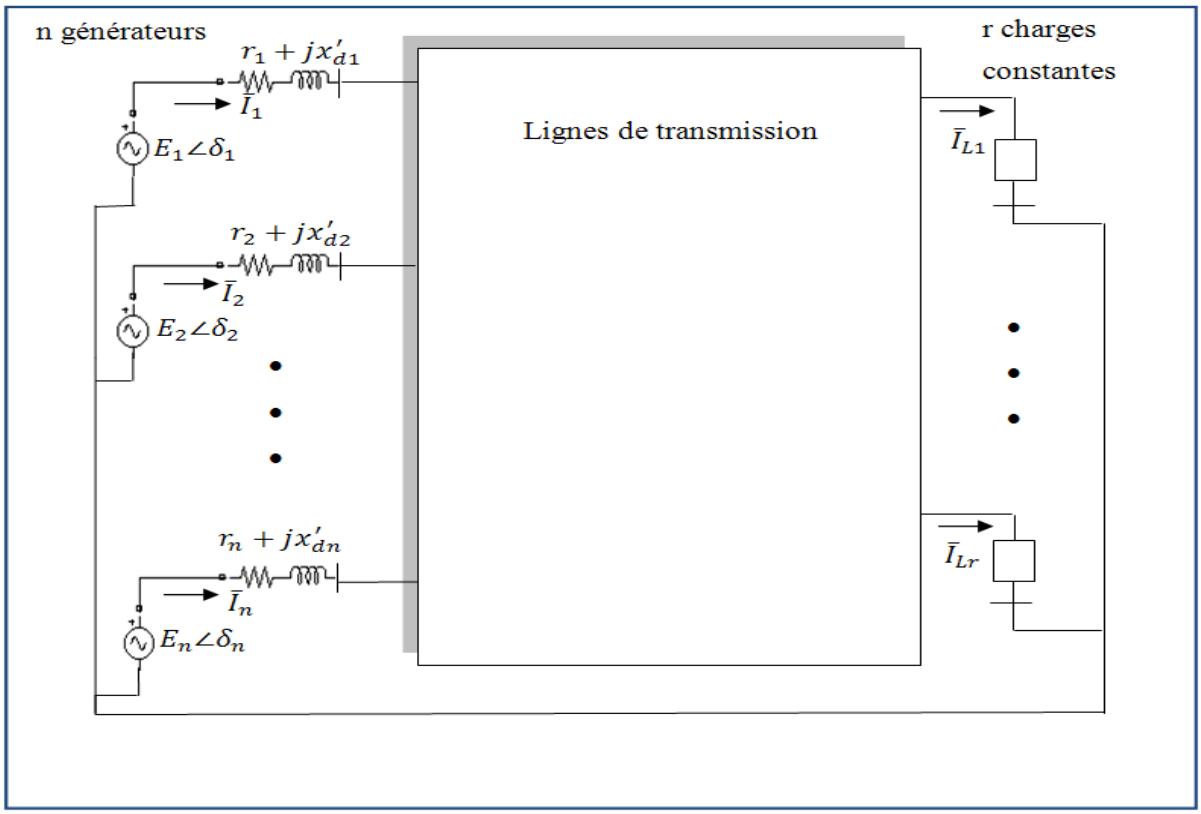


Figure 1.3 Représentation du modèle classique multimachines d'un réseau électrique
Adaptée d'Anderson and Fouad (2003, p.36)

On peut distinguer clairement dans ce système les deux premières équations (1.17) et (1.18) qui correspondent aux équations d'oscillation du rotor d'un générateur synchrone développées dans le paragraphe 1.1.2.1 et généralisées ici pour un système multimachines. Quant à l'équation algébrique (1.19) elle représente l'expression de la puissance électrique $P_{ei}$ fournie par le générateur i au réseau. Et l'équation (1.20) donne l'expression de la puissance mécanique fournie par la turbine à l'entrée du générateur. Cette puissance comme on l'a supposée dans le paragraphe 1.2.1.1 restera constante tout au long de la durée de la simulation. Cette puissance est aussi égale à la puissance électrique à l'instant $t=0^-$ juste avant la perturbation où t=0 est considéré comme étant l'instant initial du début de la contingence.

### 1.2.2 Modèle détaillé deux axes

Le modèle deux axes se différencie du modèle classique par son nombre de variables d'état qui est plus grand (4 variables d'état pour le cas détaillé et 2 pour le cas classique). Ce modèle permet par conséquent d'avoir plus d'informations sur le comportement dynamique du réseau, mais en exigeant plus d'efforts et de temps de calcul que le modèle classique. Généralement, on commencera par effectuer la simulation (ST) avec le modèle classique et si les données offrent la précision souhaitée on se contentera de cette étape sinon on répétera la simulation (ST) avec le modèle détaillé.

#### 1.2.2.1 Hypothèses du modèle détaillé deux axes

Les hypothèses conditionnant l'utilisation du modèle deux axes dans la simulation (ST) pour un réseau multimachines ont été formulées par (Sauer 1998) de la façon suivante :

1. Les réactances sous-transitoires sont négligées;
2. La saturation est négligée;
3. La puissance mécanique fournie par les turbines aux entrées des générateurs est constante;
4. Les contraintes de limites supérieures et inférieures sont éliminées pour les tensions $V_{Ri}$ qui se trouvent à la sortie des régulateurs de tension des systèmes d'excitation;
5. Le terme correspondant à la puissance de l'amortissement d'un générateur se comporte linéairement de telle manière que: $T_{FWi} = D_i(\omega_i - \omega_s)$ ;
6. L'excitatrice utilisée est du modèle IEEE-Type I comme il est montré sur la figure 1.4.

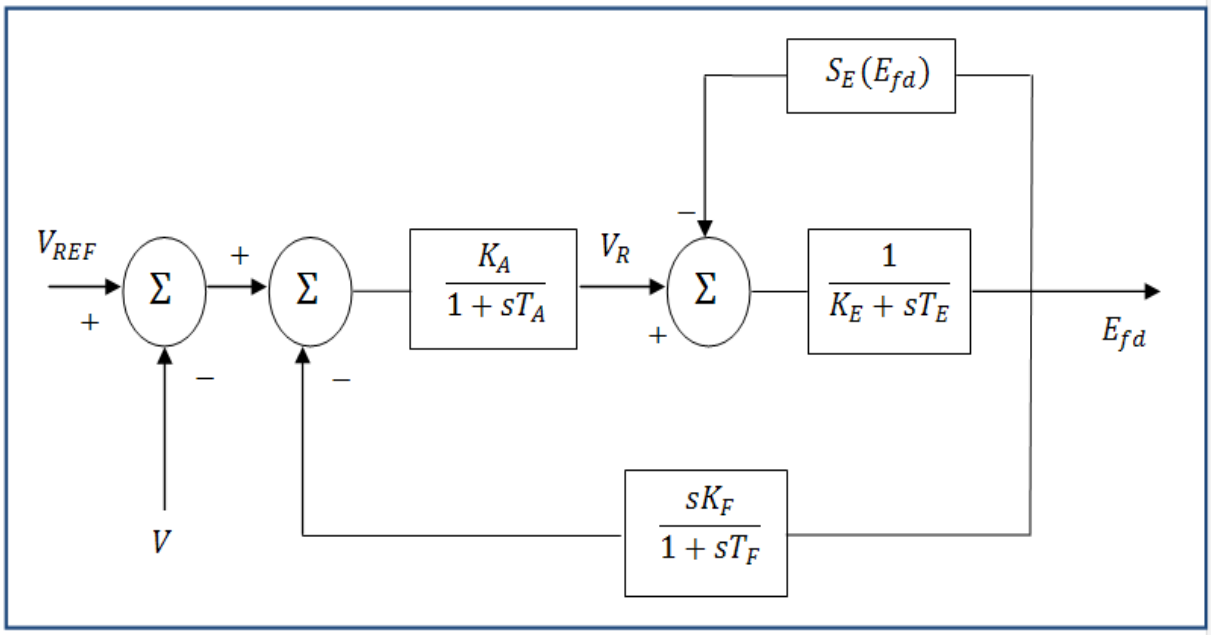


Figure 1.4 Représentation du modèle de l'excitatrice IEEE-Type I
Adaptée de Sauer, Pai (1998, p.224)

#### 1.2.2.2 Équations différentielles et algébriques

Le système des équations différentielles et algébriques (EDA) du modèle détaillé d'un réseau électrique multimachines telles qu'elles sont exprimées par (Sauer 1998) se présente sous la forme de 4 groupes d'équations (EDA) distinctes :

1- Les équations différentielles (1.21) à (1.24) correspondant aux générateurs synchrones;

2- Les équations différentielles (1.25) à (1.27) représentant les excitatrices;

3- Les équations algébriques (1.28) et (1.29) relatives aux stators;

4- L'équation algébrique (1.30) représentant le réseau électrique.

La description de l'ensemble des variables et paramètres utilisés dans ces équations est présentée dans les tableaux (1.1) à (1.4).

**Les équations différentielles :**

Équations différentielles des générateurs synchrones :

$$T'_{doi}\frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}).I_{di} + E_{fdi} \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.21}$$

$$T'_{qoi}\frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} - \left(X_{qi} - X'_{qi}\right).I_{qi} \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.22}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_R \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.23}$$

$$\frac{2H_i}{\omega_R}\frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - E'_{di}.I_{di} - E'_{qi}.I_{qi} - \left(X'_{qi} - X'_{di}\right).I_{di}I_{qi} - D_i(\omega_i - \omega_R) \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.24}$$

Tableau 1.1 Paramètres dynamiques des générateurs

| **Paramètres dynamiques** | **Définition** |
|---|---|
| $H_i$ | Constante d'inertie normalisée de la machine i |
| $X_{di}$ | Réactance sur l'axe d de la machine i |
| $X_{qi}$ | Réactance sur l'axe q de la machine i |
| $X'_{di}$ | Réactance transitoire sur l'axe d de la machine i |
| $X'_{qi}$ | Réactance transitoire sur l'axe q de la machine i |
| $T'_{d0i}$ | Constante de temps sur l'axe d |
| $T'_{q0i}$ | Constante de temps sur l'axe q |
| $R_{si}$ | Résistance du stator |
| $D_i$ | Constante d'amortissement de la machine i |

Tableau 1.2 Variables d'état et algébriques des générateurs

| **Variables d'état et algébriques** | **Définition** |
|---|---|
| $E'_{di}$ | Tension interne sur l'axe d de la machine i |
| $E'_{qi}$ | Tension interne sur l'axe q de la machine i |
| $I_{di}$ | Courant sur l'axe d de la machine i |
| $I_{qi}$ | Courant sur l'axe q de la machine i |
| $\delta_i$ | Angle interne de la machine i |
| $\omega_i$ | Vitesse angulaire du rotor de la machine i |
| $V_i$ | Module de la tension à la barre terminale de la machine i |
| $\theta_i$ | Phase de la tension à la barre terminale de la machine i |

Équations différentielles de l'excitatrice:

$$T_{Ei}\frac{dE_{fdi}}{dt} = -\left(K_{Ei} + S_{Ei}\left(E_{fdi}\right)\right)E_{fdi} + V_{Ri} \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.25}$$

$$T_{Fi}\frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.26}$$

$$T_{Ai}\frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai}R_{fi} - \frac{K_{Ai}K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} + K_{Ai}\left(V_{refi-}V_i\right) \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.27}$$

**Les équations algébriques :**

Équations algébriques des stators :

$$E'_{di} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{si}I_{di} + X'_{qi}I_{qi} = 0 \qquad i = 1, \dots, m \tag{1.28}$$

$$E'_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{qi} + X'_{di} I_{di} = 0 \quad i = 1, \dots, m \tag{1.29}$$

Tableau 1.3 Paramètres dynamiques des excitatrices

| **Paramètres dynamiques** | **Définition** |
|---|---|
| $T_{Ai}$ | Constante de temps de l'amplificateur |
| $T_{Ei}$ | Constante de temps de l'excitatrice |
| $T_{Fi}$ | Constante de temps du stabilisateur |
| $K_{Ai}$ | Gain de l'amplificateur |
| $K_{Ei}$ | Gain de l'excitatrice |
| $K_{Fi}$ | Gain du stabilisateur |
| $S_{Ek1}$ | Première constante de la fonction de saturation |
| $S_{Ek2}$ | Deuxième constante de la fonction de saturation |

Tableau 1.4 Variables d'état de l'excitatrice

| **Variables d'état** | **Définition** |
|---|---|
| $E_{fdi}$ | Tension d'excitation de la machine i |
| $R_{fi}$ | Signal de retour de l'information de tension de la machine i |
| $V_{Ri}$ | Sortie du régulateur de tension |

Équations algébriques du réseau électrique:

$$\left(I_{di} + jI_{qi}\right) e^{j\left(\delta_i - \frac{\pi}{2}\right)} = \sum_{k=1}^{n} V_k \, e^{j(\theta_k)} Y'_{ik} e^{j(\alpha'_{ik})} \quad i = 1, \dots, m \tag{1.30}$$

Rapport-Gratuit.com

Expression des éléments de la matrice d'admittance $Y'$:

$$Y'_{ik}e^{j(\alpha'_{ik})} = Y_{ik}e^{j(\alpha_{ik})} \qquad i = 1, \dots, m \quad i \neq k \tag{1.31}$$

$$Y'_{ii}e^{j(\alpha'_{ii})} = Y_{ii}e^{j(\alpha_{ii})} + Y_{Li} \qquad i = 1, \dots, m \quad i = k \tag{1.32}$$

$$Y_{Li} = -\frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{V_i^2} \tag{1.33}$$

## 1.3 Simulation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique

### 1.3.1 Simulation du modèle classique

La simulation de la stabilité transitoire avec le modèle classique suit trois étapes principales qui sont : la préparation des données, les calculs préliminaires et la résolution des équations différentielles et algébriques. Dans les paragraphes 1.3.1.1 jusqu'à 1.3.1.3 chacune de ces trois étapes sera expliquée en plus de la définition des variables et des opérations de calcul utilisées.

#### 1.3.1.1 Préparation des données

La préparation des données est l'étape où les données de départ de la simulation (ST) seront entrées par l'utilisateur. Ces données sont :

1. Les données d'écoulement de puissance du réseau avant la contingence;
2. Les paramètres dynamiques des générateurs du système. Ces paramètres sont dans le cas du modèle classique: Les constantes d'inertie $H$ et les réactances transitoires $x'_d$ ;
3. L'emplacement et la durée de la contingence.

#### 1.3.1.2 Calculs préliminaires

Les calculs préliminaires consistent dans les 5 opérations suivantes indiquées par (Anderson and Fouad 2003) :

1. Toutes les données seront converties à une base de puissance commune ; une base de système de 100 MVA est normalement utilisée;
2. Les charges vont être modélisées sous la forme d'admittances constantes $Y_L$ à l'aide de leurs données fournies par l'écoulement de puissance à l'étape de la préparation des données pour chaque charge. Ces données des charges sont : les puissances actives $P_L$ et réactives $Q_L$, les tensions $V_L$ et courants $I_L$ . Cette modélisation sera effectuée en suivant le cheminement suivant:

   On met la puissance apparente d'une charge L sous la forme :

$$P_L + jQ_L = V_L I_L^* = V_L[V_L^* Y^*{}_L] = V_L^2(Y^*{}_L) \tag{1.34}$$

   Puis on déduit l'admittance $Y_L$ de notre charge en écrivant:

$$Y_L = P_L/V_L^2 - j(Q_L/V_L^2) \tag{1.35}$$

3. Les tensions internes $E_i\angle\delta_{i0}$ des générateurs à l'instant initial avant le défaut sont calculées par l'utilisation de leurs réactances transitoires $x'_{id}$ ainsi que les résultats de l'écoulement de puissance pour chaque générateur. Ces résultats sont : les tensions terminales $V_i\angle\alpha_i$ des générateurs et les puissances actives $P_i$ et réactives $Q_i$ aux barres de génération. Donc, en se basant sur le schéma équivalent (fig. 1.3) du modèle classique du générateur, la tension interne initiale de ce générateur est obtenue par :

$$E_i\angle\delta_i{}' = \left(V_i + \frac{jQ_i x'_{id}}{V_i}\right) + \frac{jP_i x'_{id}}{V_i} \tag{1.36}$$

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Et l'angle initial interne $\delta_{i0}$ est obtenu par l'addition de l'angle $\alpha_i$ à l'angle $\delta'_i$, donc :

$$\delta_{i0} = \delta_i' + \alpha_i \tag{1.37}$$

4. La matrice d'admittance $Ybus$ du réseau est calculée pour chacun des trois cas, avant, pendant et après le défaut selon les étapes suivantes :
   a- pour le cas avant défaut :
      - les barres internes des générateurs sont ajoutées aux barres du réseau;
      - les admittances des charges sont mises entre le nœud de référence et le nœud de charge;
      - toutes les impédances des éléments lignes et transformateurs du réseau sont transformées en admittances équivalentes;
      - les éléments $Y_{ii}$ de la matrice admittance sont la somme de toutes les admittances connectées à la barre $i$, et les éléments $Y_{ij}$ sont comptés comme la multiplication par $-1$ de la somme des admittances connectées entre les barres $i$ et $j$ .
   b- pour le cas pendant le défaut : la matrice d'admittance pour ce cas correspond à la matrice avant défaut pour laquelle les éléments qui correspondent à la barre du défaut ont été mis à zéro, cela veut dire que si $i$ est la barre du défaut les éléments $Yji$ et $Yij$ seront mis à zéro pour tout $j = 1 \dots n$ , avec n le nombre des barres du réseau;
   c- pour le cas après le défaut : la matrice d'admittance pour ce cas correspond à la matrice avant défaut pour laquelle on a soustrait les éléments qui correspondent à la branche [k l] qu'on a ouverte pour éliminer le défaut. Cela veut dire que les valeurs de la résistance, de la réactance et de la susceptance de la branche [k l] sont soustraites de la matrice admittance avant défaut.

5. À cette étape, on réduira les matrices d'admittance avant pendant et après le défaut calculées dans l'étape 4. Lors de cette réduction, appelée dans la littérature réduction de Kron, on ne gardera que les barres des générateurs. Les barres de charge vont être

éliminées en se basant sur le fait que le courant injecté dans ces dernières barres est nul. Cette réduction joue un rôle très important dans la diminution de la durée et de l'effort de calcul des programmes de simulation (ST). La réduction de Kron est réalisée en appliquant le processus suivant :

Soit $Y$ la matrice admittance à réduire et $V$ et $I$ les vecteurs respectifs des tensions et des courants aux barres de notre réseau. En supposant un nombre de générateurs égal à n, et un nombre de barres non connectées à aucun générateur égal à r, la dimension de chacun des deux vecteurs $V$ et $I$ est donc égale à (n+r)×1. L'expression des courants aux barres du réseau s'expriment en fonctions de leurs tensions respectives par :

$$I = YV \tag{1.38}$$

Avec :

$$I = \begin{bmatrix} In \\ -- \\ 0 \end{bmatrix} \tag{1.39}$$

En remplaçant par (1.39) dans (1.38) on obtient la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} In \\ -- \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & | & Y_{nr} \\ --- & | & --- \\ Y_{rn} & | & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ -- \\ V_r \end{bmatrix} \tag{1.40}$$

Ensuite, en développant (1.40) sous la forme d'un système de deux équations algébriques, on trouve :

$$I_n = Y_{nn}V_n + Y_{nr}V_r \qquad \text{Et} \qquad 0 = Y_{rn}V_n + Y_{rr}V_r \tag{1.41}$$

Et en simplifiant par $V_r$ dans les deux équations (1. 41), on trouve :

$$In = (Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})V_n \tag{1.42}$$

Finalement, la matrice $(Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})$ est la matrice admittance réduite qu'on utilisera dans la simulation (ST).

#### 1.3.1.3 Résolution des équations différentielles et algébriques

La résolution du système des équations différentielles et algébriques (1.17) à (1.20) est effectuée à l'aide de méthodes d'intégration numérique comme : Euler, Trapézoïdale, Runge Kutta. Ces méthodes seront combinées au besoin avec des méthodes itératives de résolution de systèmes d'équations non linéaires comme Gauss-Seidel ou Newton Raphson.

### 1.3.2 Simulation du modèle détaillé

La simulation d'un modèle détaillé du réseau électrique est réalisée suivant les mêmes grandes étapes du cas classique qui sont : la préparation des données, les calculs préliminaires et la résolution des équations différentielles algébriques. La différence avec le cas classique consiste dans la quantité de variables à traiter qui est plus grande dans le cas détaillé, et les méthodes de résolution numériques des équations différentielles algébriques qui sont dans le cas détaillé explicites ou implicites.

## 1.4 Critère des aires égales (CAE) pour analyser la stabilité d'un système mono-machine connecté à un jeu de barre infini

Le critère des aires égales (CAE) est une méthode graphique pour étudier la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Cette méthode a été introduite dans les années 1930 et a ensuite été décrite et utilisée par plusieurs auteurs comme (Dahl 1935) et (Parton 1952). Le (CAE) permet de déterminer si le système restera stable ou non après une perturbation par l'analyse graphique de l'évolution de la puissance électrique d'une machine synchrone dite OMIB (One Machine Infinite Bus) par rapport à la puissance mécanique d'entrée de cette machine pendant la durée de la perturbation. Cette machine OMIB est équivalente à toutes les machines du réseau et elle sera connectée à un jeu de barre infinie. Le jeu de barre infinie signifie que la fréquence et la tension à cette barre ne varient pas en module et en phase. Le

critère CAE constitue un élément fondamental dans l'implémentation de l'algorithme SIME (Single Machine Equivalent) comme on le verra plus en détail dans les paragraphes qui suivent. Ce critère est introduit par (Grainger 1994) pour un système monomachine connecté à une barre infinie de la façon suivante :

Soit une machine OMIB au sein d'un réseau électrique sujet à une perturbation après laquelle le réseau reste stable. L'équation (1.14) est exprimée par:

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \tag{1.43}$$

En multipliant les deux côtés de (1.43) par $\frac{d\delta}{dt}$ on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2}\frac{d\delta}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} = P_a\frac{d\delta}{dt} \tag{1.44}$$

Et en remarquant que :

$$\frac{d\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2}{dt} = 2\frac{d\delta}{dt}\frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{1.45}$$

L'équation (1.44) devient :

$$\frac{H}{\omega_s}\frac{d\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} = P_a\frac{d\delta}{dt} \tag{1.46}$$

Si on pose $\frac{d\delta}{dt} = \omega$ , alors on peut écrire (1.46) sous la forme :

$$\frac{H}{\omega_s}\frac{d(\omega)^2}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} = P_a\frac{d\delta}{dt} \tag{1.47}$$

En multipliant (1.47) par $dt$ et en intégrant les deux côtés de l'équation, on obtient :

$$\frac{H}{\omega_s}\int_{\delta_0}^{\delta} d(\omega)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e)\, d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a\ d\delta \tag{1.48}$$

Ou encore :

$$\frac{H}{\omega_s}(\omega^2 - {\omega_0}^2) = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e)\, d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a\ d\delta \tag{1.49}$$

$\delta_0$ est la valeur initiale de l'angle $\delta$ et $\omega$ et $\omega_0$ sont les vitesses angulaires dans le référentiel tournant correspondant respectivement à $\delta$ et $\delta_0$. Et puisque la machine OMIB est encore à la vitesse synchrone à l'angle constant $\delta_0$ avant la perturbation, on a :

$${\omega_0}^2 = \frac{d\delta_0}{dt} = 0 \tag{1.50}$$

D'autre part, et puisque la machine reste stable après la perturbation, l'excursion de l'angle du rotor ne dépassera pas une valeur maximale $\delta_{max}$ et se stabilisera à cette valeur. On a donc aussi en ce point :

$${\omega_{max}}^2 = \frac{d\delta_{max}}{dt} = 0 \tag{1.51}$$

Donc si on remplace $\delta$ par $\delta_{max}$ dans (1.49) on obtient pour un comportement stable:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} (P_m - P_e)\, d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a\ d\delta = 0 \tag{1.52}$$

À ce point, on peut écrire (1.49) sous la forme :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e)\, d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_m - P_e)\, d\delta = 0 \tag{1.53}$$

Maintenant, on définit $\delta_1$ comme étant l'angle après défaut pour lequel la puissance électrique $P_e$ redevient égale à la puissance mécanique $P_m$ une deuxième fois, comme on le constate sur la figure 1.5. Et on nomme sur la figure 1.5, la surface $Acc$ aire d'accélération et la surface $Adec$ aire de décélération. Ces deux aires peuvent être calculées par :

$$Acc = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e)\, d\delta \tag{1.54}$$

$$Adec = -\int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_m - P_e)\, d\delta \tag{1.55}$$

D'où finalement à partir de (1.53):

$$Acc = Adec \tag{1.56}$$

Cette dernière relation correspond au critère (CAE) pour une machine OMIB dont le fonctionnement est marginalement stable après l'application d'une contingence (ST). Dans le cas d'un fonctionnement stable on aura $Adec > Acc$ et dans le cas d'un fonctionnement instable on obtient $Adec < Acc$ .

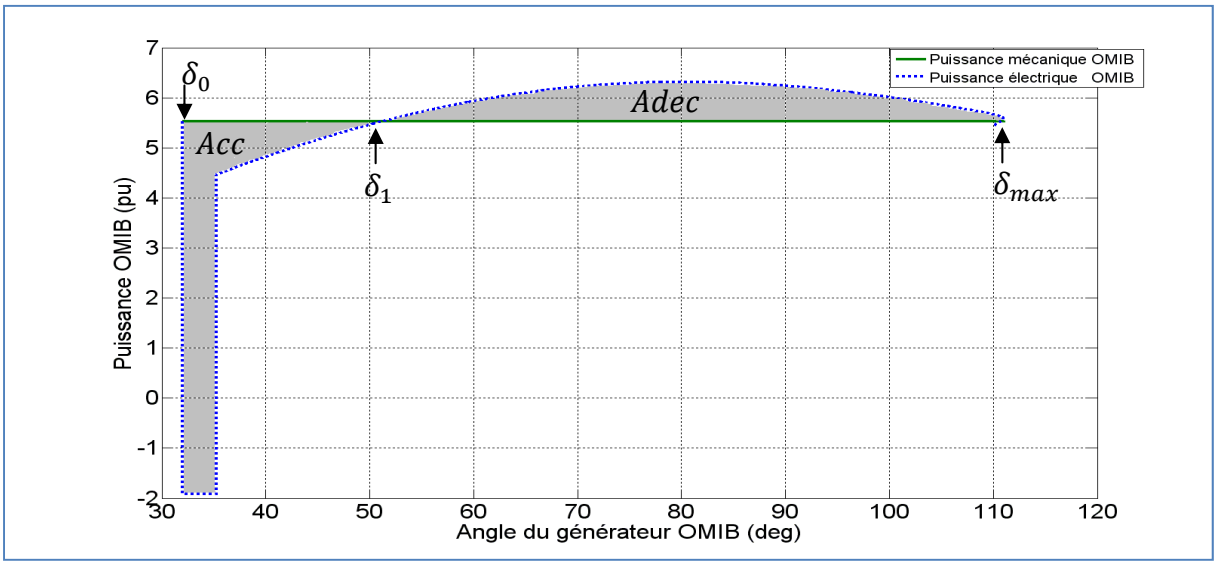


Figure 1.5 Illustration graphique du critère CAE pour un système marginalement stable
Adaptée de Pavella (2000, p.210)

## 1.5 SIME comme outil pour l'étude de la stabilité transitoire

L'algorithme SIME est une méthode qui se présente comme une généralisation du critère (CAE) pour les réseaux multi-machines. Cet algorithme a vu le jour assez récemment dans la fin des années 90 (Yiwei, Wehenkel et al. 1996). SIME permet d'obtenir des informations très utiles concernant la stabilité d'un réseau électrique comme le CTT et les temps et les angles à l'instabilité et cela dans un temps réduit en comparaison avec les méthodes de simulation (ST) ordinaires.

SIME se sert d'une partie des données fournies par la simulation (ST) dans le domaine du temps et il propose les trois étapes suivantes pour le calcul de ses résultats :

1. L'identification des groupes des machines critiques et non critiques d'un réseau à la suite d'une contingence;
2. Le calcul des paramètres dynamiques, des variables d'état, de la puissance mécanique et électrique de la machine équivalente OMIB;
3. Application du critère (CAE) à la machine équivalente OMIB afin de calculer les informations qui nous intéressent sur la stabilité du système notamment : la stabilité ou non du système, sa marge de stabilité, le temps $tu$ auquel le système perd le synchronisme et l'angle OMIB $\delta_{tu}$ correspondant et le CCT.

Ces trois étapes de SIME seront expliquées plus en détail dans les trois paragraphes qui suivent.

### 1.5.1 Identification des groupes des machines critiques et non critiques d'un réseau à la suite d'une contingence

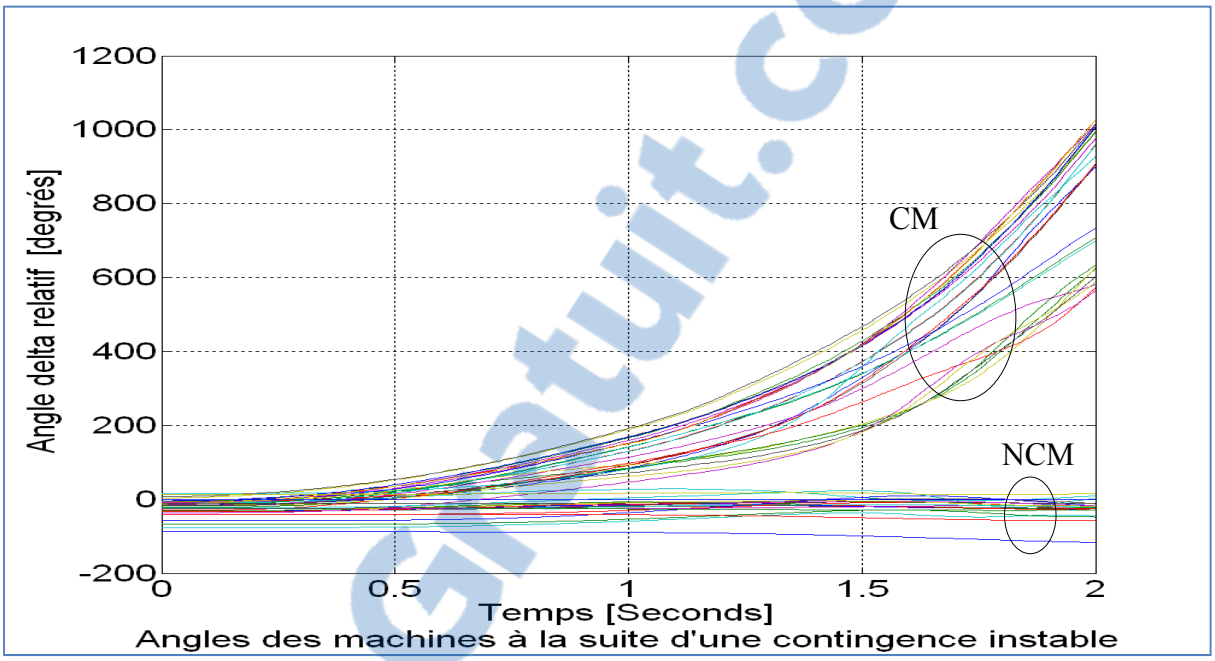


Figure 1.6 Représentation des groupes de machines électriques critiques et non-critiques à la suite d'une contingence instable
Adaptée de Pavella (2000, p.39)

Il a été observé qu'après l'occurrence d'une perturbation (ST) conduisant à une instabilité du réseau que les machines se divisent en deux groupes distincts qui sont le groupe des machines non critiques (NCM) et le groupe des machines critiques (CM) comme il est montré sur l'exemple de la figure (1.6). Les machines critiques sont celles qui amènent le réseau à perdre le synchronisme et les machines non-critiques (NCM) sont celles qui restent stables malgré que le réseau devienne instable. L'algorithme SIME se sert de l'identification de ces deux groupes de machines afin de construire la machine équivalente OMIB.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour l'identification des machines critiques et non-critiques d'un réseau électrique à la suite d'une contingence instable. On décrira ici une méthode proposée par (Chan, Cheung et al. 2002) à titre d'exemple vu sa simplicité et son efficacité. Les étapes de cette méthode sont les suivantes :

Rapport-Gratuit.com

1. À partir des résultats de la simulation (ST) on prélève les réponses des angles des rotors des n machines du réseau au moment qui correspond à un écart maximal entre l'angle de valeur minimale et l'angle de valeur maximale. Par la suite on établie une liste des n machines du réseau triées par ordre décroissant par rapport à la valeur de leurs angles;
2. On ajoute la $i^{ème}$ machine à partir du premier élément de la liste et en montant au groupe des machines critiques (qui ne contient au début aucune machine). Le reste des machines est considéré comme non-critiques, où : $i = 1,2,3, \dots, n-1$;
3. On calcule les deux centres des angles des machines critiques et non critiques en utilisant les formules suivantes :

$$\delta_C(t) = M_C^{-1} \sum_{k \in C} M_k \, \delta_k(t) \tag{1.56}$$

$$\delta_N(t) = M_N^{-1} \sum_{k \in N} M_k \, \delta_k(t) \tag{1.57}$$

Tel que :

$$M_C = \sum_{k \in C} M_k \qquad et \qquad M_N = \sum_{k \in N} M_k \tag{1.58}$$

Et :

$M_k$: Constante d'inertie de la machine k,

$C$ : Indice du groupe des machines critiques,

$N$ : Indice du groupe des machines non critiques.

Et on calcule la déviation de ces deux groupes de machines en utilisant la relation :

$$\delta(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \tag{1.59}$$

4. On répète 2 et 3, jusqu'à ce que toutes les n-1 premières machines de la liste établie dans l'étape 1 aient été choisies comme machines critiques;
5. La combinaison qui donne la plus grande déviation $\delta(t)$ correspond au regroupement recherché des machines critiques et non critiques.

### 1.5.2 Calcul des paramètres de la machine OMIB

Comme on l'a rappelé dans l'introduction du paragraphe 1.5, SIME utilise comme outil principal de calcul le critère (CAE) pour un système mono-machine connecté à un jeu de barre infini, mais dans la réalité les réseaux électriques sont souvent composés de plusieurs machines. L'algorithme SIME (ou Single Machine Equivalent) intervient en ce point en proposant une méthode de regroupement des machines du réseau en une seule machine équivalente nommée machine OMIB. Cette machine représentera le comportement dynamique de toutes les machines du réseau. SIME utilisera par la suite cette machine OMIB afin de permettre l'étude de la stabilité transitoire du réseau en se basant sur le critère (CAE).

Le calcul des paramètres et des variables de la machine équivalente OMIB est effectué de la façon suivante :

Définissons tout d'abord les centres des angles suivants :

$$\delta_C(t) = M_C^{-1} \sum_{k \in C} M_k \, \delta_k(t) \tag{1.60}$$

$$\delta_N(t) = M_N^{-1} \sum_{k \in N} M_k \, \delta_k(t) \tag{1.61}$$

Tel que :

$M_k$: Constante d'inertie de la machine k,

$C$ : Indice du groupe des machines critiques,

$N$ : Indice du groupe des machines non critiques,

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

$\delta_C(t)$ : Centre des angles des rotors des machines critiques,

$\delta_N(t)$ : Centre des angles des rotors des machines non critiques.

Et $M_C$ et $M_N$ correspondent aux valeurs calculées par les équations (1.59).

L'angle du rotor de la machine équivalente OMIB en tout instant t est calculé par :

$$\delta_{OMIB}(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \tag{1.62}$$

Ensuite, on définit les deux vitesses angulaires suivantes correspondant respectivement aux deux groupes de machines critiques et non critiques en écrivant :

$$\omega_C(t) = M_C^{-1} \sum_{k \in C} M_k \, \omega_k(t) \tag{1.63}$$

$$\omega_N(t) = M_N^{-1} \sum_{k \in N} M_N \, \omega_N(t) \tag{1.64}$$

Alors, la vitesse angulaire de la machine équivalente OMIB est donnée par :

$$\omega_{OMIB}(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \tag{1.65}$$

Maintenant, la constante d'inertie de la machine OMIB est calculée à l'aide de la formule :

$$M = \frac{M_C M_N}{M_C + M_N} \tag{1.66}$$

Ensuite, la puissance mécanique de la machine OMIB est donnée par l'expression :

$$P_{m\_OMIB}(t) = M(M_C^{-1} \sum_{k \in C} P_{mk}(t) - M_N^{-1} \sum_{j \in N} P_{mj}(t)\,) \tag{1.67}$$

Et la puissance électrique de la machine OMIB est calculée par l'utilisation de la formule suivante :

$$P_{e\_OMIB}(t) = M(M_C^{-1}\sum_{k\in C} P_{ek}(t) - M_N^{-1}\sum_{j\in N} P_{ej}(t)\,) \tag{1.68}$$

Finalement, la puissance d'accélération de la machine OMIB est la différence entre la puissance mécanique OMIB et la puissance électrique OMIB, donc :

$$P_{a\_OMIB}(t) = P_{m\_OMIB}(t) - P_{e\_OMIB}(t) \tag{1.69}$$

### 1.5.3 Étude et calcul des données de la stabilité transitoire en utilisant SIME

#### 1.5.3.1 Calcul de la marge de la stabilité $\eta$

Le calcul de la marge de la stabilité $\eta$ de la machine OMIB est réalisé à l'aide de l'équation suivante:

$$\eta = Adec - Acc \tag{1.70}$$

Où $Adec$ et $Acc$ correspondent respectivement aux surfaces d'accélération et de décélération définie par les équations (1.54) et (1.55). On distingue ici deux situations distinctes : le cas d'une trajectoire OMIB instable et le cas d'une trajectoire OMIB stable.

**Trajectoire OMIB instable**

Dans le cas d'une trajectoire OMIB instable la puissance électrique OMIB coupera la puissance mécanique à l'angle $\delta_u$ une deuxième fois après le retrait de la contingence comme le montre l'exemple de la figure 1.7. Dans ce cas, on aura $\eta < 0$ , cela veut dire que la puissance d'accélération $Pa = Pm - Pe$ s'annulera une deuxième fois après le retrait de la contingence et continuera à croitre. L'angle $\delta_u$ sera nommé angle à l'instabilité, il

correspond au temps à l'instabilité $t_u$ à partir duquel le réseau perd le synchronisme. L'expression de la marge de stabilité $\eta_u$, dans ce cas, est formulée par (Pavella 2000) de la manière suivante :

$$\eta_u = -\frac{1}{2} M \omega_u^2 \tag{1.71}$$

Tel que :

$\omega_u$: La vitesse du rotor de la machine OMIB correspondant à l'angle OMIB $\delta_u$

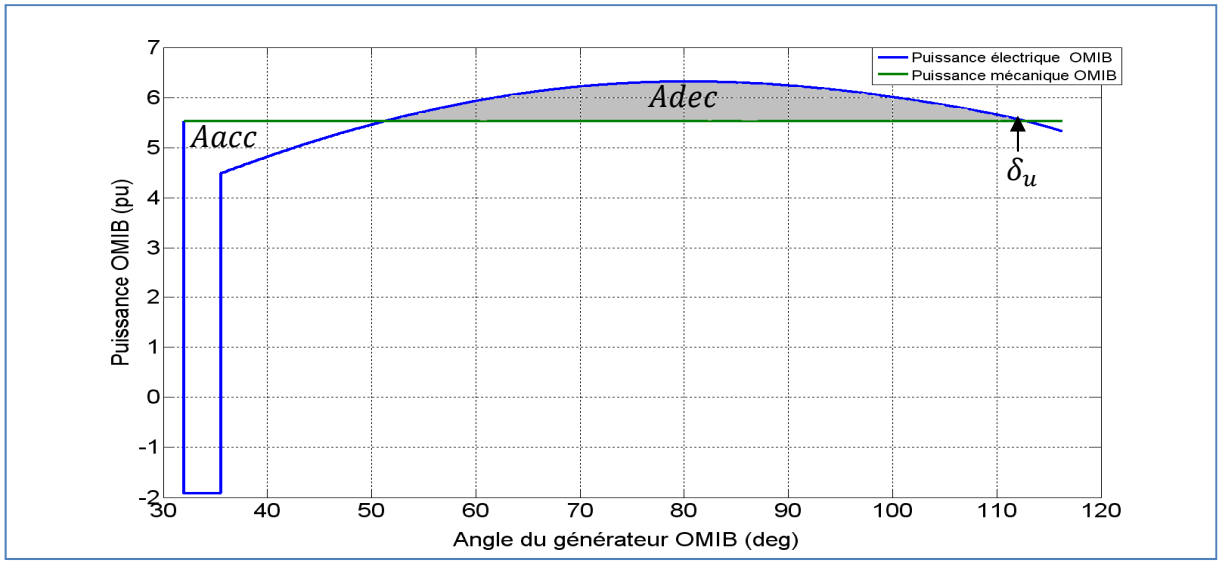


Figure 1.7 Cas d'une trajectoire OMIB instable
Adaptée de Pavella (2000, p.45)

**Trajectoire OMIB stable**

Dans le cas d'une trajectoire OMIB stable la puissance électrique OMIB $Pe$ arrêtera son évolution à $\delta = \delta_r$ sans couper l'axe de la puissance mécanique OMIB $Pm$ une deuxième fois après le retrait de la contingence comme le montre l'exemple de la figure 1.8. Ensuite, la puissance $Pe$ commencera à retourner pour atteindre un nouveau point d'équilibre et la marge de stabilité dans ce cas vérifie $\eta > 0$. L'angle $\delta_r$ est nommé angle de retour et la marge de stabilité $\eta_{st}$ correspondante à ce cas stable est calculée en utilisant la formule nommée approximation du triangle (Pavella 2000) avec :

$$\eta_{st} = \frac{1}{2}|P_{ar}|(\delta_u - \delta_r) \tag{1.72}$$

Avec :

$P_{ar}$ : Valeur de $P_a$ à l'angle $\delta_r$

$\delta_u$ : Angle représentant l'intersection de l'extrapolation linéaire de la trajectoire $Pe$ avec la caractéristique $Pm$ comme il est montré sur la figure (1.8).

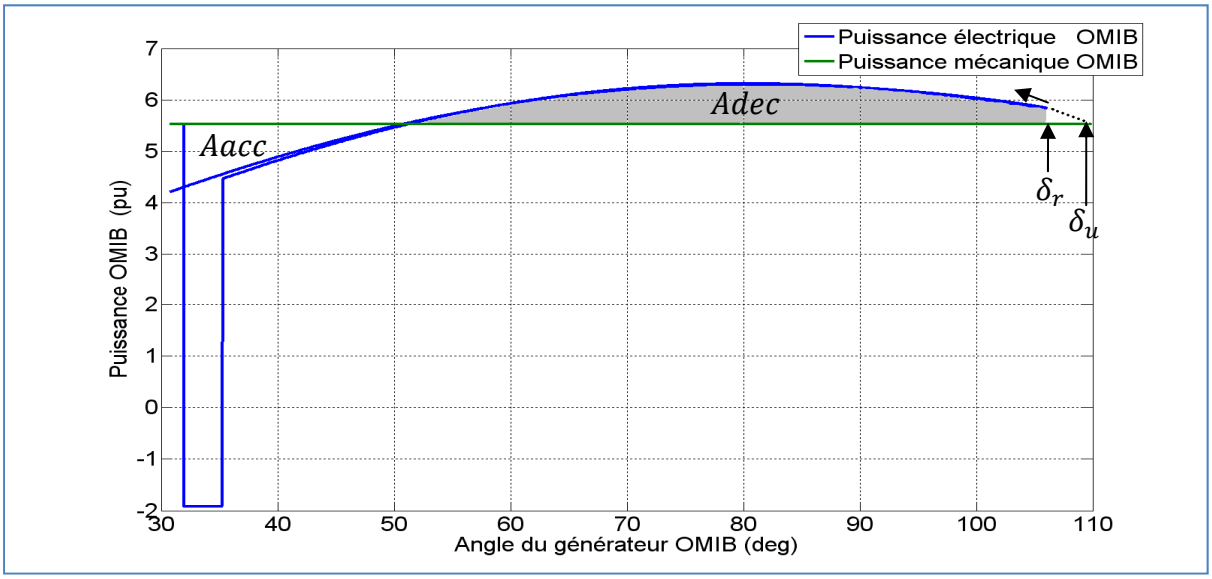


Figure 1.8 Cas d'une trajectoire OMIB stable
Adaptée de Pavella (2000, p.44)

Toutefois, il faut noter que cette approximation n'est valide qu'avec les deux conditions suivantes :

1- Les angles $\delta_r$ et $\delta_u$ sont assez proches pour justifier l'approximation linéaire faite dans l'équation (1.73);

2- Le calcul de $\delta_u$ doit passer par deux simulations instables afin d'utiliser les formules d'extrapolation linéaire suivantes :

$$\delta_u|_{\eta=0} = \delta_u(k) - \frac{\eta_u(k)}{S_{\delta_u}^{\eta_u}} \tag{1.73}$$

$$S_{\delta_u}^{\eta_u} = \frac{\eta_u(k) - \eta_u(k-1)}{\delta_u(k) - \delta_u(k-1)} \tag{1.74}$$

Où :

k : Le numéro du pas de la simulation

$S_{\delta_u}^{\eta_u}$: Coefficient de sensibilité

#### 1.5.3.2 Calcul du temps à l'instabilité $tu$ et de l'angle à l'instabilité $\delta_u$

Le temps $tu$ est une donnée (ST) qui correspond à l'instant à partir duquel le réseau perd le synchronisme. Ce temps $tu$ correspond à l'angle à l'instabilité $\delta_u$ présentée dans le paragraphe 1.5.3.1.

Pour calculer $tu$ et $\delta_u$ , SIME (Pavella 2000) fixe les trois conditions d'atteinte d'instabilité suivantes:

$$P_a(t_u) = 0 \tag{1.75}$$

$$\left.\frac{dP_a}{dt}\right|_{t=t_u} > 0 \tag{1.76}$$

Avec : $\omega > 0$ pour $t > t0$ (1.77)

Tel que :

$t0$ : Instant qui correspond au début de l'application de la contingence.

Une fois que les données $\delta_u$ et $tu$ sont calculées, ces valeurs contribueront au calcul des données de la contrainte de la stabilité transitoire utilisées dans les calculs de TSC_OPF (Huy, Zerigui et al. 2011) comme il a été vu dans le chapitre introduction. D'autres part, la connaissance de $tu$ jouera par la suite un rôle très utile dans la réduction du temps de calcul

des programmes (ST) puisqu'on va choisir un temps de fin de simulation légèrement supérieur à $tu$.

#### 1.5.3.3 Calcul du temps critique d'effacement : CCT

Le temps critique d'effacement CCT est une mesure très importante qui permet un dimensionnement efficace des dispositifs de protection sur le réseau comme on l'a indiqué dans le paragraphe 1.1.2.2. SIME (Pavella 2000) propose de suivre le cheminement suivant afin de calculer le CCT :

1. On met $k = 0$ et on choisi une durée de défaut TF($k$) donnant une simulation (ST) instable. On calcule la marge de stabilité correspondante qui doit vérifier $\eta(k) < 0$. On met $k = k + 1$ et on calcul $TF(k) = TF(k-1) - \Delta * TF(k-1)$;
2. On démarre une nouvelle simulation (ST) ayant $TF(k)$ comme la nouvelle durée du défaut. Si $\eta(k) > 0$, on met $k_{st} = k$. Si $\eta(k) < 0$, on met $k_u = k$;
3. Si $\eta(k) < 0$ on extrapole les marges des deux dernières simulations instables pour obtenir $CCT(k)$;

   Si $\eta(k) > 0$ on interpole entre la dernière simulation stable et la dernière simulation instable pour obtenir $CCT(k)$;
4. S'il n'existe aucune simulation stable, on met $k = k + 1$ , $TF(k) = CCT(k-1)$ et on reboucle à partir de (ii);

   S'il existe une simulation stable, et si $TF(k_u)$-$TF(k_{st})$> $\epsilon$ , on met $k = k + 1$, $TF(k) = CCT(k-1)$ et on reboucle à (ii) sinon on va à (v);
5. La valeur du temps critique d'effacement est $CCT(k)$.

Ici $\Delta$ et $\epsilon$ sont des constantes définies par l'utilisateur. Ces constantes influenceront avec le TF initial la convergence et la précision des résultats de l'algorithme de calcul du $CCT$.

# CHAPITRE 2

# MÉTHODES D'AGRÉGATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Dans ce chapitre, on se propose de présenter et de justifier la méthodologie adoptée pour résoudre la problématique de ce mémoire qui est : comment rendre l'exécution des programmes (ST) plus rapide tout en conservant aussi fidèlement que possible les mêmes caractéristiques dynamiques qui nous intéressent dans le réseau d'origine ? Plusieurs méthodes d'agrégation parmi les plus connues dans la littérature seront donc présentées et comparées avec la méthodologie choisie afin de motiver son choix dans le cadre de ce travail.

La classification des méthodes d'agrégation des réseaux électriques a fait l'objet de plusieurs travaux. Un travail important de classification a été proposé par (Annakkage, Nair et al. 2012). Ce travail classifie les méthodes d'agrégation dédiées à la simulation (ST) en trois catégories :

1. Méthodes modales;
2. Méthodes se basant sur la cohérence;
3. Méthodes se basant sur les mesures en ligne ou la simulation.

Au cours de ce chapitre, on va présenter des exemples de méthodes appartenant à chacune de ces catégories en introduisant leurs principes de calcul. L'objectif final serait de motiver la sélection de la méthodologie d'agrégation proposée dans ce mémoire.

## 2.1 Méthodes modales

Ces méthodes (Price, Gulachenski et al. 1978) ont été parmi les premières à être introduites pour la résolution de la problématique de la réduction de la taille des grands réseaux électriques pour des fins de simulation (ST). Ces méthodes sont basées sur une représentation linéaire du réseau autour d'un point de fonctionnement initial. À partir de la matrice d'état linéaire du système, les valeurs et les vecteurs propres sont extraits. Les valeurs propres

Rapport-Gratuit.com

réelles de la matrice d'état correspondent aux modes non oscillatoires du réseau et les valeurs propres complexes correspondent aux modes oscillatoires.

On peut distinguer ici trois cas de modes à l'occurrence d'un défaut :

1. Les modes non oscillatoires ou globaux : Leurs fréquences sont nulles et elles correspondent à des valeurs propres réelles;
2. Les modes interzones : Ils correspondent aux oscillations les plus lentes et leurs fréquences se situent généralement entre 0.05 et 1Hz. Ces modes correspondent à des phénomènes d'oscillation qui se produisent entre les machines appartenant à différentes zones d'un système de puissance;
3. Les modes locaux : Ils correspondent aux oscillations les plus rapides résultantes de l'interaction entre les machines de la même zone d'un réseau et leurs fréquences sont plus grandes que 1Hz.

Les méthodes modales utilisent une représentation linéaire du réseau. Ensuite, ces algorithmes éliminent les modes les plus amorties et ne laissent que les modes prédominants. En procédant ainsi seulement les parties significatives du réseau à l'occurrence de la contingence sont conservées dans la représentation du réseau ce qui aura pour résultats d'alléger la simulation (ST).

Ces méthodes présentent néanmoins plusieurs limitations. En fait, le modèle linéaire du réseau de départ n'est pas toujours valide pour le cas de la stabilité transitoire, car une grande perturbation peut amener le réseau loin de son point de fonctionnement initial. Aussi, il n'est pas toujours aisé de choisir parmi les modes oscillatoires du système quels sont ceux qui sont prédominants. En plus de la difficulté d'implémentation du modèle linéaire du réseau réduit dans les programmes existants de la simulation (ST).

Vu leurs limitations, les méthodes modales vont être utilisés surtout en association avec les méthodes de réduction se basant sur la cohérence. Le rôle des méthodes modales consistera

alors à fournir l'information sur les groupes de générateurs cohérents et qu'on pourra donc regrouper ensemble comme on le verra plus en détail dans le chapitre 3.

## 2.2 Méthodes se basant sur la cohérence

Il a été observé que lorsqu'un réseau électrique subit une perturbation certains générateurs tendent à osciller de la même façon. Cela veut dire que les angles internes et les vitesses angulaires instantanées de ces générateurs évoluent presque de la même manière. Ces générateurs sont alors dits cohérents. Les méthodes de réduction de réseaux électriques se basant sur la cohérence sont les plus populaires parmi les méthodes d'agrégation. Elles sont soit destinées à des applications hors ligne ou en ligne utilisant les données mesurées par les instruments de mesure en ligne comme les PMU (Phasor Measurement Unit). Ces méthodes suivent toutes les trois grandes étapes suivantes pour calculer le réseau réduit :

1. Identification des groupes de générateurs cohérents;
2. Agrégation des générateurs cohérents avec leurs systèmes de commande et leurs barres de générations;
3. Calcul de la matrice admittance équivalente du réseau réduit.

Au cours de ce paragraphe, plusieurs méthodes se basant sur la cohérence seront présentées, en mettant l'accent tout particulièrement sur une de leurs variantes qui sera utilisée dans le contexte de ce projet qui est la méthode de la cohérence lente.

### 2.2.1 Méthodes d'identification des générateurs cohérents

#### 2.2.1.1 Méthode de la simulation temporelle

La méthode de la simulation temporelle a été proposée par l'EPRI (ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE) et elle a été aussi présentée par (Podmore 1978) . Cette méthode utilise un modèle simplifié du réseau électrique et utilise les résultats de la simulation (ST) afin de réaliser la comparaison des angles internes des générateurs à l'occurrence d'un défaut

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

donné. Cette comparaison permettra de juger de la cohérence des machines du réseau. Cette méthode est aussi incluse dans le logiciel commercial d'équivalence dynamique (DYNRED). Cette approche présente néanmoins la limitation d'être coûteuse en temps et en effort de calcul puisqu'elle nécessite d'effectuer des simulations (ST) complètes avant de définir les groupes cohérents.

#### 2.2.1.2 Méthode de la transformée de Hilbert Huang

La méthode de la transformée de Hilbert Huang citée dans l'article de (Senroy 2008) a été aussi proposée comme solution pour l'identification des générateurs cohérents d'un réseau électrique. Dans ce cas, la cohérence est déterminée en comparant les phases instantanées des oscillations des angles internes au lieu de comparer leurs courbes. L'opération d'identification se déroule en deux étapes : dans un premier temps, la décomposition empirique de modes (EMD) de Huang est utilisée pour extraire les modes d'oscillation dominants des courbes d'oscillation des angles internes des générateurs. Ces courbes sont obtenues par simulation temporelle ou par mesure en ligne. Dans un deuxième temps, la transformée de Hilbert est appliquée à ces modes dominants pour obtenir leurs phases instantanées. Enfin, deux générateurs sont jugés cohérents si la différence entre les phases de leurs courbes d'oscillation est égale à zéro en tout instant. Cette méthode ne fixe pas de conditions particulières sur la nature des modes d'oscillation étudiés ni sur la stationnarité des signaux, mais elle nécessite toutefois l'acquisition des courbes d'oscillation des machines obtenues par la réalisation de simulations complètes (ST) ou à l'aide de mesures en temps réel.

#### 2.2.1.3 Méthode du facteur relationnel

La méthode du facteur relationnelle a été proposée dans l'article de (Kim, Jang et al. 2004). Pour évaluer la cohérence des générateurs, cette méthode utilise un facteur relationnel entre deux machines. Ce facteur relationnel est calculé directement à partir de la matrice d'état linéarisée des générateurs du réseau électrique selon le cheminement suivant :

Soit un réseau composé de m machines et représenté par un système (EDA). Tel que l'équation (2.1) représente les équations différentielles, (2.2) et (2.3) représentent les équations algébriques :

$$M\ddot{\delta} = f(\delta, V) \tag{2.1}$$

$$I = g(\delta, V) \tag{2.2}$$

$$I = YV \tag{2.3}$$

Tel que :

$M$ : La matrice de dimensions m×m composée des constantes d'inertie des m générateurs du réseau,

$\delta$ : Le vecteur de dimension m incluant les angles internes des générateurs,

$V$ : Le vecteur de dimension m composé des tensions aux barres des générateurs,

$I$ : Le vecteur de dimension m contenant les courants aux barres terminales des générateurs,

$Y$ : La matrice admittance réduite de dimensions m×m du réseau électrique multimachines.

La linéarisation du système (EDA) autour d'un point de fonctionnement initial nous permet de le représenter sous la forme d'état linéaire suivante :

$$\ddot{X} = AX \tag{2.4}$$

Tel que A est la matrice d'état du système linéaire et elle est de dimension m×m. Et X est le vecteur de dimension m qui représente les changements incrémentaux dans les angles du rotor.

Pour deux machines $i$ et $j$ la relation (2.4) est exprimée sous la forme :

$$\frac{d^2}{dt^2}X_i = A_{i1}X_1 + \cdots + A_{ij}X_j + \cdots + A_{im}X_m \tag{2.5}$$

$$\frac{d^2}{dt^2}X_j = A_{j1}X_1 + \cdots + A_{ji}X_i + \cdots + A_{jm}X_m \tag{2.6}$$

Ensuite, pour mesurer le degré de cohérence entre les deux machines $i$ et $j$ le facteur relationnel $r_{ij}$ est calculé tel que:

$$r_{ij} = A_{ij} \times A_{ji} \tag{2.7}$$

Les machines $i$ et $j$ sont d'autant plus cohérentes si $r_{ij}$ est plus grand. On dira aussi qu'une machine $i$ est plus cohérente avec la machine $j$ qu'avec la machine $k$ si on a $r_{ij} > r_{ik}$ . Par la suite, on définira pour la machine i les deux vecteurs suivants : le vecteur de facteurs relationnels $r_i$ et le vecteur des facteurs relationnels normalisés $R_i$. Ces deux vecteurs sont de dimension m et ils s'expriment sous la forme :

$$r_i = [r_{i1}\ \ r_{i2} \dots r_{im}]^{\,t} \tag{2.8}$$

$$R_i = [R_{i1}\ \ R_{i2} \dots R_{im}]^t = [r_{i1}/r_{is}\ \ r_{i2}/r_{is} \dots r_{im}/r_{is}]^t \tag{2.9}$$

Tel que $r_{is}$ est la somme des éléments du vecteur $r_i$ .

L'étape suivante est de calculer un facteur d'erreur de relation $E_{ij}$ entre les machines $i$ et $j$ . Ce facteur d'erreur est donné par la relation :

$$E_{ij} = \sqrt{\sum_{k=1,k\neq i,j}^{m} W_1(R_{ik} - R_{jk})^2 + W_2(R_{ij} - R_{ji})^2 + W_3(R_{ii} - R_{jj})^2} \tag{2.10}$$

Tel que $W_1$ , $W_2$ et $W_3$ sont les poids relatifs de l'erreur de relation . Ces poids sont définis par l'utilisateur.

Ce facteur d'erreur sera d'autant plus petit si les machines i et j sont plus cohérentes. Ce facteur d'erreur sera le critère de sélection de la méthode du facteur relationnel des machines appartenant au même groupe cohérent.

Cette méthode est certes intéressante puisqu'elle identifie les générateurs cohérents directement à partir de leur représentation d'état au lieu de passer par l'analyse modale. Toutefois, cet algorithme présente la limitation d'utiliser un modèle d'état linéaire du réseau électrique autour d'un point de fonctionnement initial stable, un modèle qui n'est pas toujours évident à définir pour une situation de la stabilité transitoire.

#### 2.2.1.4 Méthode du composant principal (PCA)

La méthode du composant principal est introduite dans l'article de (Anaparthi, Chaudhuri et al. 2005) et elle est utilisée afin d'évaluer la cohérence des générateurs d'un réseau à partir des mesures prises en ligne .

Le (PCA) consiste à décomposer les variables d'état couplés du réseau sous la forme de variables découplées appelées composants principaux (Shaobu, Shuai et al. 2012). Les variables d'état originales seront donc exprimées sous la forme d'une combinaison linéaire des composants principaux, ces derniers seront arrangés en ordre décroissant en fonction de leur contribution dans les oscillations des variables originales. L'objectif est de déterminer par la suite quelle est la partie des composants principaux qui décrit le mieux la dynamique de chaque variable originale. En d'autres termes, les composants principaux constitueront une base orthonormée pour les variables originales. Chaque variable d'état originale sera exprimée sous la forme d'une combinaison linéaire des éléments de cette base. Ensuite, la comparaison des coordonnées des variables originales exprimées dans cette base permettra

de déterminer les variables qui se ressemblent le plus et donc définir les groupes de machines cohérentes. Cette méthode est aussi dédiée à des cas d'étude en temps réel.

#### 2.2.1.5 Algorithme du groupement hiérarchique

L'algorithme du groupement hiérarchique est proposée dans (Alsafih and Dunn 2010) et il est aussi utilisé dans le contexte de la stabilité transitoire. Cette méthode se sert des résultats de la simulation (ST) pour déterminer les groupes de générateurs cohérents selon les trois étapes suivantes :

1. Soit une perturbation (e) au sein d'un réseau électrique et (T) la durée de la simulation (ST). Les déviations des vitesses angulaires des rotors des générateurs suite à la perturbation (e) et les puissances actives générées sont prélevées et mises sous la forme matricielle suivante :

$$w_e = \left[\begin{pmatrix} w_1(t_1) & \cdots & w_1(t_T) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{N_g}(t_1) & \cdots & w_{N_g}(t_T) \end{pmatrix}\right] \tag{2.11}$$

$$P_e = \left[\begin{pmatrix} P_1(t_1) & \cdots & P_1(t_T) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{N_g}(t_1) & \cdots & P_{N_g}(t_T) \end{pmatrix}\right] \tag{2.12}$$

Tel que :

$w_i$ : La déviation de la vitesse du rotor du générateur i suite à la perturbation (e),

$P_i$ : La puissance active instantanée fournie le générateur i,

$t_k$ : Le temps de simulation,

T : La durée totale de la simulation (ST),

$N_g$: Le nombre des générateurs du réseau.

Ensuite, et afin de tenir compte de plusieurs cas de perturbations dans la détermination des générateurs cohérents une déviation de la vitesse angulaire équivalente est calculée à l'aide de la relation :

$$w_{eq}^{i}(t) = \frac{\sum_{e=1}^{m} w_{e}^{i}(t) P_{e}^{i}(t)}{\sum_{e=1}^{m} P_{e}^{i}(t)} \tag{2.13}$$

Tel que :

$w_{eq}^{i}(t)$ : La déviation de la vitesse angulaire équivalente de la machine i à l'instant tenant compte de toutes les perturbations choisies,

$w_{e}^{i}(t)$ : La déviation de la vitesse angulaire de la machine i à l'instant t dans le cas de la perturbation e,

$P_{e}^{i}(t)$ : La puissance active fournie par la machine i à l'instant t dans le cas de la perturbation e,

$m$ : Le nombre de cas de perturbations prises en compte.

2. Dans cette étape les résultats numériques de l'étape 1 sont utilisés afin d'évaluer la cohérence de deux générateurs $i$ et $j$. Le degré de cohérence peut être mesuré en calculant la distance euclidienne exprimée par le facteur de dissimilarité $d_{ij}$ suivant :

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{t=t1}^{T} (w_{eq}^{i}(t) - w_{eq}^{j}(t))^2} \tag{2.14}$$

En se basant sur la relation (2.14) une matrice contenant les coefficients de dissimilarité entre tous les générateurs est établie et les paires de générateurs représentant le facteur de dissimilarité le plus petit sont mises dans le même groupe de machines cohérentes.

3. À ce niveau, on calcule les coefficients de dissimilarité entre 2 groupes de générateurs cohérents en se basant sur les résultats de l'étape 2 en écrivant :

$$d_{rs} = \frac{1}{N_r N_s} \sum_{i=1}^{N_r} \sum_{j=1}^{N_s} dist(x_{ri}, x_{sj}) \quad (2.15)$$

Tel que :

$d_{rs}$ : Le coefficient de dissimilarité entre le groupe (r) et le groupe (s),

$dist(x_{ri}, x_{sj})$ : La distance euclidienne, entre le générateur $x_i$ dans le groupe (r) et le générateur $x_j$ dans le groupe (s),

$N_r, N_s$ : Les nombres des générateurs dans le groupe (r) et le groupe (s) respectivement.

Ensuite, une matrice composée des facteurs de dissimilarité entre groupes est formée. Ainsi, deux groupes peuvent être réunis à leur tour s'ils présentent un facteur de dissimilarité minimal.

Cette méthode est certes intéressante puisqu'elle permet de tenir compte de plusieurs scénarios de contingences dans l'identification des groupes de générateurs cohérents et notamment pour des applications en temps réel. Toutefois, les résultats qu'elle fournit restent limités aux contingences prises en compte.

#### 2.2.1.6 Méthode de la cohérence lente

La méthode de la cohérence lente appelée aussi technique à deux échelles de temps combine le principe de l'analyse modale et de la cohérence. Cette méthode a vu le jour au cours années 1980 notamment dans les travaux de (Winkelman, Chow et al. 1981) et (Chow 1982), et à partir de ce moment-là elle a gagné une grande popularité dans les travaux d'agrégation des réseaux électriques . La cohérence des machines dans ce cas est déterminée à partir des modes d'oscillations interzones qui ont les fréquences les plus lentes dans le réseau électrique. Ces fréquences sont généralement inférieures à 1Hz.

Cette méthode a été au début utilisée dans le cas des perturbations petit signal, mais son utilisation a été étendue au cas de la stabilité transitoire comme on peut le voir dans le travail de (Annakkage, Nair et al. 2012).

Dans le cas d'une perturbation petit signal cette méthode est caractérisée par sa robustesse du fait qu'elle fournit des résultats sur les groupes cohérents qui ne dépendent ni de la durée ni de l'emplacement du défaut. Mais, dans le cas de la stabilité transitoire les résultats fournis par cette technique sont valables uniquement pour le régime permanent avant l'application du défaut. Après l'application du défaut, une étape de simulation (ST) pour la vérification graphique des angles internes des générateurs est nécessaire puisqu'il a été démontré qu'il y a une modification des groupes cohérents à l'occurrence d'un grand défaut (Sung-Kwan, Chen-Ching et al. 2004). Cette étape de vérification permet d'évaluer la conservation de la cohérence des générateurs après l'application du défaut.

Dans le cadre de ce mémoire, c'est cette approche d'identification qui allie la méthode de la cohérence lente avec une étape de vérification graphique qu'on a choisie. En combinant ces deux étapes notre approche réunie la rapidité d'identification de la méthode de la cohérence lente avec la précision de la méthode de la simulation temporelle tout en étant plus intuitive à implémenter et bien adaptée à des cas de simulations (ST) hors ligne. Ces avantages vont être exposés plus en détail dans le 5$^{e}$ chapitre consacré aux résultats et aux validations.

### 2.2.2 Algorithmes d'agrégation des générateurs cohérents avec leurs systèmes de commande

#### 2.2.2.1 Agrégation à partir des barres terminales des générateurs

La méthode d'agrégation à partir des nœuds terminaux des générateurs est appelée aussi regroupement de Podmore ou de Zhukov. Cette méthode considère que la cohérence des générateurs s'étend à leurs barres terminales et calcule donc les paramètres de la machine équivalente en se basant sur les nœuds terminaux des machines cohérentes. Cette méthode a été implémentée dans le logiciel commercial de réduction dynamique DYNRED. Toutefois,

Rapport-Gratuit.com

cette approche introduit des imprécisions de calcul dans la simulation (ST) en augmentant la fréquence des modes interzones du réseau équivalent. Cette méthode est dédiée aux cas des générateurs représentés par leurs modèles classiques.

#### 2.2.2.2 Agrégation inertielle

La méthode de l'agrégation inertielle proposée par (Chow, Galarza et al. 1995) est venue combler les lacunes de la méthode d'agrégation à partir des barres terminales. En fait, cette méthode se base sur le calcul des paramètres équivalents en utilisant les tensions internes des générateurs cohérents. Les grandes étapes de cette méthode dans le cas de deux générateurs cohérents a et b sont :

1. Le calcul des tensions internes des générateurs à regrouper représentés par leur modèle classique;
2. Les barres internes sont ensuite reliées à un nœud commun p à travers des transformateurs appropriés afin de préserver l'écoulement de puissance avant agrégation;
3. Le nœud commun p est étendu en lui ajoutant 2 nœuds additionnels avec les réactances $-\mathrm{x}'_{\mathrm{de}}$ et $\mathrm{x}'_{\mathrm{de}}$, tel que $\mathrm{x}'_{\mathrm{de}}$ est la réactance transitoire du générateur équivalent. Cette étape est proposée afin d'éviter d'avoir un générateur équivalent avec plusieurs barres terminales. Finalement, la constante d'inertie normalisée et la réactance transitoire directe du générateur équivalent (e) sont respectivement données par :

$$\boldsymbol{H_e = H_a + H_b} \tag{2.16}$$

$$\boldsymbol{x'_{de} = 1/(1/x'_{da} + 1/x'_{db})} \tag{2.17}$$

En procédant de cette manière, cette approche fournit une meilleure précision que la méthode de Podmore en conservant mieux les fréquences des modes interzones du réseau original. Mais vu qu'elle nécessite une étape supplémentaire de calcul des tensions dans les nœuds internes des générateurs, cette méthode est relativement moins rapide que celle de

l'agrégation inertielle et elle est aussi seulement destinée aux cas de générateurs représentés par leurs modèles classiques.

#### 2.2.2.3 Algorithme d'équivalent dynamique simple

L'algorithme d'équivalent dynamique simple a été récemment proposé par (Miah 2011) et il est destiné à des générateurs représentés par leurs modèles classiques. Ici l'agrégation du groupe cohérent est faite en deux niveaux : tout d'abord, le réseau est subdivisé en deux zones interne et externe. La zone interne est le lieu de la perturbation et elle est représentée par son modèle complet sans réduction et la zone externe est composée des machines les moins affectées par la perturbation, c'est cette deuxième zone qui fera objet de l'opération de l'agrégation. Ces deux zones sont séparées par des barres frontières, où $n_B$ est le nombre de barres frontières et $n_I$ est le nombre de générateurs cohérents de la zone externe du réseau.

Tout d'abord, chacun des générateurs du groupe cohérent est décomposé en $n_B$ petits générateurs dont chacun est relié à une seule barre frontière. On obtient donc à la suite de cette étape $n_B \times n_I$ petits générateurs cohérents. Ensuite, le premier niveau d'agrégation consistera à regrouper ensemble les petits générateurs ayant en commun les mêmes barres frontières. Ensuite, au deuxième niveau de réduction les $n_B$ générateurs équivalents trouvés dans le premier niveau vont être regroupés en un seul générateur équivalent qui représente toutes les machines du groupe cohérent initial. Cette méthode donne de très bons taux de réduction ainsi qu'une très bonne précision, mais elle est destinée seulement à des générateurs représentés par leurs modèles classiques.

#### 2.2.2.4 Algorithme du facteur participatif

L'algorithme du facteur participatif présenté dans (Kim, Jang et al. 2004) s'utilise conjointement avec la méthode d'identification de la cohérence du facteur relationnel présentée dans le paragraphe **2.2.1.4.** En effet, après avoir identifié les générateurs cohérents des facteurs de participation qui mesurent la contribution relative de chaque générateur dans

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

son groupe cohérent sont aussi calculés. Ensuite, la base MVA de la machine équivalente est égale à la somme des bases MVA des machines du groupe cohérent. Les paramètres dynamiques en pu de la machine équivalente sont égales quant à eux à la somme des paramètres dynamiques correspondants en pu des machines cohérentes pondérées par leurs facteurs de participation et de leur base MVA. Cette méthode est aussi limitée au cas de générateurs représentés par le modèle classique.

#### 2.2.2.5 Algorithme fréquentiel de Podmore

La méthode fréquentielle de Podmore citée dans (Podmore and Germond 1977) est parmi les rares méthodes qui ont été proposées pour l'agrégation des générateurs représentés par leurs modèles détaillés . Cette méthode calcule les paramètres du générateur et du système de commande équivalents par une minimisation itérative dans le domaine fréquentiel de l'écart entre les caractéristiques de la machine équivalente et les caractéristiques des machines du groupe cohérent original. Cette méthode utilisée dans le cas de générateurs représentés par leurs modèles deux axes permet d'avoir une bonne conservation des caractéristiques dynamiques du réseau électrique d'origine, mais vu son passage par un calcul itératif dans le domaine fréquentiel, elle fourni un gain limité en vitesse de simulation.

#### 2.2.2.6 Agrégation par préservation de la structure

La méthode d'agrégation par préservation de la structure est celle qui a été choisie dans le cadre du présent mémoire et elle est valable pour le cas des machines représentées par leurs modèles classiques ou détaillés. Cet algorithme se base sur le principe que les matrices d'état du réseau équivalent ont la même structure que les matrices d'état du réseau original. Cette méthode a été citée dans le cadre de la stabilité transitoire par plusieurs auteurs comme (Zin, Kok et al. 2003). Cet algorithme se distingue notamment par le fait qu'il calcule les paramètres dynamiques de la machine équivalente avec son système de commande dans le domaine temporel une seule fois avant de commencer la simulation (ST). Cette dernière caractéristique le rend donc beaucoup plus rapide à exécuter que la méthode fréquentielle de

Podmore et aussi plus intuitive à implémenter dans les programmes (ST) existant sans nécessiter une grande modification de leur code. Les algorithmes de calcul des paramètres des machines équivalentes à l'aide de cette méthode seront présentés plus en détail dans le chapitre 3.

### 2.2.3 Calcul de la matrice admittance du réseau équivalent

#### 2.2.3.1 Algorithme de l'équivalent de Zhukov

L'algorithme de l'équivalent de Zhukov décrit dans le travail de (Machowski, Bialek et al. 2008) est une technique bien connue et parmi les plus utilisées pour le calcul de la matrice admittance du réseau équivalent dans les travaux d'agrégation se basant sur la cohérence lente. En plus, elle est bien adaptée à notre contexte car les auteurs précédemment mentionnés la proposent dans le cas de l'étude de la stabilité transitoire. Cette technique nous permet de réaliser le calcul des nœuds équivalents ainsi que de la matrice admittance du réseau équivalent en partant des deux hypothèses suivantes :

1. Les sommes respectives des puissances actives et réactives transitant par la barre équivalente sont égales aux sommes respectives des puissances actives et réactives transitant par les barres cohérentes;
2. Les courants et les tensions aux barres frontières entre la zone cohérente et le reste du réseau gardent la même valeur avant et après l'agrégation.

Dans les lignes qui vont suivre on va présenter la démonstration des formules de calcul de la matrice admittance équivalente du réseau réduit à l'aide de cette méthode et cela pour une seule zone de générateurs cohérents.

Tout d'abord, on symbolise par c les barres des générateurs cohérents, r les barres frontières et e la barre du générateur équivalent. Les matrices admittances du réseau électrique avant et après agrégation peuvent être donc exprimées respectivement sous la forme :

$$Y_{orig} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \\ Y_{cr} & Y_{cc} \end{pmatrix} \tag{2.18}$$

$$Y_{red} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{re} \\ Y_{er} & Y_{ee} \end{pmatrix} \tag{2.19}$$

Les expressions des vecteurs de tensions et de courants complexes dans les réseaux originaux et réduits se présentent donc de la manière respective suivante :

$$\begin{bmatrix} I_r \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \\ Y_{cr} & Y_{cc} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ V_c \end{bmatrix} \tag{2.20}$$

$$\begin{bmatrix} I_r \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{re} \\ Y_{er} & Y_{ee} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ V_e \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

À partir des équations (2.20) et (2.21) et en utilisant la deuxième hypothèse d'invariance on peut écrire :

$$Y_{rr} \times V_r + Y_{rc} \times V_c = Y_{rr} \times V_r + Y_{re} \times V_e \tag{2.22}$$

Donc

$$Y_{rc} \times V_c = Y_{re} \times V_e \tag{2.23}$$

Et en posant :

$$a = V_e^{-1} \times V_c \tag{2.24}$$

Tel que :

$V_e$ : La tension de la barre équivalente

$V_c$ : Le vecteur des tensions aux barres terminales des machines cohérentes

On obtient donc :

$$Y_{re} = Y_{rc} \times a \tag{2.25}$$

Par la suite, la valeur de $Y_{ee}$ est obtenue en appliquant la première condition d'invariabilité. En effet, la puissance apparente aux barres cohérentes avant et après agrégation s'exprime par :

$$V_c{}^t \times I_c{}^* = V_e \times I_e{}^* \tag{2.26}$$

$$V_c{}^t \times ( Y_{cr}{}^* \times V_r{}^* + Y_{cc}{}^* \times V_c{}^*) = V_e \times (Y_{er}{}^* \times V_r{}^* + Y_{ee}{}^* \times V_e{}^*) \tag{2.27}$$

Et puisque l'équation (2.27) doit être valable pour toute valeur de $V_c$ et de $V_r$ , on déduit que:

$$V_c{}^t \times Y_{cr}{}^* \times V_r{}^* = V_e \times Y_{er}{}^* \times V_r{}^* \tag{2.28}$$

$$V_c{}^t \times Y_{cc}{}^* \times V_c{}^* = V_e \times Y_{ee}{}^* \times V_e{}^* \tag{2.29}$$

Ensuite, en utilisant l'expression de $V_c$ trouvée à partir de l'équation (2.24) dans l'équation (2.28) on obtient :

$$(a \times V_e)^t \times Y_{cr}{}^* \times V_r{}^* = V_e \times Y_{er}{}^* \times V_r{}^* \tag{2.30}$$

En simplifiant par $V_e$ et $V_r$ on obtient :

$$(a)^t \times Y_{cr}{}^* = Y_{er}{}^* \tag{2.31}$$

D'où :

$$Y_{er} = (a)^{*t} \times Y_{cr} \tag{2.32}$$

En remplaçant de la même façon l'équation (2.33) dans l'équation (2.29) on trouve :

$$(a \times V_e)^t \times Y_{cc}{}^* \times (a \times V_e)^* = V_e \times Y_{ee}{}^* \times V_e{}^* \tag{2.33}$$

En simplifiant par $V_e$ qui est un scalaire des deux cotés on trouve :

$$a^t \times {Y_{cc}}^* \times a^* = {Y_{ee}}^* \tag{2.34}$$

Donc :

$$Y_{ee} = a^{t*} \times Y_{cc} \times a \tag{2.35}$$

Dans ce cas la matrice admittance du réseau réduit est présentée comme :

$$Y_{red} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \times a \\ (a)^{*t} \times Y_{cr} & a^{t*} \times Y_{cc} \times a \end{pmatrix} \tag{2.36}$$

On remarque que cette matrice est non symétrique vu que $Y_{re} \neq (Y_{er})^t$ . Pour la rendre symétrique on ajoute un terme correctif à la valeur $Y_{ee}$, ce terme est calculé en injectant un courant de correction $I_0$ à la barre équivalente $e$ et qui est donné par :

$$I_0 = [(a^* - a)^t \times Y_{er}] \times V_r \tag{2.37}$$

On obtient donc la forme finale de la matrice admittance équivalente symétrique qui est donnée par :

$$Y_{red\_sym} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \times a \\ (Y_{rc} \times a)^t & Y_{ee} + I_0/V_e \end{pmatrix} \tag{2.38}$$

$Y_{red\_sym}$ représente finalement la matrice admittance du réseau équivalent.

## 2.3 Méthodes se basant sur les mesures en ligne ou la simulation

Les méthodes se basant sur les mesures en lignes ou la simulation ne se servent pas de la propriété de la cohérence, mais se servent plutôt des données du réseau électrique provenant de la simulation ou des mesures en temps réel. Cette famille de méthodes se sert en plus

d'algorithmes d'identification appropriés afin de définir le modèle du réseau réduit équivalent.

Parmi les algorithmes d'identification les plus utilisés dans ce contexte on trouve l'algorithme des moindres carrées proposé dans (Yu and El-Sharkawi 1981). Pour cette technique un équivalent dynamique initial est calculé puis il est ajusté de manière itérative en utilisant un pas de calcul adaptatif. L'ajustement est effectué par la comparaison du modèle équivalent avec le modèle original afin de minimiser une fonction objective qui calcule l'erreur quadratique entre les deux représentations.

# CHAPITRE 3

# ÉTAPES D'AGRÉGATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

L'agrégation d'un réseau électrique est une opération très importante dans les simulations (ST). Elle vise principalement à réduire la taille du réseau étudié afin de diminuer l'effort et le temps de calcul alloués à sa simulation (ST) tout en conservant aussi fidèlement que possible son comportement dynamique d'origine. Au cours de ce mémoire, nous allons effectuer l'agrégation d'un réseau électrique donné en suivant les 4 grandes étapes suivantes :

1. Définition de la zone interne et externe du réseau;
2. Identification des groupes de générateurs cohérents de la zone externe;
3. Agrégation des paramètres dynamiques des générateurs cohérents;
4. Agrégation de la matrice admittance réduite du réseau.

Au cours de ce chapitre, nous allons apporter une présentation détaillée des opérations de calcul relatives à chacune de ces étapes qui feront aussi objet d'implémentation dans le programme d'agrégation réalisé sous Matlab2009© et décrit dans le chapitre 4.

## 3.1 Définition des machines de la zone interne et externe du réseau

Avant de procéder à l'agrégation du réseau, il faut tout d'abord passer par la définition de sa zone interne et sa zone externe. La zone interne est le siège de toute perturbation. Elle contient les machines qui ne seront pas agrégées puisqu'on a besoin d'avoir des informations plus détaillées à leur sujet. Dans ce mémoire la zone interne est choisie comme étant celle qui contient les machines critiques. Quant à la zone externe, elle est composée des machines les moins affectées par la perturbation. Ces machines ont été choisies dans le cadre de ce travail comme étant les machines non critiques.

Ensuite, les machines appartenant à la zone externe feront tout d'abord l'objet d'une opération d'identification des groupes de machines cohérentes. Chacun de ces groupes sera

Rapport-Gratuit.com

remplacé par la suite par son équivalent dynamique de taille réduite. La figure 3.1 illustre ce principe sous la forme d'un schéma unifilaire simple dans le cas d'un réseau composé d'un sous réseau interne qui ne sera pas agrégé, et un sous réseau externe composé de trois machines cohérentes et une barre de charge qui vont toutes être transformées en une seule machine équivalente et une seule barre de génération après l'agrégation.

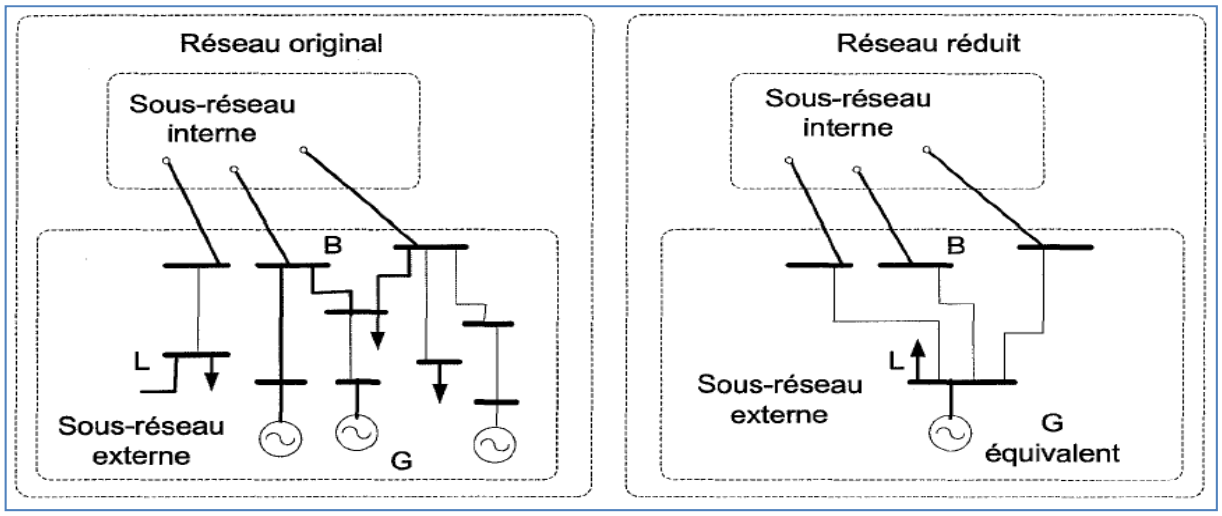


Figure 3.1 Zones internes et externes d'un réseau électrique
Adaptée de Ourari (2006, p.25)

## 3.2 Définition de la cohérence de deux machines

Pour les méthodes d'agrégation se basant sur la cohérence lente, il existe deux conditions qui régissent l'aptitude de deux machines d'un réseau électrique à être regroupées sous la forme d'une seule machine équivalente (Annakkage, Nair et al. 2012). Ces deux conditions sont : l'appartenance de ces machines à la zone externe du réseau et leur cohérence.

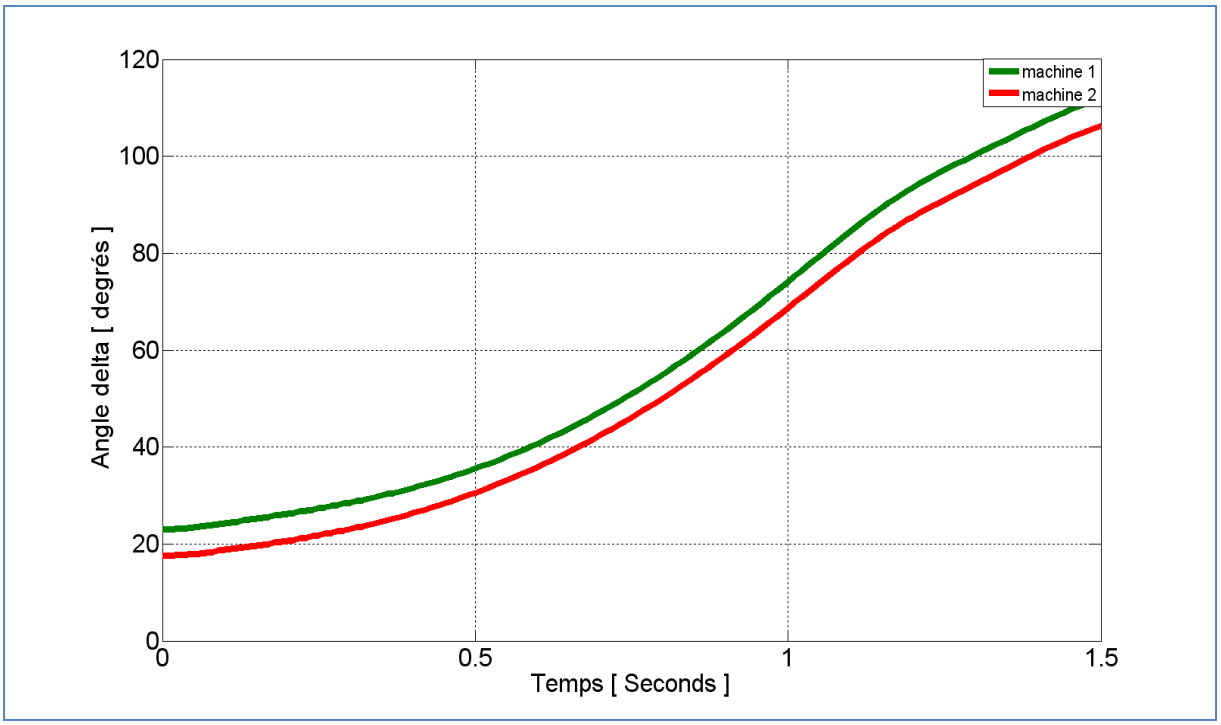


Figure 3.2 Angles internes de deux machines cohérentes à la suite d'une contingence

La zone interne du réseau représente la partie du système de puissance qu'on désire étudier de façon plus détaillée, cette zone ne fera donc pas objet de l'agrégation. La zone externe, quant à elle, est celle qu'on pourra représenter par un modèle équivalent réduit.

La cohérence idéale exprime le fait que les angles internes de ces machines oscillent de façon identique (Rogers 2000) à l'occurrence d'une perturbation comme on peut le constater sur l'exemple de la figure 3.2 . Or dans la réalité ce type de cohérence n'est pas toujours parfaitement réalisé. On a besoin donc d'un outil pour évaluer le degré de cohérence entre ces machines. L'outil dont on va se servir dans ce mémoire est l'algorithme d'identification des générateurs cohérents par l'approche de la cohérence lente utilisant l'analyse modale. Cette étape d'identification sera ensuite suivie d'une étape de vérification graphique des angles internes des machines après l'application de la contingence (ST).

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

En fait, le rôle de l'analyse modale est de fournir en premier temps les valeurs et les vecteurs propres du système. Ensuite, l'algorithme d'identification se basant sur le principe de la cohérence lente va nous permettre d'analyser ces données en y extrayant seulement les dynamiques lentes qui ont des fréquences plus petites ou avoisinantes de 1 Hz. Ces dynamiques serviront à déterminer les groupes de générateurs cohérents au point de fonctionnement initial stable du réseau électrique. Ensuite, l'étape de la vérification graphique des angles internes des machines après la contingence a été entreprise puisque le point de fonctionnement initial du réseau change à l'occurrence de la perturbation (ST) ce qui implique un changement dans son modèle linéaire et ses groupes de générateurs cohérents initiaux.

## 3.3 Identification des générateurs cohérents

La démarche d'identification des générateurs cohérents été présentées par plusieurs auteurs comme (Chow 1982) et (Rogers 2000). Cette démarche peut se diviser en 6 étapes distinctes ; les deux premières étapes calculent les modes d'oscillation du réseau, les trois étapes qui suivent se basent sur les modes les plus lents afin de déterminer les groupes de générateurs cohérents au point de fonctionnement initial stable du système de puissance et la dernière étape consiste à vérifier la conservation des groupes de générateurs cohérents à l'occurrence d'un défaut (ST). Ces étapes sont les suivantes:

1. Détermination d'une représentation d'état linéaire réduite du réseau électrique autour d'un point de fonctionnement initial stable;
2. Calcul des valeurs propres et des vecteurs propres de la matrice d'état réduite;
3. Sélection de r valeurs propres ayant les fréquences les plus lentes ainsi que leurs vecteurs propres associés;
4. Calcul des générateurs de référence;
5. Calcul des groupes de générateurs cohérents au point de fonctionnement initial stable;
6. Vérification graphique de la conservation de la cohérence des machines après l'occurrence d'une contingence (ST).

### 3.3.1 Détermination du modèle d'état linéarisé réduit du réseau électrique

Soit la représentation classique non linéaire du réseau électrique à réduire déjà présentée dans le 1e chapitre et exprimée sous la forme (EDA) suivante:

$$M_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi0} - P_{ei} \tag{3.1}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_R \tag{3.2}$$

$$P_{ei} = E_i^2 . G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i . E_j . Y_{ij} . \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i = 1,2, \dots, m \tag{3.3}$$

Avec :

$$M_i = \frac{2H_i}{\omega_R} \tag{3.4}$$

En linéarisant ce système (EDA) autour d'un point de fonctionnement initial stable, on obtient le modèle d'état linéaire suivant :

$$M_i \, \Delta\dot{\omega}_i = -\Delta P_{ei} \tag{3.5}$$

$$\Delta\dot{\delta}_i = \Delta\omega_i \qquad i = 1,2, \dots, m \tag{3.6}$$

Ensuite, pour avoir la représentation d'état du réseau électrique sous une forme matricielle, on définit les matrices $M$ et $K$ de la façon suivante:

$$M = diag(M1, \dots Mi, \dots, Mm) \tag{3.7}$$

$$K_{ij} = E_i . E_j . B_{ij} . \cos(\delta_i - \delta_j) \tag{3.8}$$

$$K_{ii} = -\sum_{j=1,j\neq i}^{m} K_{ij} \tag{3.9}$$

$$B_{ij} = imag(Y_{ij}) \qquad i = 1,2,\dots,m \qquad j = 1,2,\dots,m \qquad i \neq j \tag{3.10}$$

La représentation d'état linéaire du réseau multi-machines s'écrira donc sous la forme matricielle réduite suivante:

$$\begin{pmatrix} \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\omega} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ M^{-1}K & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{pmatrix} \tag{3.11}$$

Tel que :

$$\Delta\delta = \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \vdots \\ \Delta\delta_m \end{bmatrix} \tag{3.12}$$

Et :

$$\Delta\omega = \begin{bmatrix} \Delta\omega_1 \\ \vdots \\ \Delta\omega_m \end{bmatrix} \tag{3.13}$$

Finalement, l'équation (3.11) peut être écrite sous la forme réduite du deuxième ordre suivante :

$$\Delta\ddot{\delta} = M^{-1}K\Delta\delta \tag{3.14}$$

L'équation (3.14) représente le modèle d'état linéarisé réduit pour un réseau électrique multi-machines pour un point de fonctionnement initial stable. Et la matrice d'état réduite $M^{-1}K$ va nous servir par la suite d'outil pour le calcul des valeurs et vecteurs propres de notre système.

### 3.3.2 Calcul des valeurs et des vecteurs propres de la matrice d'état réduite

Le calcul des valeurs propres $\mu_i$ et des vecteurs propres de droite $u_i$ de la matrice d'état réduite $M^{-1}K$ est effectué par la résolution des équations suivantes :

$$\det(\mu_i \mathrm{I}\text{-}M^{-1}K) = 0 \tag{3.15}$$

$$M^{-1}Ku_i = \mu_i u_i \tag{3.16}$$

Tel que :

I : La matrice identité de dimensions$(m \times m)$,

$\mu_i$ : i$^e$ valeur propre complexe,

$u_i$ : Vecteur propre de droite de dimensions $(m \times 1)$ correspondant à la valeur propre $\mu_i$.

Ensuite, les vecteurs propres de droite $u_i$ seront mis sous forme de colonnes d'une matrice $(m \times m)$ , tel que m est le nombre des générateurs du réseau. La matrice $U(m \times m)$ nous servira par la suite à effectuer la répartition de notre réseau électrique en zones cohérentes.

### 3.3.3 Sélection des r valeurs propres les plus lentes et les vecteurs d'état associés

La sélection des r valeurs propres les plus lentes de la matrice $M^{-1}K$ et les vecteurs d'état associés est faite à partir des résultats du paragraphe 3.3.2. Le nombre r est une valeur définie par l'utilisateur et qui correspondra au nombre de groupes cohérents trouvés par la méthode de la cohérence lente. Ensuite, les vecteurs propres nous serviront à mesurer le degré de cohérence des machines du réseau. Les fréquences associées donc aux valeurs propres sont calculées à l'aide de la relation suivante :

$$f_i = \frac{\sqrt{|\mu_i|}}{2\pi} \tag{3.17}$$

De façon générale la précision de la simulation (ST) du réseau réduit est augmentée en augmentant le nombre de zones r. Cela s'explique par le fait que pour un nombre de zones plus grand on va regrouper moins de machines et changer donc moins le réseau original, mais le gain en vitesse d'exécution va diminuer. Par la suite c'est la sous-matrice $U(m \times r)$ dont les colonnes sont les vecteurs propres associés aux r valeurs propres les plus lentes qui va nous servir dans le processus d'identification des générateurs cohérents.

### 3.3.4 Détermination des générateurs de référence

Dans cette étape, on va déterminer les générateurs de référence dont chacun définit un groupe cohérent. Cette identification est réalisée par l'application de l'algorithme d'élimination gaussienne à pivotement complet sur la matrice $U(m \times r)$ , les lignes les plus linéairement indépendantes résultant de l'algorithme indiqueront les générateurs de références recherchés.

### 3.3.5 Identification des groupes initiaux de générateurs cohérents

L'identification des groupes initiaux de générateurs cohérents est réalisée en répartissant tout d'abord la matrice $U(m \times r)$ sous la forme suivante $\begin{bmatrix} U(r \times r) \\ U((m-r) \times r) \end{bmatrix}$ tel que les lignes de la sous matrice $U(r \times r)$ sont associées aux générateurs de références et les lignes de $U((m-r) \times r)$ correspondent aux reste des générateurs de la zone externe. Ensuite, on détermine les groupes de générateurs cohérents correspondant au point de fonctionnement initial par le calcul de la matrice L de répartition à l'aide de l'équation :

$$U^T(r \times r)L^T = U((m-r) \times r)^T \tag{3.18}$$

La matrice L est une matrice de dimension $(m-r) \times r$ dont les indices de colonnes correspondent aux r générateurs de références et les indices de lignes sont associés au reste des générateurs. Dans ce cas et pour qu'un générateur i qui n'est pas un générateur de référence soit choisi dans le groupe cohérent du générateur de référence j la condition suivante doit être vérifiée :

$$L(i,j) > L(i,k) \quad \forall k = 1, \dots, r \quad et \quad k \neq j \tag{3.19}$$

Cela veut dire que le générateur $i$ a un plus grand degré de cohérence avec le générateur de référence $j$ qu'avec tous les autres des générateurs de référence.

### 3.3.6 Vérification graphique de la cohérence des machines après l'occurrence d'un défaut

Puisque les étapes d'identification de la cohérence dans les paragraphes 3.3.1 à 3.3.5 se basent exclusivement sur le modèle linéarisé du réseau autour d'un point de fonctionnement initial stable, les résultats de cette identification ne sont valides qu'en ce point. Afin donc de pouvoir juger de la conservation de la cohérence des machines après l'application du défaut, il est nécessaire d'effectuer une simulation (ST) afin de comparer les courbes des angles internes des machines des groupes cohérents initiaux.

Les résultats de cette étape de vérification peuvent soit confirmer la conservation des groupes cohérents initiaux, soit nous informer sur une non conservation. Dans ce deuxième cas, on réitérera les étapes d'identification présentées dans les paragraphes 3.3.1 à 3.3.6 en augmentant le nombre r des zones cohérentes. Cette itération est répétée jusqu'à ce que nous trouvions le premier partitionnement en groupes cohérents qui n'est pas affecté par le défaut. Ce partitionnement sera donc celui que nous allons utiliser dans les étapes suivantes de la réduction de notre réseau électrique.

## 3.4 Agrégation des paramètres dynamiques des machines cohérentes

L'agrégation des paramètres dynamiques des machines cohérentes consiste à calculer les paramètres dynamiques de la machine équivalente au groupe des générateurs cohérents identifiés dans le paragraphe 3.3. On peut distinguer notamment deux cas de figures pour cette agrégation : le cas où on fait le regroupement pour des machines représentées par leurs modèles classiques, et le cas où les machines sont représentées par leurs modèles détaillés

deux axes. Les formules de calculs dans chacun de ces deux cas seront présentées dans les paragraphes 3.4.1 et 3.4.2.

### 3.4.1 Cas classique

Dans le cas classique, la méthodologie d'agrégation utilisée est celle introduite par (Yang, Cheng et al. 2005) et qui est proposée par ces auteurs dans un contexte (ST). En prenant en compte donc que nous sommes dans le cas d'un modèle de réseau classique avec des constantes d'amortissement négligées (cf. Chapitre1), les paramètres dynamiques qu'on va regrouper seront seulement les constantes d'inerties normalisées $Hi$ et les réactances transitoires directes $x'_{di}$ des générateurs cohérents de la zone externe.

La constante d'inertie normalisée $H_e$ de la machine équivalente correspond dans ce cas à la somme des constantes d'inertie normalisées des m machines cohérentes. Elle est donnée par rapport à la base MVA comme :

$$H_e = \sum_{k=1}^{m} H_k \tag{3.20}$$

Et la réactance transitoire directe $x'_{de}$ de la machine équivalente est calculée par la mise en parallèle des réactances transitoires directes des machines cohérentes, ce qui donne :

$$x'_{de} = 1/\sum_{k=1}^{m}\left(\frac{1}{x'_{dk}}\right) \tag{3.21}$$

Tel que :

$m$ : le nombre de machines cohérentes,

$H_k$ : la constante d'inertie normalisée de la machine cohérente $k$,

$x'_{dk}$ : la réactance transitoire directe de la machine cohérente $k$.

### 3.4.2 Cas détaillé

Dans ce cas, la méthode de regroupement utilisée pour le calcul des paramètres dynamiques des machines équivalentes est tirée du travail fait par (Ourari 2006), elle se base sur la méthode de la préservation de la structure. Cette méthode donne une représentation d'état du réseau équivalent ayant la même structure que la représentation d'état du réseau original. Les algorithmes découlant de cette méthode se distinguent par le fait qu'ils sont analytiques et s'effectuent dans le domaine temporel une seule fois avant la simulation (ST) et (SIME), le fait qui aura pour rôle de rendre les simulations (ST) plus rapides.

Cette méthode suppose toutefois les hypothèses suivantes :

1. Les machines synchrones à regrouper sont représentées par des modèles ayant des structures identiques. Cela se traduit dans la pratique par le fait qu'elles ont la même forme de pôles qu'ils soient lisses ou saillants;
2. Les systèmes de commande des générateurs doivent aussi avoir la même structure, c'est-à-dire que les turbines doivent être toutes hydrauliques ou toutes à vapeur et les systèmes d'excitation doivent être aussi du même type;
3. Les systèmes d'excitation sont du modèle IEEE type-1 présenté dans le chapitre 1.

Les paramètres de la machine équivalente avec son système de commande sont présentés en deux groupes comme suit :

1. Les paramètres de la machine équivalente;
2. Les paramètres de l'excitatrice.

#### 3.4.2.1 Calcul des paramètres du générateur équivalent

L'Angle interne initial de la machine équivalente est calculé comme étant le centre des angles (COA) des machines cohérentes comme il est illustré à l'exemple de la figure 3.3. Cette figure nous permet aussi d'observer une autre propriété importante qui est la cohérence de la machine équivalente avec les machines cohérentes de départ. Cette dernière propriété a

Rapport-Gratuit.com

été utilisée au cours de ce travail comme une validation supplémentaire des résultats présentés dans le chapitre 5. L'angle initial de la machine équivalente est donné donc par :

$$\delta_e = \frac{\sum_{k=1}^{m} M_k \delta_k}{\sum_{k=1}^{m} M_k} \tag{3.22}$$

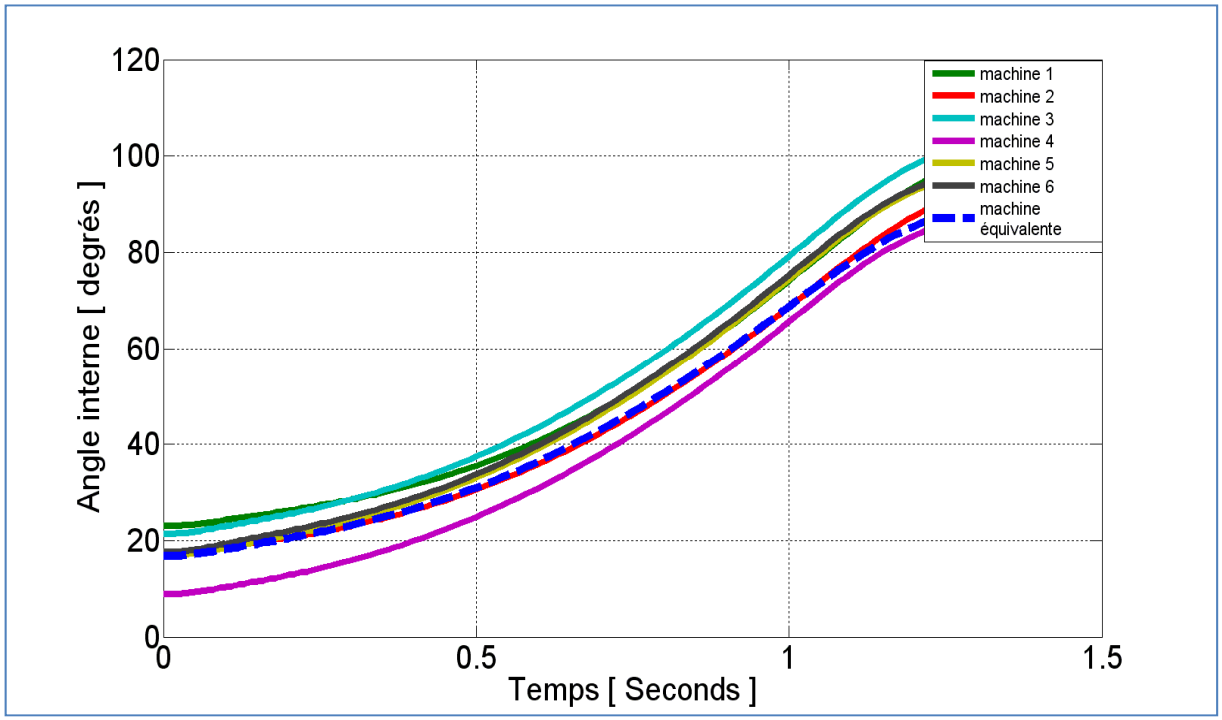


Figure 3.3 Angles internes de la machine équivalente
et du groupe des machines cohérentes

Les constantes d'inertie normalisées et les constantes d'amortissement de la machine équivalente sont respectivement données par la somme respective de celles des machines cohérentes par rapport à la base MVA à l'aide des deux relations (3.23) et (3.24):

$$H_e = \sum_{k=1}^{m} H_k \tag{3.23}$$

$$D_e = \sum_{k=1}^{m} D_k \tag{3.24}$$

Et afin de calculer les réactances de la machine équivalente, on va introduire le vecteur complexe $a$ qui exprime le ratio des tensions complexes des barres cohérentes par la tension complexe de la barre équivalente, donc :

$$a = V_e^{-1}.V_c \tag{3.25}$$

Tel que :

$V_e$ : La tension de la barre équivalente

$V_c$ : Le vecteur des tensions aux barres terminales des machines cohérentes

Les réactances synchrones directes et inverses de la machine équivalente s'expriment respectivement en fonction de celles des machines cohérentes par les équations (3.26) et (3.27) :

$$x_{de} = 1/\sum_{k=1}^{m} a_k \left(\frac{cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}} + \frac{sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{qk}}\right) \tag{3.26}$$

$$x_{qe} = 1/\sum_{k=1}^{m} a_k \left(\frac{cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{qk}} + \frac{sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}}\right) \tag{3.27}$$

Ensuite, les réactances transitoires directes et inverses de la machine équivalente sont données respectivement en fonction de celles des machines cohérentes par les équations (3.28) et (3.29) :

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

$$x'_{de} = 1/\sum_{k=1}^{m} a_k \left( \frac{cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x'_{dk}} + \frac{sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x'_{qk}} \right) \tag{3.28}$$

$$x'_{qe} = 1/\sum_{k=1}^{m} a_k \left( \frac{cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x'_{qk}} + \frac{sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x'_{dk}} \right) \tag{3.29}$$

Et enfin, les réactances sous-transitoires directes et inverses de la machine équivalente sont respectivement formulées en fonction de celles des machines cohérentes par les équations (3.30) et (3.31) :

$$x''_{de} = 1/\sum_{k=1}^{m} a_k \left( \frac{cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x''_{dk}} + \frac{sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x''_{qk}} \right) \tag{3.30}$$

$$x''_{qe} = 1/\sum_{k=1}^{m} a_k \left( \frac{cos^2(\delta_k - \delta_e)}{x''_{qk}} + \frac{sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x''_{dk}} \right) \tag{3.31}$$

Ensuite, pour effectuer le calcul des constantes de temps transitoires de la machine équivalente on suivra le cheminement suivant :

Soit $C_i$ la matrice composée des inverses des constantes de temps transitoires du générateur cohérent i donnée par:

$$C_i = \begin{pmatrix} -1/T'_{q0i} & 0 \\ 0 & -1/T'_{d0i} \end{pmatrix} \tag{3.32}$$

Et soit $C_e$ la matrice composée des inverses des constantes de temps transitoires du générateur équivalent e exprimée sous la forme :

$$C_e = \begin{pmatrix} -1/T'_{q0e} & 0 \\ 0 & -1/T'_{d0e} \end{pmatrix} \tag{3.33}$$

On définit la matrice $A_i$ formée des inverses des réactances synchrones de la machine cohérente i, et la matrice $A_i{}'$ composée des inverses des réactances transitoires de la machine cohérente i par l'utilisation des deux relations :

$$A_i = \begin{pmatrix} 0 & 1/x_{di} \\ -1/x_{qi} & 0 \end{pmatrix} \quad \text{Et} \quad A_i{}' = \begin{pmatrix} 0 & 1/x_{di}{}' \\ -1/x_{qi}{}' & 0 \end{pmatrix} \tag{3.34}$$

Ensuite, on forme la matrice $A_e$ dont les éléments correspondent aux inverses des réactances synchrones de la machine équivalente e, et la matrice $A_e{}'$ qui se compose des inverses des réactances transitoires de la machine cohérente e par l'utilisation des deux formules :

$$A_e = \begin{pmatrix} 0 & 1/x_{de} \\ -1/x_{qe} & 0 \end{pmatrix} \quad \text{Et} \quad A_e{}' = \begin{pmatrix} 0 & 1/x_{de}{}' \\ -1/x_{qe}{}' & 0 \end{pmatrix} \tag{3.35}$$

$P_i$ ici représente la matrice de transformation des cordonnées du référentiel de la machine cohérente i vers le référentiel de la machine équivalente et elle est calculée en utilisant l'équation (3.36) :

$$P_i = \begin{pmatrix} \cos(\delta_i - \delta_e) & \sin(\delta_i - \delta_e) \\ -\sin(\delta_i - \delta_e) & \cos(\delta_i - \delta_e) \end{pmatrix} \tag{3.36}$$

Les matrices $A_e$ et $A_e{}'$ se calculent ensuite pour m machines cohérentes par l'utilisation des deux relations suivantes:

$$A_e = \sum_{i=1}^{m} a_i.(P_i.A_i.P_i^{-1}) \quad \text{Et} \quad A_e{}' = \sum_{i=1}^{m} a_i.(P_i.A_i{}'.P_i^{-1}) \tag{3.37}$$

On définit aussi les matrices $N_k$ et $N'_k$ appelées matrices de regroupement des variables d'état des machines cohérentes. Ces matrices sont données par les deux relations suivantes :

$$N_k = A_e^{-1}.P_k.A_k \qquad \text{Et} \qquad N'_k = A_e'^{-1}.P_k.A'_k \tag{3.38}$$

A cette étape la matrice $C_e$ composée des inverses des constantes de temps transitoires équivalentes recherchées est calculée par l'utilisation de l'équation (3.39):

$$[C_e] = ([N_1'][C_1] \dots [N_m'][C_m]).([N_1] \dots [N_m])^R \tag{3.39}$$

Tel que l'indice $R$ définit le pseudo inverse d'une matrice.

Finalement, les constantes de temps transitoires de la machine équivalente sont données par les deux relations suivantes:

$$T_{d0e}' = -1/C_{e22} \qquad \text{Et} \qquad T_{q0e}' = -1/C_{e11} \tag{3.40}$$

#### 3.4.2.2 Calcul des paramètres du système d'excitation équivalent :

On définit tout d'abord les deux valeurs suivantes :

$$l_{k33} = \frac{T_{d0e}' x_{de}' \cos(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}' T_{d0k}'} \tag{3.41}$$

$$l_{k22} = \frac{a_k^2}{\sum_{i=1}^{m} a_i^2} \tag{3.42}$$

Alors, la constante de temps de l'excitatrice de la machine équivalente est donnée en fonction des constantes de temps $T_{E_k}$ des machines cohérentes par l'utilisation de l'expression (3.43) :

$$\frac{1}{T_{E_e}} = \sum_{k=1}^{m} ((l_{k22} \times l_{k33})/T_{E_k}) / \sum_{k=1}^{m} l_{k22}^2 \tag{3.43}$$

Et le gain de l'excitatrice de la machine équivalente est calculé en fonction des gains $K_{E_k}$ des excitatrices des machines cohérentes par l'utilisation de la formule (3.44):

$$\frac{K_{E_e}}{T_{E_e}} = \sum_{k=1}^{m} ((l_{k33}^2 \times K_{E_k})/T_{E_k})/ \sum_{k=1}^{m} l_{k33}^2 \tag{3.44}$$

Ensuite, la constante du temps de l'amplificateur de l'excitatrice équivalente est donnée en fonction des m constantes du temps $T_{Ak}$ des amplificateurs des machines cohérentes par l'application de la relation (3.45) :

$$\frac{1}{T_{Ae}} = \frac{\sum_{k=1}^{m} \left(\frac{a_k^2}{T_{Ak}}\right)}{\sum_{k=1}^{m} a_k^2} \tag{3.45}$$

Et le gain de l'amplificateur de l'excitatrice équivalente est calculé en fonction des m gains $K_{AK}$ des amplificateurs des machines cohérentes à l'aide de l'équation (3.46) :

$$K_A = \sum_{k=1}^{m} \frac{a_k^2 T_{Ae} K_{AK}}{T_{AK}} / \sum_{k=1}^{m} a_k^2 \tag{3.46}$$

La constante du temps $T_{Fe}$ équivalente du stabilisateur est aussi exprimée en fonction des m constantes de temps $T_{Fk}$ des excitatrices des machines cohérentes par l'utilisation de la relation (3.47) :

$$\frac{1}{T_{Fe}} = \frac{\sum_{k=1}^{m} \left(\frac{a_k^2}{T_{Fk}}\right)}{\sum_{k=1}^{m} a_k^2} \tag{3.47}$$

Et le gain $K_{Fe}$ équivalent du stabilisateur est exprimé en fonction des m constantes $K_{Fk}$ des excitatrices des machines cohérentes par l'application de la relation (3.48) :

$$\frac{K_{Fe}}{T_{Fe} T_{Ee}} = \frac{\sum_{k=1}^{m} \left(\frac{a_k l_{k22} K_{Fk}}{T_{Ek} T_{Fk}}\right)}{\sum_{k=1}^{m} a_k^2 \sum_{k=1}^{m} l_{k22}^2} \tag{3.48}$$

La limite inférieure de la tension d'excitation équivalente est calculée en utilisant les limites inférieures des tensions d'excitations $V_{Rkmin}$ des générateurs cohérents à l'aide de l'équation (3.49) :

$$\frac{V_{Remin}}{T_{Ee}} = \sum_{k=1}^{m} l_{k33} \frac{V_{Rkmin}}{T_{Ek}} \tag{3.49}$$

Et la limite supérieure de la tension d'excitation équivalente est obtenue en utilisant les limites supérieures des tensions d'excitations $V_{Rkmax}$ des générateurs cohérents par la relation (3.50) :

$$\frac{V_{Remax}}{T_{Ee}} = \sum_{k=1}^{m} l_{k33} \frac{V_{Rkmax}}{T_{Ek}} \tag{3.50}$$

## 3.5 Regroupement de la matrice d'admittance $Ybus$ du réseau

Cette étape correspond au calcul de la matrice d'admittance réduite du réseau équivalent. Ce calcul est effectué en se basant sur la méthode de Zhukov démontrée dans le chapitre 2. Le présent paragraphe se propose d'en faire un rappel.

Soit donc la matrice admittance originale du réseau électrique écrite sous la forme :

$$Y_{orig} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{rc} \\ Y_{cr} & Y_{cc} \end{pmatrix} \tag{3.51}$$

Et la matrice admittance réduite recherchée du réseau équivalent de la forme suivante :

$$Y_{red} = \begin{pmatrix} Y_{rr} & Y_{re} \\ Y_{er} & Y_{ee} \end{pmatrix} \tag{3.52}$$

Tel que :

$c$ : Indice des barres des machines dans le groupe cohérent,

$r$ : Indice des barres frontières entre la zone cohérente et le reste du réseau,

$e$ : Indice de la barre de la machine équivalente.

Les composantes de la matrice admittance du réseau équivalent sont alors obtenues en utilisant les relations suivantes :

$$Y_{re} = Y_{rc} \times a \tag{3.53}$$

$$Y_{er} = {Y_{re}}^{t} \tag{3.54}$$

$$Y_{ee} = conj(a^{t}) \times Y_{cc} \times a + \frac{I_0}{V_e} \tag{3.55}$$

Avec :

$$I_0 = (conj(a) - a)^{t} \times Y_{er} \times V_r \tag{3.56}$$

# CHAPITRE 4

# PROGRAMMATION DE L'AGRÉGATION

Cette partie décrit l'implémentation sous la forme de fonctions logicielles des algorithmes d'agrégation introduits dans le chapitre 3. L'opération d'agrégation est effectuée après les deux étapes suivantes :1- identification des groupes de générateurs cohérents du réseau à l'aide d'un programme externe codé à l'aide du logiciel PST© de simulation des réseaux électriques, 2- vérification graphique de la conservation de la cohérence pour un défaut donné à l'aide d'un programme (ST). Ce chapitre décrit les fonctions relatives à l'étape d'agrégation des paramètres dynamiques des machines équivalentes de chaque groupe cohérent ainsi que les fonctions réalisant l'opération de calcul de la matrice admittance du réseau équivalent. Le présent chapitre se propose donc de décrire le déroulement de ces fonctions logicielles écrites sous le programme MATLAB© R2009b et qui serviront au calcul des composants du réseau équivalent. Ces fonctions seront insérées dans les programmes (ST) et (SIME) existants afin d'augmenter leurs vitesses d'exécution tout en gardant une très bonne précision de leurs sorties. L'objet de ce chapitre est de décrire les rôles joués par ces fonctions et comment elles ont été mises en lien avec les programmes existants d'analyses de la stabilité transitoire.

## 4.1 Préparation de données

La préparation des données consiste à construire un fichier qui contient les données initiales du réseau à agréger sous le format de données utilisées par le logiciel Matpower©. Les données initiales du réseau comprennent les données d'écoulement de puissance, les données des branches ainsi que les paramètres dynamiques des machines. Il est à noter que deux changements de numérotation de barres ont été effectués : le premier a pour objet d'affecter les machines génératrices aux derniers numéros de barres du réseau et il a pour objectif de simplifier la localisation des machines par les fonctions d'agrégation, et le deuxième changement a pour objet de mettre les machines critiques sur les premiers numéros des barres

Rapport-Gratuit.com

des machines et il a pour but d'accroitre la précision du programme (ST) en l'orientant à commencer la résolution du système différentiel du réseau à partir des équations des machines critiques.

## 4.2 Calcul des paramètres dynamiques équivalents

Le calcul des paramètres dynamiques équivalents est réalisé à l'aide des fonctions $add\_zone$ () et $add\_zone\_detail$ () selon que nous soyons dans le cas classique ou dans le cas détaillé respectivement. Ces deux fonctions calculeront les paramètres dynamiques du générateur et du système d'excitation (s'il y a lieu) équivalents au groupe de machines cohérentes. Ces deux fonctions sont codées sur la base des formules de l'algorithme de la préservation de la structure présentées dans les paragraphes 3.4.1 et 3.4.2. La description du déroulement, des entrées et des sorties de ces deux fonctions fera l'objet du présent paragraphe.

### 4.2.1 Cas d'une seule zone cohérente

Dans le cas d'une seule zone cohérente, on aura un seul groupe de machines cohérentes à réduire sous la forme d'une seule machine équivalente. Les fonctions d'agrégation mentionnées en 4.2 s'exécuteront une seule fois et leurs variables d'entrée et de sortie dépendront de la représentation du réseau classique ou détaillée. Ces entrées et sorties sont présentées dans les paragraphes 4.2.1.1 et 4.2.1.2.

#### 4.2.1.1 Cas classique

Dans le cas classique, la première étape est l'initialisation des données d'entrée à savoir : les résultats d'écoulement de puissance, les données des branches et les paramètres dynamiques des machines. Ces données seront mises ensuite sous un format adapté au logiciel PST© à base duquel ont été écrites les fonctions d'agrégation initiales réalisées par les chercheurs de la chaire Trans-énergie. Ces données initiales avec la spécification des machines cohérentes

représenteront les entrées de la fonction d'agrégation $add - zone$ () et elles sont spécifiées dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 Données d'entrée de la fonction d'agrégation add-zone()

| **Données** | **Utilisation** |
|---|---|
| $zone$ | Vecteur des machines cohérentes à regrouper |
| $nc$ | Nombre des machines cohérentes |
| $mac\_con\_org$ | Matrice des paramètres dynamiques des machines originaux |
| $line\_sol\_org$ | Matrice des données d'écoulement de puissance pour les lignes du réseau original |
| $bus\_sol\_org$ | Matrice des données d'écoulement de puissance pour les barres du réseau original |

Après l'étape d'initialisation des données, la fonction $add - zone$ () calculera les nouveaux paramètres dynamiques de la machine équivalente, les nouvelles puissances actives et réactives et les tensions terminales initiales des générateurs du réseau équivalent.

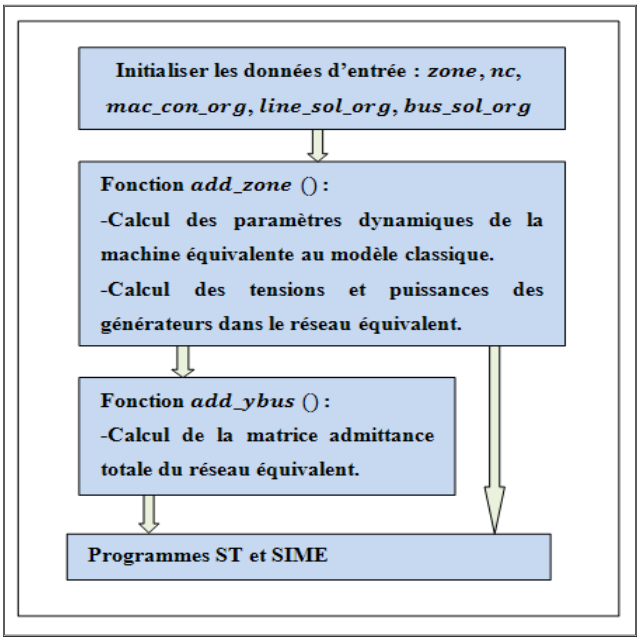


Figure 4.1 Entrées et sorties des fonctions d'agrégation dans le cas classique

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Cette fonction joue un rôle principal dans l'opération de l'agrégation, car en plus de calculer les données du réseau équivalent elle fournit aussi les données d'entrée à la fonction responsable du calcul de la matrice admittance équivalente. La fonction $add - zone$ () fournit également ses sorties sous format Matpower© adapté aux programmes existants (ST) et SIME. Ces données de sortie correspondent en plus au réseau équivalent pour lequel les générateurs ont été affectés aux dernières barres du réseau et la machine équivalente a été placée sur la dernière barre des générateurs.

Tableau 4.2 Données de sorties principales de la fonction d'agrégation add-zone

| **Données** | **Utilisation** |
|---|---|
| $ratio\_new$ | Vecteur des ratios complexes des tensions terminales des machines cohérentes par celle de la machine équivalente |
| $V\_equ\_tu$ | Vecteur des tensions terminales du réseau équivalent |
| $VG\_equ\_tu$ | Vecteur des tensions terminales des générateurs du réseau équivalent |
| $QG\_equ\_tu$ | Vecteur des puissances réactives des générateurs du réseau équivalent |
| $PG\_equ\_tu$ | Vecteur des puissances actives des générateurs du réseau équivalent |
| $mac\_new\_equ\_mva$ | Matrice des paramètres dynamiques des machines du réseau équivalent |
| $ind\_cii$ | Indice de la première machine du groupe cohérent |
| $ind\_ci$ | Vecteur des indices des machines cohérentes |
| $ind\_ri$ | Vecteur des indices des machines n'appartenant pas au groupe cohérent |

#### 4.2.1.2 Cas détaillé

Dans le cas détaillé les calculs d'agrégation des paramètres dynamiques seront effectués à l'aide la fonction $add - zone - detail()$ selon le même cheminement que dans le cas

classique avec la seule différence que les paramètres dynamiques des machines à considérer seront dans ce cas ceux du modèle deux axes en plus des paramètres des excitatrices. Ces paramètres sont décrits en détail dans le chapitre 2.

### 4.2.2 Cas de plusieurs zones cohérentes

Dans le cas de plusieurs zones cohérentes, on va itérer l'exécution de la fonction principale d'agrégation à chaque nouvelle zone ou groupe cohérent qu'on désire regrouper. La fonction d'agrégation va considérer que le réseau avant la nouvelle itération est le réseau original et le réseau obtenu à l'aide de la nouvelle itération est le réseau agrégé. Ce principe de calcul est le même dans le cas classique et dans le cas détaillé.

## 4.3 Calcul de la matrice d'admittance $Ybus$ équivalente

Le calcul de la matrice d'admittance $Ybus$ équivalente est effectué à l'aide de l'algorithme du regroupement nodal de Zhukov présenté dans le paragraphe 3.5 du chapitre précédent. Ce calcul varie selon le modèle du réseau utilisé qui est soit classique, soit détaillé. Les fonctions utilisées respectivement dans le cas de chaque modèle sont la fonction $add - Ybus()$ et la fonction $Ybus - detail()$ .

### 4.3.1 Cas d'une seule zone cohérente

#### 4.3.1.1 Cas classique

Dans le cas classique, la fonction $add\_Ybus$ () calculera la matrice admittance complète du réseau équivalent à partir des barres terminales du réseau en se servant des entrées présentées sur le tableau 4.3. La sortie de cette fonction sera $Ybus\_equ$ qui est la matrice admittance non réduite du réseau équivalent. Cette matrice sera par la suite réduite, dans le programme (ST), à l'aide de l'algorithme de Kron afin de servir à la résolution du système des équations (EDA) du réseau réduit.

Tableau 4.3 Données d'entrée de la fonction $add\_Ybus()$

| **Données** | **Utilisation** |
|---|---|
| $Ybus$ | Matrice admittance non réduite du réseau original |
| $ratio\_newi$ | Vecteur des ratios complexes entre les tensions terminales des machines cohérentes et de celle de la machine équivalente |
| $ind\_cii$ | Indice de la première machine du groupe cohérent |
| $ind\_ci$ | Vecteur des indices des machines cohérentes |
| $ind\_ri$ | Vecteur des indices des machines n'appartenant pas au groupe cohérent |
| $V\_equii$ | Vecteur des tensions terminales du réseau équivalent où l'indice de la tension de la machine équivalente est celui de la première machine cohérente |
| $ng$ | nombre de générateurs dans le réseau original |
| $nb$ | nombre de barres dans le réseau original |

#### 4.3.1.2 Cas détaillé

Dans le cas détaillé, la fonction $add\_Ybus\_detail$ () calculera les matrices admittances réduites résultantes de la réduction de Kron du réseau équivalent. Ces matrices sont : $ypf\_equ$, $yf\_equ$ et $yaf\_equ$. Ces matrices, calculées à partir des barres internes des générateurs cohérents, correspondent respectivement aux périodes avant, pendant et après le défaut. Les entrées de cette fonction et l'algorithme de calcul sont les mêmes que pour la fonction $add\_Ybus$ () dans le cas classique avec la seule différence qu'à la place de l'entrée $Ybus$ dans le cas classique on utilisera dans le cas détaillé les trois entrées $ypf\_red$, $yf\_red$ et $yaf\_red$ qui correspondent aux matrices admittances réduites du réseau original pour la période avant, pendant et après défaut.

### 4.3.2 Cas de plusieurs zones cohérentes

Dans le cas de plusieurs zones cohérentes et de façon similaire que pour le cas du regroupement des paramètres dynamiques, on itérera l'exécution de la fonction $add\_Ybus$ () à chaque ajout d'un nouveau groupe de machines cohérentes en considérant le réseau avant ajout comme original et celui résultant de l'ajout comme l'équivalent.

# CHAPITRE 5

# RÉSULTATS ET VALIDATION

## 5.1 Introduction

Dans ce chapitre on présentera les tests de validation des programmes d'agrégation réalisés dans le cas des deux réseaux tests suivants : le réseau 10 machines 39 barres (New England) dans les cas classique et détaillé et le réseau IEEE 50 machines 145 barres dans le cas classique. Les simulations (ST) et (SIME) avant et après agrégation ont été effectuées sur un ordinateur qui se compose d'un processeur Intel® Core™ Quad qui fonctionne à une fréquence d'exécution de 2.40GHz. L'ordinateur est équipé également d'une mémoire RAM d'une capacité de 2.98 Go et il est doté d'un système d'exploitation Windows XP Professionnel Version 2002 Service Pack 3. Les diverses simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel Matpower de simulation des réseaux électriques et qui fonctionne sous l'environnement du logiciel Matlab2009©.

Les résultats graphiques et numériques des simulations (ST) et (SIME) seront comparés dans le cas de plusieurs contingences de référence (Suprême 2012) avant et après agrégation. Cette comparaison aura pour but de s'assurer de la conservation du comportement dynamique d'intérêt des réseaux électriques originaux. Les vitesses d'exécution avant et après agrégation des programmes (ST) et (SIME) des réseaux électriques seront aussi comparées dans le but de calculer le gain en vitesse obtenu en utilisant les réseaux réduits.

Enfin, les résultats numériques obtenus par l'algorithme SIME seront aussi comparés à ceux obtenus à l'aide du logiciel commercial PSSE® et cela dans le but d'augmenter leur validité et démontrer ainsi l'utilité de la méthode d'agrégation choisie.

## 5.2 Agrégation dans le cas classique

### 5.2.1 Cas réseau 10 machines 39 barres : New England

Dans ce paragraphe on présentera le cas du réseau 10 machines 39 barres (New England) dans sa représentation classique en détaillant les résultats graphiques et numériques avant et après agrégation pour le cas de 3 contingences différentes. Les résultats graphiques analysés seront les angles internes, les vitesses angulaires, les puissances électriques et les puissances OMIB. Les résultats numériques obtenus à l'aide des simulations (ST) et (SIME) seront présentés sous forme de tableaux permettant de comparer leurs valeurs avant et après agrégation. Les vitesses d'exécution des programmes de simulation seront aussi évaluées avant et après l'opération de réduction.

Tout d'abord, on se propose de déterminer à l'aide de la méthode d'identification de la cohérence lente tous les cas possibles des groupes cohérents du réseau 10 machines 39 barres avant l'application de toute perturbation. Le tableau 5.1 présente les résultats de cette identification.

Tableau 5.1 Groupes cohérents du réseau 10 machines avant la perturbation

| **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$ (Hz)** | $f_i/f_{i+1}$ | **Groupes de machines cohérentes** |
|---|---|---|
| 0.0002 | 0.0004 | [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10] |
| 0.6165 | **0.6517** | [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10] |
| 0.9460 | 0.9284 | [1 2 3 4 5 6 7 8 9], [10] |
| 1.0190 | **0.8983** | [1 8], [2 3 4 5 6 7], [9], [10] |
| 1.1344 | **0.9003** | [1 8], [2 3], [4 5 6 7], [9], [10] |
| 1.2601 | 0.9796 | [1], [2 3],[4 5],[6 7],[8],[9], [10] |
| 1.2863 | 0.8748 | [1 8],[2],[3],[4 5],[6 7], [9], [10] |
| 1.4704 | 0.9580 | [1 8],[2],[3],[4 5],[6 7], [9], [10] |
| 1.5349 | 0.9929 | [1],[8],[2],[3],[4 5],[6 7],[9], [10] |
| 1.5459 | | [1], [2],[3], [4], [5], [6],[7], [8], [9], [10] |

Lors de cette étape, on choisira en priorité les groupes de machines cohérentes ayant un facteur $f_i/f_{i+1}$ non nul et qui est le plus petit, avec des fréquences $f_i$ et $f_{i+1}$ très voisines de 1Hz. Ce choix correspond au choix optimal du nombre de groupes comme le propose (Chow 1982). En appliquant ce critère on aura la deuxième ligne du tableau qui correspondra au choix optimal, or il est évident que c'est un cas non réaliste, car il inclut toutes les machines du réseau et on sait que dans la majorité des cas on trouvera au moins une machine qui appartient à la zone interne du réseau et ne pourra pas par conséquent être incluse dans aucun des groupes des machines cohérentes. Le choix optimal suivant correspond donc à la répartition de la ligne qui donne un coefficient $f_i/f_{i+1}$ directement plus grand que celui du premier choix. Cette deuxième sélection correspond à la ligne 4 du tableau 5.1.

La répartition en groupes de machines cohérentes donnée par la ligne 4 du tableau 5.1 sera donc la première à être testée avec chacune des contingences utilisées. Si pour une contingence donnée cette répartition n'est pas retenue, on choisira le regroupement dont le facteur $f_i/f_{i+1}$ est directement plus grand que celui du premier et ainsi de suite jusqu'à ce que nous trouvions le regroupement adéquat, c'est-à-dire pour lequel les machines conservent leur cohérence après l'application de la perturbation.

**Cas d'étude 1**

Le cas d'étude 1 est réalisé par l'application d'un court-circuit triphasé sur la barre 29 et la branche [29 28] (défaut #36), on prend donc comme répartition de départ celle qui correspond à la ligne 4 du tableau 5.1. On définit la zone interne comme étant celle qui est formée de la machine [9] qui est la machine critique, et la zone externe comme étant celle qui est formée des machines non critiques [1 2 3 4 5 6 7 8 10].

Ensuite, on effectuera l'étape de la vérification graphique des courbes (ST) des machines de chaque groupe afin de vérifier que ces dernières conservent leur cohérence après l'application du défaut. Effectivement, comme on le voit sur les figures 5.1 et 5.2 les

Rapport-Gratuit.com

machines des groupes [1 8] et [2 3 4 5 6 7] restent cohérentes après l'application de la contingence #36.

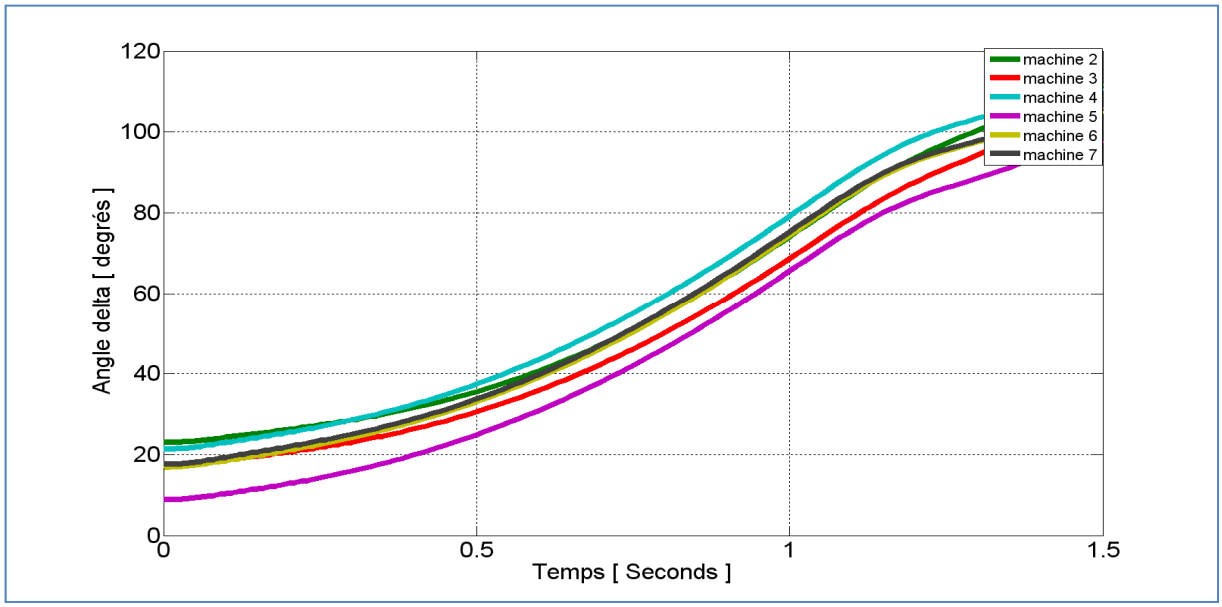


Figure 5.1 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] , contingence #36, TF= 70ms

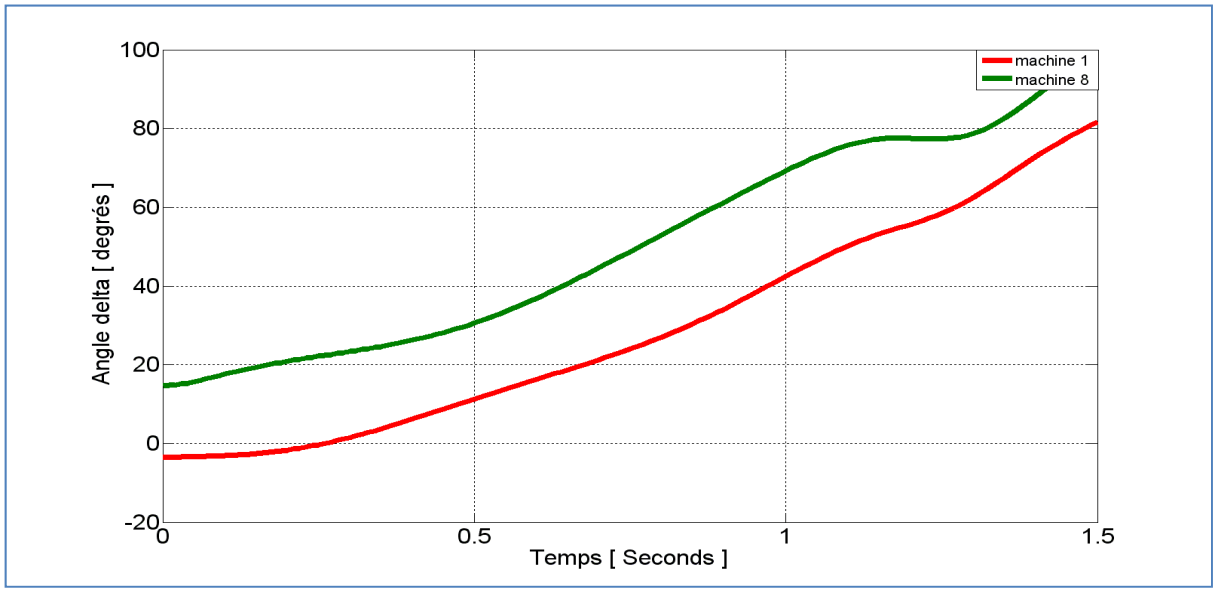


Figure 5.2 Angles du groupe [1 8] , contingence #36, TF= 70ms

Donc, le partitionnement de machines avec lequel on réalisera notre agrégation dans le cas de la contingence #36 sera : [1 8] et [2 3 4 5 6 7]. Ces deux groupes de machines seront remplacés chacun par une machine équivalente et les machines 9 et 10 resteront sans changement. Comme résultat de cette agrégation, on aura le nouveau réseau qui sera composé de 4 machines au lieu de 10, ce qui accélérera notablement la vitesse d'exécution des programmes de la stabilité transitoire. La prochaine étape serait d'effectuer l'agrégation sur les groupes cohérents et de vérifier graphiquement ainsi que numériquement que le nouveau réseau réduit garde les mêmes caractéristiques dynamiques du réseau d'origine, notamment en ce qui concerne les valeurs du $CCT$, $tu$ et du $\delta_{tu}$.

Tout d'abord, le graphe 5.3 nous montre bien que l'angle interne de la machine équivalente à une valeur égale à celle du centre des angles (COA) des machines cohérentes pour l'instant initial comme il est montré dans la formule (3.22). Cette valeur reste aussi très proche du COA pour tout instant inférieur au tu égal à 590ms. La même remarque est à noter en ce qui concerne la vitesse angulaire dans la Figure 5.4. Une autre information importante qu'on peut tirer des figures 5.3 et 5.4 est que la machine équivalente et elle-même cohérente avec les groupes de machines cohérentes.

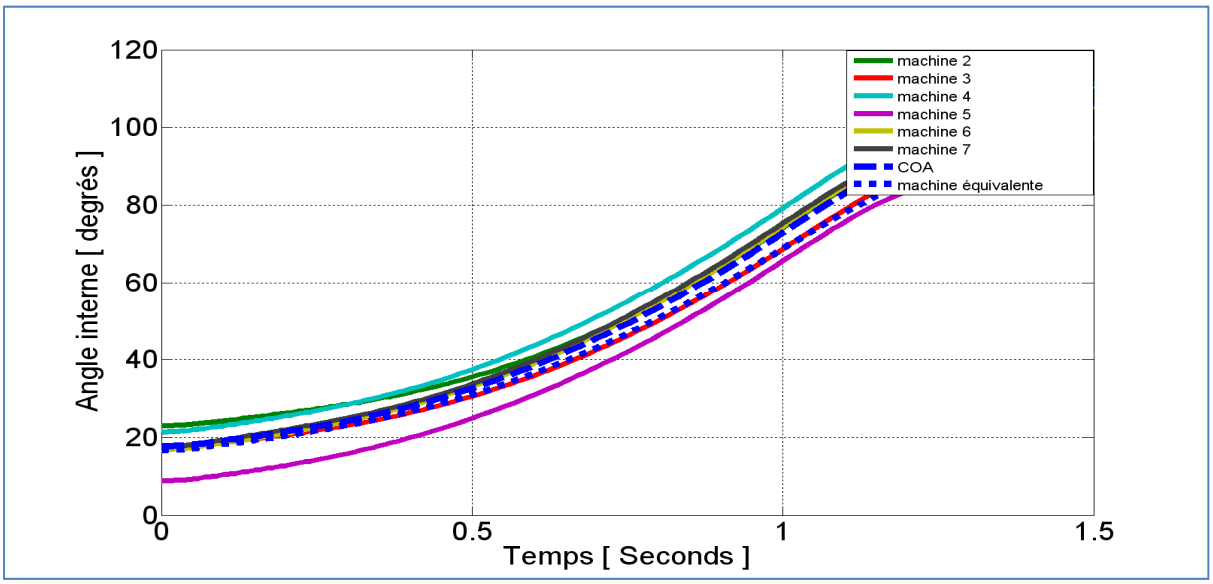


Figure 5.3 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] et de la machine équivalente avant et après agrégation, contingence #36, TF= 70ms

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

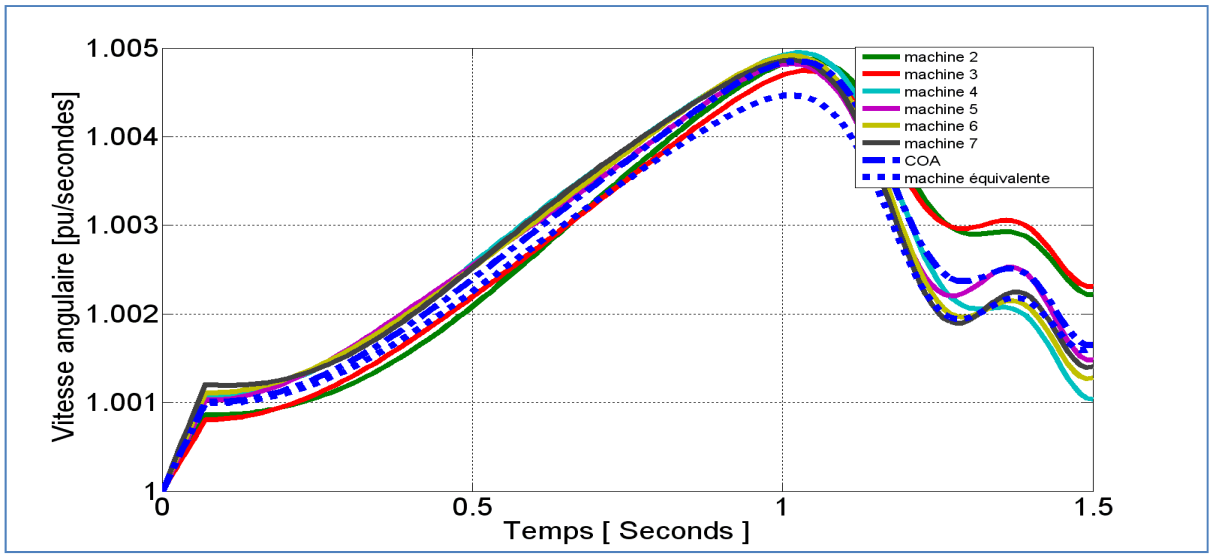


Figure 5.4 Vitesses du groupe [2 3 4 5 6 7] et de la machine équivalente avant et après agrégation , contingence #36, TF= 70ms

Ensuite, la figure 5.5 nous montre très bien que la puissance électrique de la machine équivalente est égale à la somme de celles des machines cohérentes pendant la période de la simulation (ST). Cette priorité de la machine équivalente est très importante pour la préservation des écoulements de puissances avant et après regroupement.

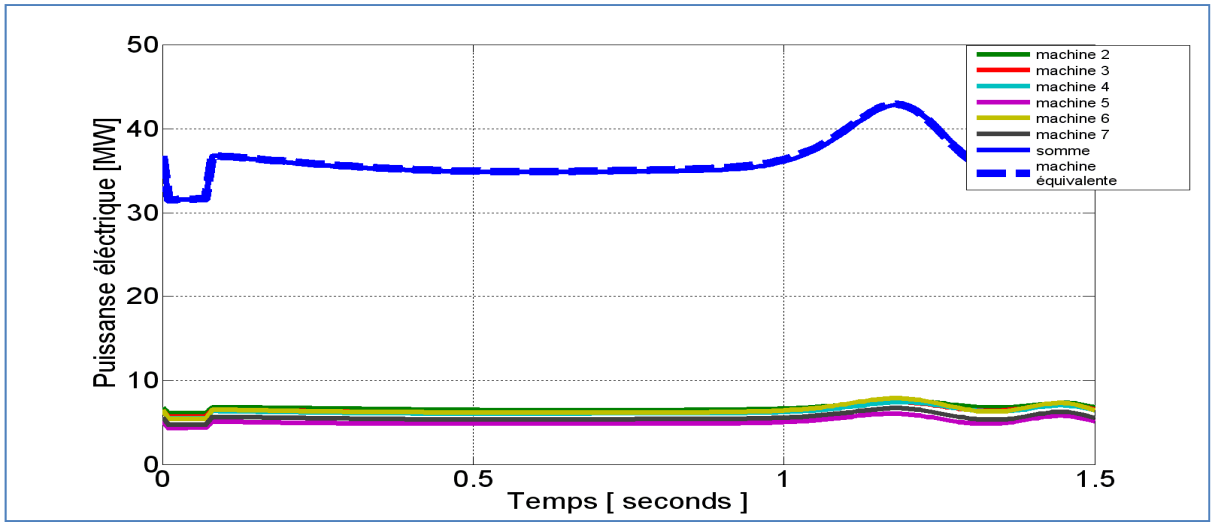


Figure 5.5 Puissances du groupe [2 3 4 5 6 7] et de la machine équivalente avant et après agrégation, contingence #36, TF= 70ms

Les figures 5.6 jusqu'à 5.8 quant à elles nous informent que le comportement dynamique des machines individuelles [9 10] est bien conservé avant et après la réduction du réseau. Cette conservation est presque parfaite dans le cas des angles internes et de la vitesse angulaire. Toutefois, il existe un petit écart entre les caractéristiques de la puissance électrique, cet écart sera sans effet notoire sur les caractéristiques de la puissance OMIB et sur les résultats numériques de la stabilité transitoire comme on le verra peu après dans les tableaux 5.2 et 5.3.

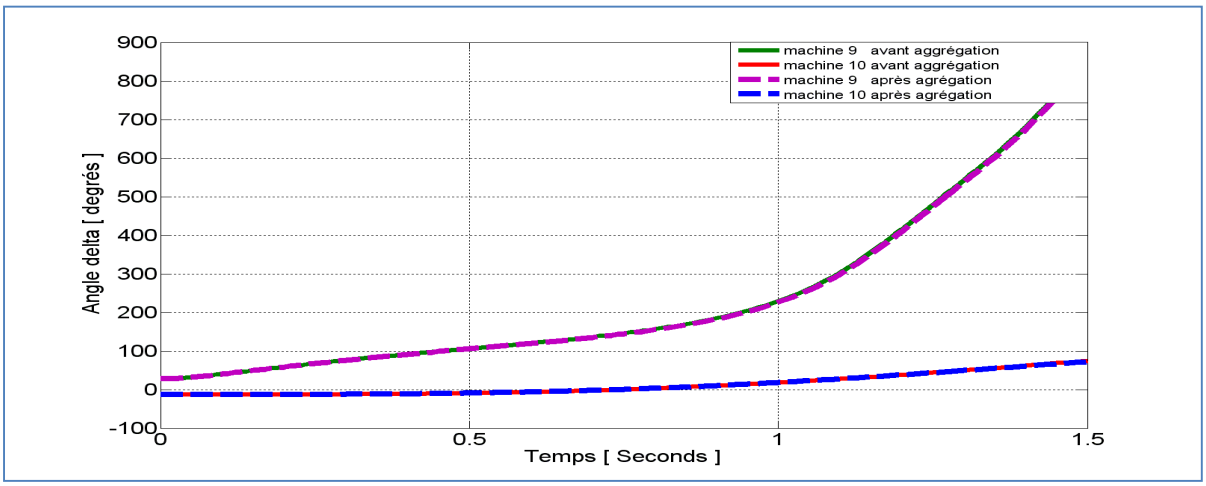


Figure 5.6 Angles des machines non regroupées [9 10] avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms

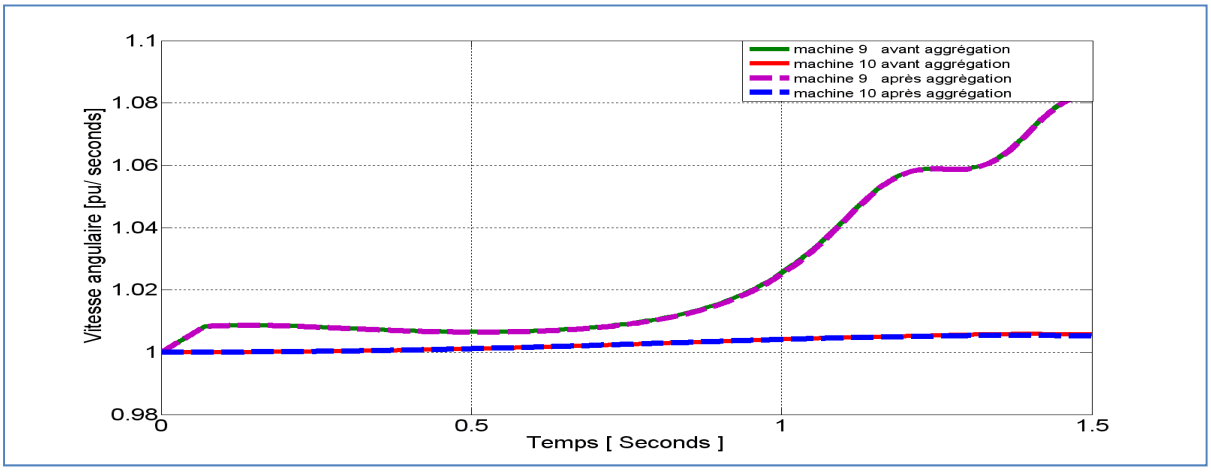


Figure 5.7 Vitesses des machines non regroupées [9 10] avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms

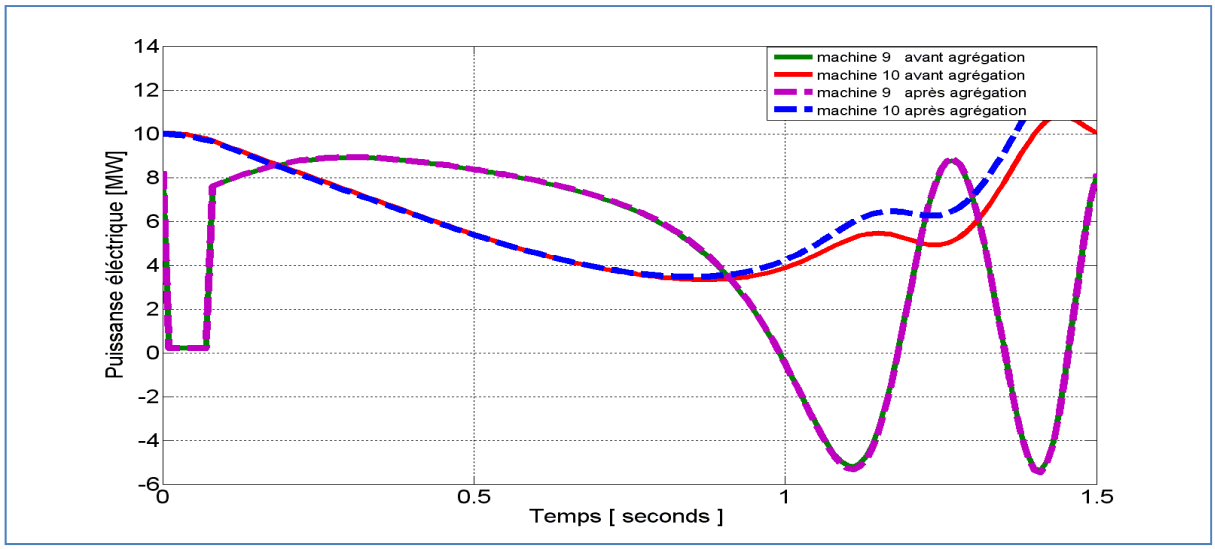


Figure 5.8 Puissances des machines non regroupées [9 10] avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms

La figure 5.9 montre aussi une très bonne correspondance entre les courbes des puissances OMIB des réseaux original et réduit. Cette correspondance permettra de satisfaire à un important objectif de ce travail qui est d'obtenir des résultats numériques de l'algorithme (SIME) qui soient très proches pour le cas avant et après agrégation.

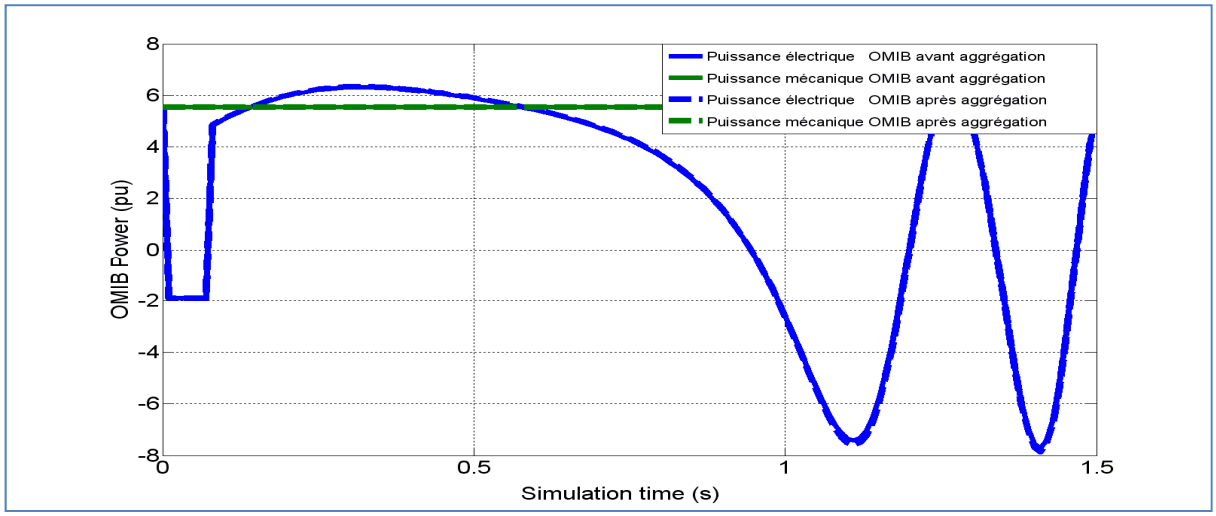


Figure 5.9 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 70ms

Les résultats numériques du tableau 5.2 présentent les temps à l'instabilité $tu$ et les angles correspondants $\delta_{tu}$ calculés avant et après agrégation. Ces résultats démontrent d'une part que le réseau réduit se comporte d'une façon très proche du réseau original, et d'autre part elles indiquent qu'on obtient de meilleurs résultats en s'éloignant du CCT qui est dans notre cas égal à 60ms.

Le tableau suivant 5.3 montre également qu'on a une très bonne correspondance pour le calcul du CCT avant et après agrégation.

Enfin, tableau 5.4 fournit le gain en vitesse obtenue grâce à l'application de la méthode d'agrégation proposée. Ce gain est obtenu en calculant le ratio des durées de simulation (ST) avant et après réduction du réseau en utilisant les deux fonctions $tic$ et $toc$ du logiciel Matlab©. On note que pour notre cas, on atteint un gain en vitesse d'exécution qui dépasse le double tout en conservant le comportement dynamique du réseau original avec une bonne précision ce qui démontre bien l'intérêt de la méthode choisie.

Tableau 5.2 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #36, pas=10ms

| $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 90 | 450 | 450 | 0 | 111.22 | 110.96 | 0.26142 |
| 100 | 400 | 400 | 0 | 109.8 | 109.64 | 0.15521 |
| 110 | 370 | 370 | 0 | 110.2 | 110.11 | 0.086145 |
| 120 | 350 | 350 | 0 | 111.5 | 111.47 | 0.033955 |
| 130 | 330 | 330 | 0 | 111.66 | 111.68 | -0.014004 |
| 140 | 310 | 310 | 0 | 110.6 | 110.66 | -0.056172 |
| 150 | 300 | 300 | 0 | 111.67 | 111.76 | -0.086034 |

Tableau 5.3 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #36, pas=10ms

| $CCT\_avant(ms)$ | $CCT\_après(ms)$ | $Err\_CCT(ms)$ | $CCT\_PSSE(ms)$ | **Précision (/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|
| 50 | 50 | 0 | 60 | 83.33% |

Tableau 5.4 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #36, pas= 10ms

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 4 | 0.1819 | 0.0701 | 2.5948 |

**Cas d'étude 2**

Le cas d'étude 2 consiste à appliquer à notre réseau un court-circuit triphasé sur la barre 6 et la branche [6 11] (contingence #8). La machine critique est dans ce cas la machine [2], donc la zone interne du réseau est composée de la machine [2] et la zone externe est composée des machines [1 3 4 5 6 7 8 9 10].

Ensuite, on identifiera les groupes de machines cohérentes de la zone externe de notre réseau. On vérifiera donc tout d'abord la cohérence des mêmes groupes avec lesquels on a travaillé dans le cas d'étude 1 de ce paragraphe, mais en éliminant la machine critique 2. Les groupes cohérents de départ sont donc [1 8] et [3 4 5 6 7].

En traçant les angles internes des machines de chacun de ces deux groupes après l'application de la contingence, pour une durée de défaut égal à 230ms, on obtient donc les graphes 5.10 et 5.11. Le graphe 5.10 montre bien que les machines du groupe [1 8] restent cohérentes après la contingence, mais le graphe 5.11 montre que la machine 3 n'est plus

cohérente avec les machines [4 5 6 7]. Notre vérification graphique implique donc le passage à une nouvelle répartition des machines cohérentes à partir du tableau 5.1.

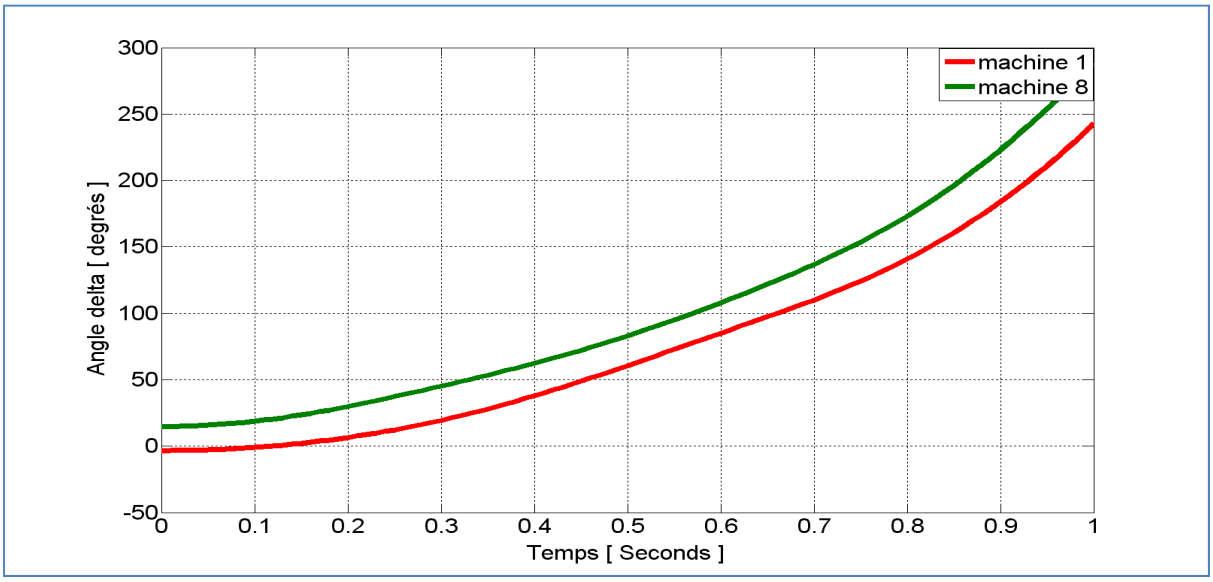


Figure 5.10 Angles du groupe [1 8] , contingence #8, TF= 230ms

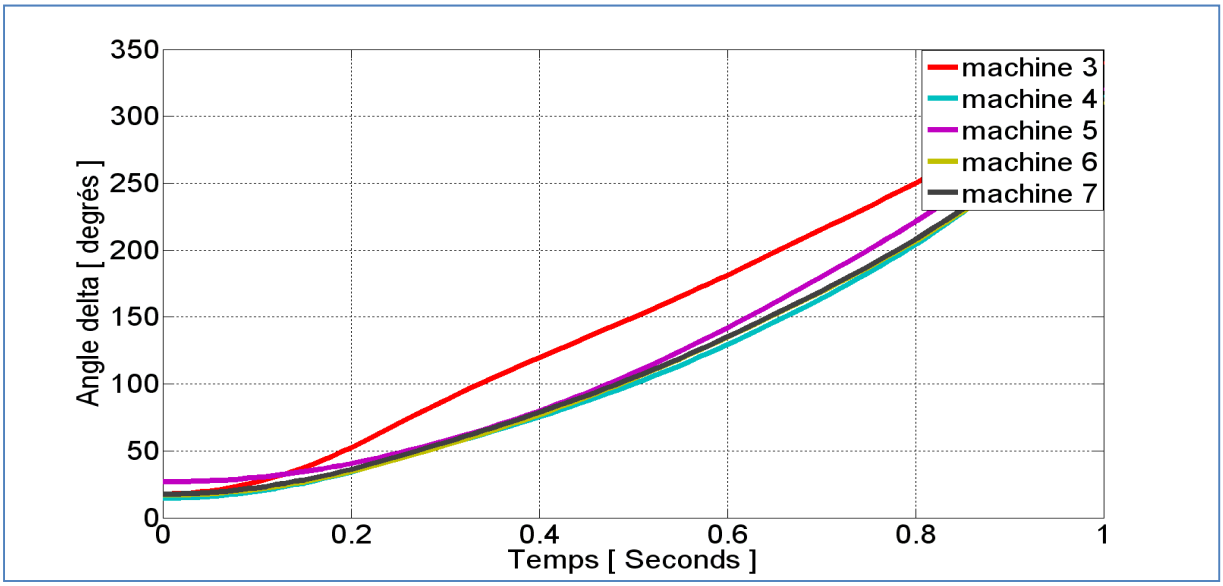


Figure 5.11 Angles du groupe [3 4 5 6 7] ,contingence #8, TF= 230ms

La prochaine répartition candidate dans le tableau 5.1 est celle qui correspond à la 5$^{e}$ ligne, car son facteur fi/fi+1 est celui qui est directement plus grand que celui de l'ancienne répartition correspondant à la ligne 4. La ligne 5 correspond donc aux groupes suivants : [1 8], [2 3], [4 5 6 7], [9], [10]. Ici la cohérence du groupe [1 8] est déjà vérifiée, et on voit sur la figure 5.11 que les machines [4 5 6 7] restent cohérentes après le défaut. Donc, les groupes de machines cohérentes à choisir pour notre cas sont [1 8] et [4 5 6 7]. Ces deux groupes appartiennent bien à la zone externe de notre réseau comme on peut le voir au début de ce cas. En effectuant l'agrégation du réseau, chacun de ces deux groupes de machines cohérentes sera transformé en une machine équivalente. Le nombre total des machines du réseau réduit sera donc de 6 machines au lieu de 10 dans le réseau original.

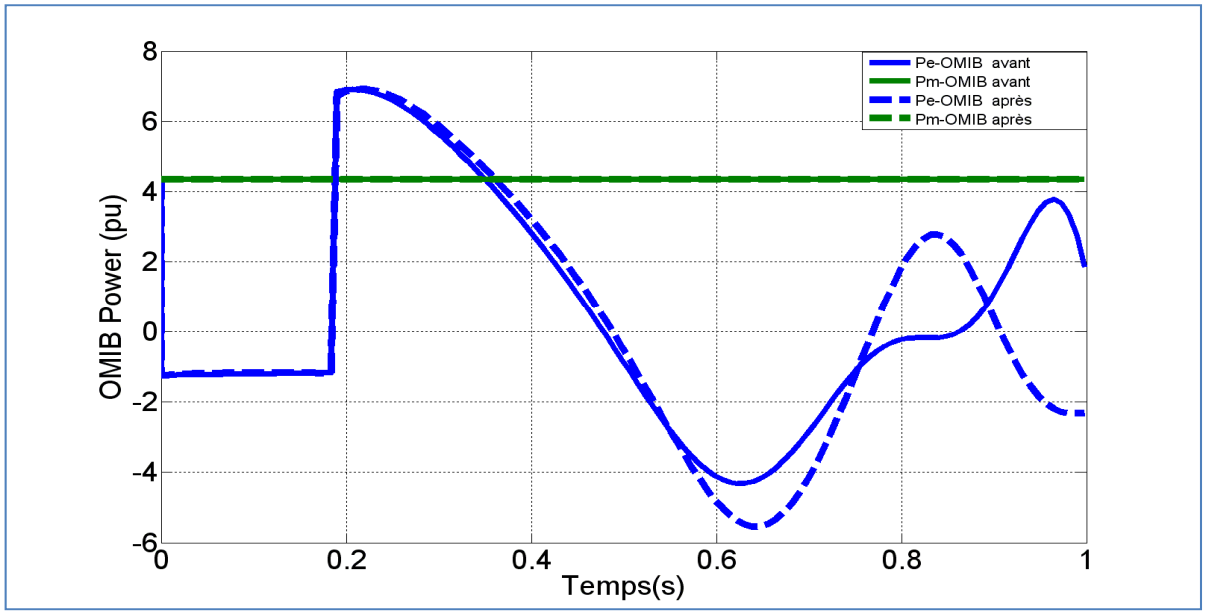


Figure 5.12 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #8, TF= 190ms

L'étape suivante consiste, comme pour le cas 1, de vérifier à l'aide des résultats graphiques des puissances OMIB ainsi que des résultats fournis par l'algorithme SIME que le réseau garde le même comportement dynamique d'intérêt avant et après agrégation. Effectivement, on peut clairement voir sur la figure 5.12 que les graphes des puissances OMIB avant et après regroupement du réseau donnent un comportement dynamique très proche dans la

région qui nous intéresse. Cette région d'intérêt commence du début de l'application de la faute à $t = 0$ jusqu'à l'instant de la perte de la stabilité à $t = tu$ correspondant à l'intersection de la puissance électrique OMIB avec la puissance mécanique OMIB .

Le tableau 5.5 montre dans ce cas aussi que les valeurs des temps à l'instabilité $tu$ et des angles à l'instabilité $\delta_{tu}$ ont été très bien conservés pour un large intervalle de variation de la durée du défaut allant de CCT+3(pas de calcul) jusqu'à CCT+10(pas de calcul).

Le tableau 5.6 montre que le temps critique d'effacement du défaut (CCT) présente la même valeur pour le cas du réseau original et le réseau réduit. Finalement, le tableau 5.7 nous montre que le gain en vitesse d'exécution des programmes (ST), obtenu à l'aide de l'agrégation du réseau, s'approche du double.

Tableau 5.5 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #8, pas=10ms

| $TF$ $(ms)$ | $tu_{avant}$ $(ms)$ | $tu_{après}$ $(ms)$ | $err_{tu}$ $(ms)$ | $\delta_{tu_{avant}}$ $(deg)$ | $\delta_{tu_{après}}$ $(deg)$ | $err_{\delta_{tu}}$ $(deg)$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 190 | 430 | 430 | 0 | 134.49 | 134.44 | 0.048321 |
| 200 | 390 | 390 | 0 | 132.29 | 132.31 | -0.027607 |
| 210 | 370 | 370 | 0 | 132.59 | 132.66 | -0.06622 |
| 230 | 350 | 350 | 0 | 135.26 | 135.37 | -0.11024 |
| 240 | 340 | 340 | 0 | 134.77 | 134.9 | -0.12505 |
| 250 | 330 | 330 | 0 | 133.14 | 133.28 | -0.13544 |
| 260 | 330 | 330 | 0 | 135.63 | 135.78 | -0.14287 |

Tableau 5.6 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #8, pas=10ms

| $CCT_{avant}$ $(ms)$ | $CCT_{après}(ms)$ | $Err_{CCT}(ms)$ | $CCT_{PSSE}(ms)$ | **Précision(/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|
| 160 | 160 | 0 | 170 | 94.12% |

Rapport-Gratuit.com

Tableau 5.7 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #8, pas=10ms

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 6 | 0.20578 | 0.1139 | 1.8067 |

**Cas d'étude 3**

Le cas d'étude 3 est réalisé par l'application d'un défaut sous la forme d'un court-circuit triphasé sur la barre 28 et la branche [28 26] du réseau (contingence #34). La machine critique dans ce cas est [9], donc la zone interne du réseau se compose de la machine [9] et la zone externe se compose des machines [1 2 3 4 5 6 7 8 10]. En partant de la répartition en groupes cohérents retenus de la ligne 4 du tableau 5.1, on vérifiera graphiquement qu'on garde toujours la cohérence des machines après l'application de la contingence.

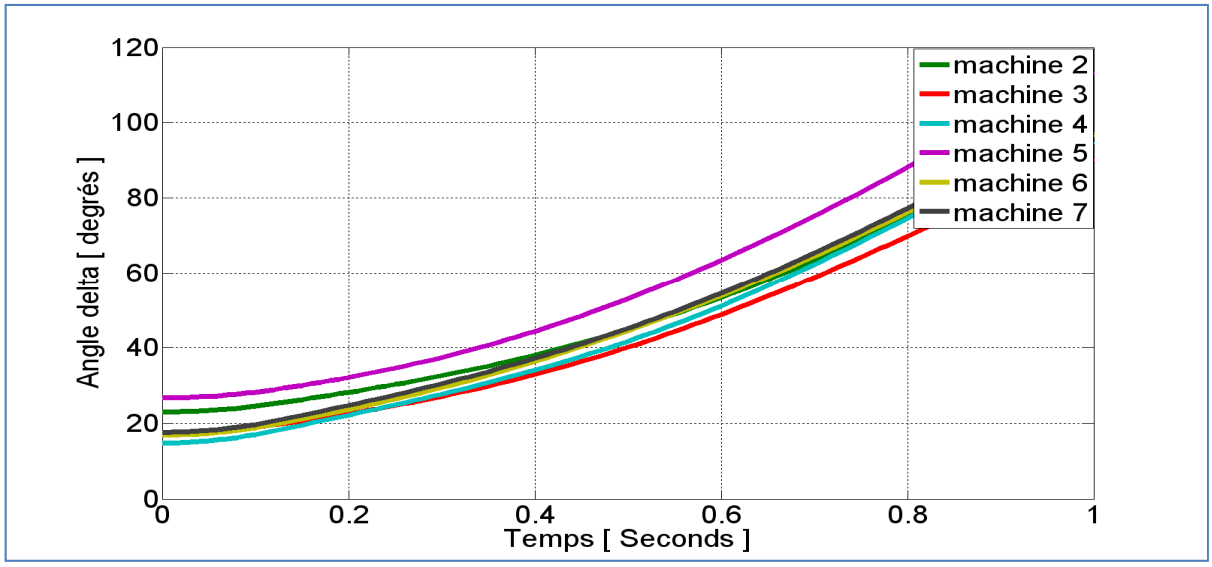


Figure 5.13 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] , contingence #34, TF= 130ms

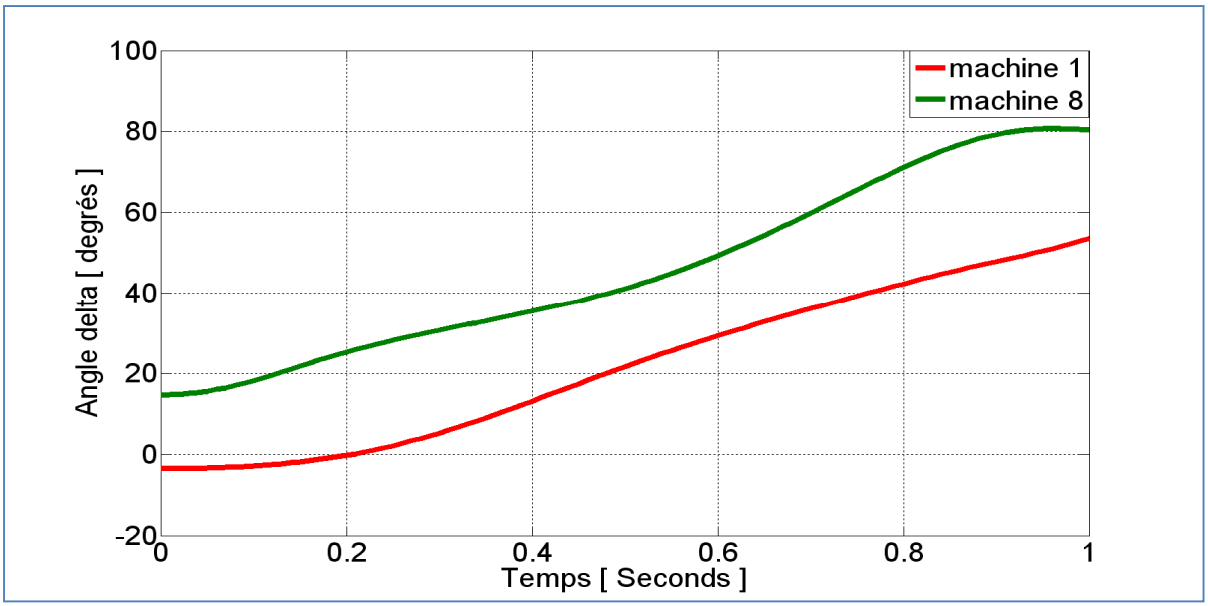


Figure 5.14 Angles du groupe [1 8] , contingence #34, TF= 130ms

À partir de la figure 5.13, on voit donc que les machines du groupe [2 3 4 5 6 7] restent cohérentes après le défaut. La même remarque est à noter au sujet des machines [1 8] qui conservent leur cohérence après la contingence comme on l'observe sur la figure 5.14. Donc la zone externe de notre réseau se compose des groupes de machines cohérentes [1 8] et [2 3 4 5 6 7] en plus de la machine individuelle 10, et la zone interne se compose de la machine critique [9]. En effectuant l'agrégation des groupes de machines cohérentes de la zone externe, on réduira donc le nombre des machines de 10 dans le réseau original à 4 dans le réseau réduit.

Et comme pour les cas 1 et 2, la figure 5.15 démontre bien que les puissances électriques OMIB et mécaniques OMIB du réseau original sont bien conservées dans le réseau réduit et cela pour tout l'intervalle d'intérêt qui se situe entre le temps d'application du défaut à $t = 0$ jusqu'au moment de perte de la stabilité qui correspond à l'intersection de la puissance électrique OMIB avec la puissance mécanique OMIB une deuxième fois.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

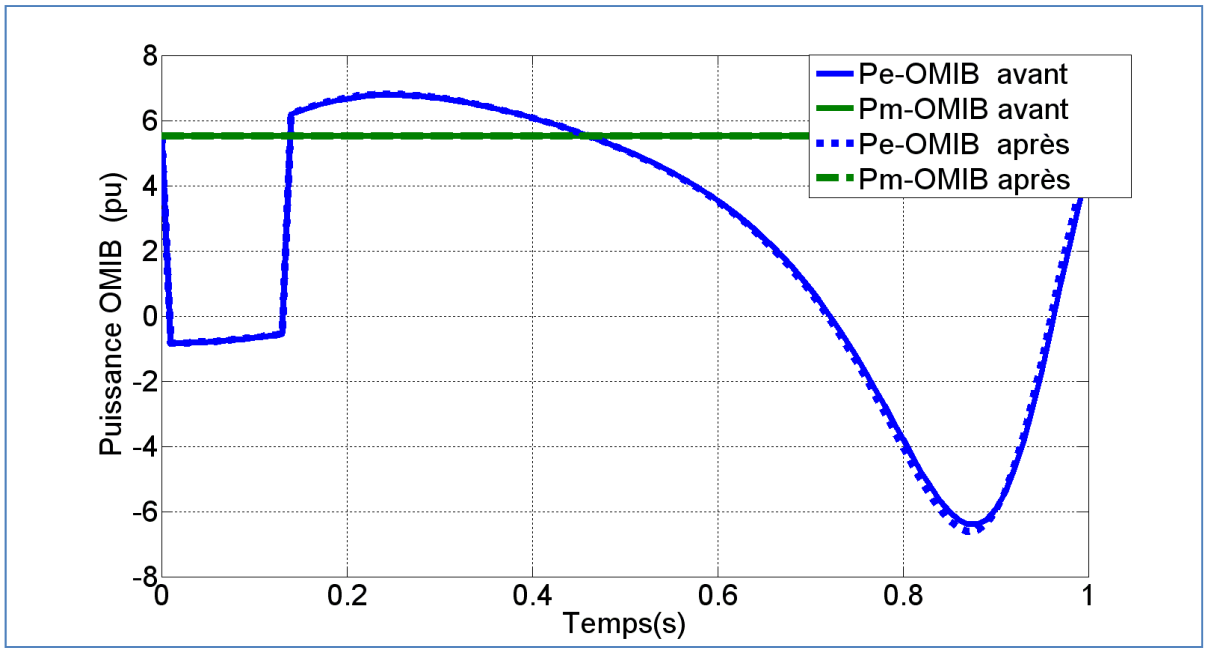


Figure 5.15 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #34, TF= 130 ms

Les tableaux 5.8 à 5.9 présentent aussi en détail la précision des résultats numériques obtenus à l'aide de l'algorithme SIME dans le cas du réseau original et dans le cas du réseau réduit. Pour ce cas également, la méthode d'agrégation démontre sa validité en préservant le comportement dynamique du réseau entre le moment de l'application de la contingence et au moment où le réseau perd sa stabilité comme on le voit sur le tableau 5.8.

Le réseau réduit offre aussi une grande précision sur le CCT calculé comme on le voit au tableau 5.9.

Finalement, le tableau 5.10 nous montre que le gain en vitesse d'exécution des programmes de simulation (ST) obtenu à l'aide de cette réduction est supérieur au triple.

Tableau 5.8 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #34, pas= 10ms

| $TF$ $(ms)$ | $tu_{avant}$ $(ms)$ | $tu_{après}$ $(ms)$ | $err_{tu}$ $(ms)$ | $\delta_{tu_{avant}}$ $(deg)$ | $\delta_{tu_{après}}$ $(deg)$ | $err_{\delta_{tu}}$ $(deg)$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 130 | 470 | 470 | 0 | 120.27 | 119.85 | 0.42494 |
| 140 | 420 | 420 | 0 | 118.46 | 118.16 | 0.29982 |
| 150 | 390 | 390 | 0 | 118.19 | 117.97 | 0.22318 |
| 160 | 370 | 370 | 0 | 118.71 | 118.54 | 0.16956 |
| 170 | 350 | 350 | 0 | 117.94 | 117.82 | 0.12193 |
| 180 | 340 | 340 | 0 | 119.1 | 119.01 | 0.091696 |
| 190 | 330 | 330 | 0 | 119.51 | 119.45 | 0.06512 |

Tableau 5.9 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #34, pas=10ms

| $CCT_{avant}$ $(ms)$ | $CCT_{après}$ $(ms)$ | $err_{CCT}$ $(ms)$ | $CCT_{PSSE}$ $(ms)$ | **Précision(/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|
| 100 | 100 | 0 | 100 | 100% |

Tableau 5.10 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #34, pas=10ms

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 4 | 0.19219 | 0.056741 | 3.3871 |

Les tableaux 5.11 à 5.13 représentent les résultats numériques obtenus par (SIME) dans le cas des mêmes trois derniers défauts pour le réseau 10 machines 39 barres en changeant le

pas de calcul de 10 ms à 1 ms. Toutefois, la durée TF des défauts a été choisie fixe et très proche de la valeur du CCT.

Tableau 5.11 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, pas=1ms

| # | $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 34 | 130 | 462 | 461 | 1 | 118.85 | 118.27 | 0.57911 |
| 36 | 90 | 441 | 441 | 0 | 109.97 | 109.73 | 0.23997 |
| 8 | 190 | 428 | 429 | -1 | 132.13 | 132.31 | -0.1855 |

Tableau 5.12 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, pas=1ms

| # | $\boldsymbol{CCT_{avant}(ms)}$ | $\boldsymbol{CCT_{après}(ms)}$ | $\boldsymbol{Err_{CCT}(ms)}$ | $\boldsymbol{CCT_{PSSE}(ms)}$ | **Précision(/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|---|
| 34 | 103 | 103 | 0 | 108 | 95.37% |
| 36 | 53 | 53 | 0 | 57 | 92.98% |
| 8 | 167 | 167 | 0 | 171 | 97.66% |

Tableau 5.13 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines,pas=1ms

| # | Ancien nombre de machines | Nouveau nombre de machines | Ancienne durée de simulation(s) | Nouvelle durée de simulation(s) | Gain en vitesse (ratio) |
|---|---|---|---|---|---|
| 34 | 10 | 4 | 0.75172 | 0.51584 | 1.4573 |
| 36 | 10 | 4 | 0.4559 | 0.2961 | 1.5397 |
| 8 | 10 | 6 | 0.75457 | 0.51477 | 1.4658 |

Donc, on constate qu'on a légèrement augmenté l'erreur pour tous les paramètres calculés dans le cas du pas de calcul de 1ms en comparaison avec le cas du pas de calcul de 10ms. Pourtant, le gain en vitesse d'exécution a beaucoup diminué. Ainsi, cela montre qu'on a plus d'intérêt à utiliser la méthode d'agrégation avec des pas de simulation plus grands.

### 5.2.2 Cas réseau 50 machines 145 barres

Au cours de ce paragraphe, nous présenterons les résultats de l'agrégation du réseau IEEE 50 machines et 145 barres à travers l'étude de 3 cas de contingences différentes afin de démontrer l'utilité de la méthodologie d'agrégation proposée. Ces cas se baseront sur le tableau présenté dans l'annexe II des groupes de machines cohérentes identifiés au point de fonctionnement initial du réseau 50 machines 145 barres avant l'application de tout défaut. Les groupes de machines cohérentes sélectionnés dans ce tableau seront vérifiés après l'application de chaque défaut comme nous l'avons fait dans le paragraphe 5.2.1.

**Cas d'étude 1**

Le cas d'étude 1 consiste à appliquer un court-circuit triphasé sur la barre 7 et la branche [7 6] du réseau (contingence #1). Les machines critiques résultantes de ce défaut sont le 20 et le 26. Ces deux machines constitueront par la suite la zone interne du réseau. Les groupes de machines cohérentes au point de fonctionnement initial du réseau sont identifiés pour ce cas par le choix d'un nombre aussi grand que possible de groupes de machines cohérentes. Ce choix a pour but de garantir que le maximum de machines cohérentes de départ sera aussi cohérent après l'application du défaut. Dans notre cas, on a choisi un nombre de 10 groupes de machines cohérentes de départ correspondant aux données du tableau 5.14.

L'étape suivante est de faire une vérification graphique de la cohérence de chacun des générateurs des groupes de départ afin de s'assurer qu'ils restent cohérents après l'application de la contingence. Les figures 5.16 et 5.17 nous ont servi à réaliser cette vérification. Ces figures montrent que plusieurs machines des groupes de départ ne sont plus

cohérentes après l'application de la contingence puisque leurs angles internes n'oscillent plus de la même manière. Comme dans le cas du réseau 10 machines 39 barres, la solution dans ce cas est de choisir un partitionnement donnant un nombre plus grand de groupes de machines cohérentes afin de garantir qu'un nombre maximal de machines restera cohérent après l'application du défaut.

Tableau 5.14 Groupes de machines cohérentes de départ de la zone externe du réseau 50 machines 145 barres, 10 zones , contingence #1

| **Numéro du Groupe** | **Machines cohérentes** |
|---|---|
| 1 | [43] |
| 2 | [36 32 33] |
| 3 | [10 1 3 4 7 11] |
| 4 | [45] |
| 5 | [40] |
| 6 | [41 42] |
| 7 | [25 2 5 6 8 9 12 13 14 15 16 17 19 21 22 23 24 27 34 35] |
| 8 | [44 50] |
| 9 | [38 37 39 49] |
| 10 | [29 18 28 30 31 46 47 48] |

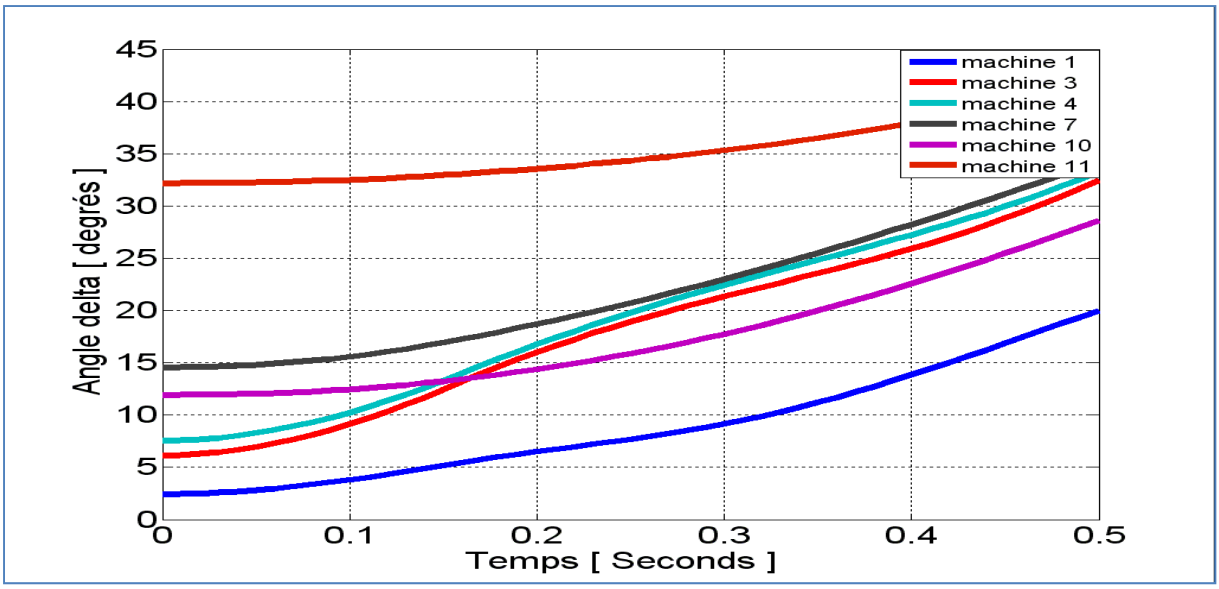


Figure 5.16 Angles du groupe [1 3 4 7 10 11] , contingence #1, TF= 160ms

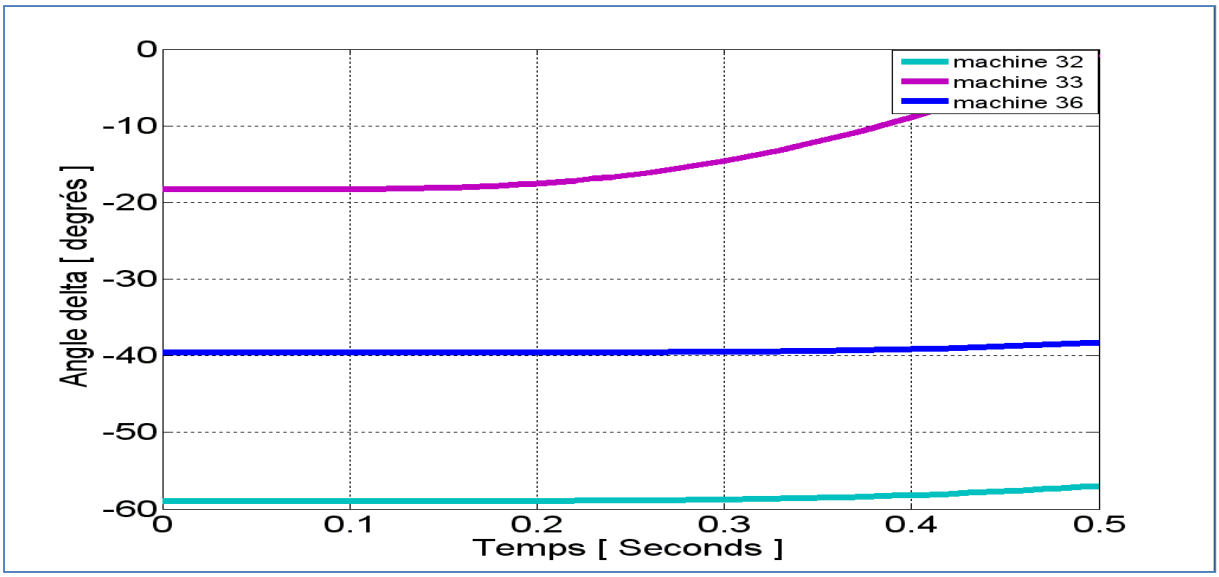


Figure 5.17 Angles du groupe [32 33 36] , contingence #1, TF= 160ms

Le tableau 5.15 représente les groupes de machines cohérentes obtenues à partir du tableau de l'annexe II pour un partitionnement du réseau en 20 groupes de machines cohérentes. La

réalisation d'une étape de vérification graphique pour ce nouveau partitionnement nous a permis de vérifier que toutes les machines des groupes cohérents initiales de la zone externe du réseau restent cohérentes après l'application de la contingence #1.

Tableau 5.15 Groupes de machines cohérentes de départ de la zone externe du réseau 50 machines 145 barres, 20 zones, contingence #1

| **Numéro du Groupe** | **Machines cohérentes** |
|---|---|
| 1 | [43] |
| 2 | [50] |
| 3 | [22] |
| 4 | [15 20] |
| 5 | [6 14 16 19] |
| 6 | [36] |
| 7 | [10 1 3 4 7] |
| 8 | [18 29 30 31 48] |
| 9 | [21 8 12 17 27] |
| 10 | [13 2 5 23 24 26 33 34 35] |
| 11 | [25] |
| 12 | [9] |
| 13 | [11 41] |
| 14 | [37 32 38] |
| 15 | [45] |
| 16 | [44] |
| 17 | [40] |
| 18 | [49 39 47] |
| 19 | [42] |
| 20 | [46 28] |

Ce dernier partitionnement est certes valable pour notre contingence, mais le grand nombre de ses groupes est un inconvénient puisqu'on aura un réseau équivalent avec un nombre plus grand de machines ce qui impliquera un gain plus faible en vitesse de simulation (ST). Cet inconvénient pourra être contourné en effectuant une identification graphique de la cohérence des machines du réseau réduit. En effet, une telle identification pourra révéler la cohérence de machines qui n'ont pas été trouvées par la méthode de la cohérence lente. Dans le présent cas, on verra qu'on peut trouver des machines équivalentes et qui sont cohérentes entre elles. En plus, les machines ayant les plus grandes puissances du réseau peuvent aussi être cohérentes entre elles puisqu'elles sont normalement peu affectées par la contingence et présentent donc des angles internes quasi constants comme on peut le voir sur la figure 5.18.

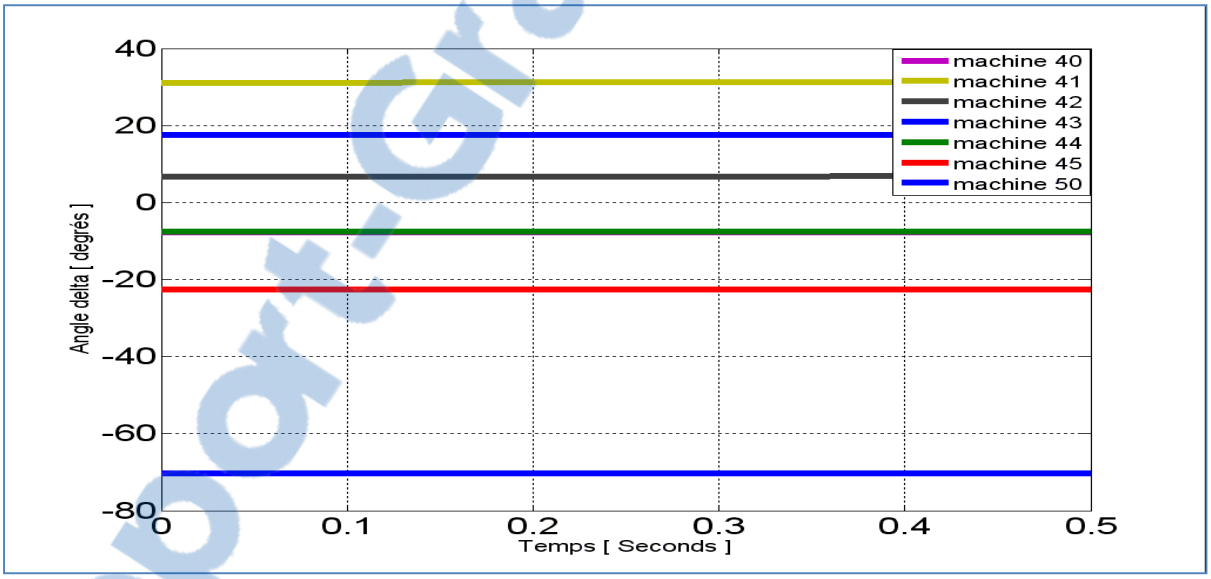


Figure 5.18 Angles du groupe [40 41 42 43 44 45 50] , contingence #1, TF= 160ms

En effectuant donc cette étape supplémentaire d'analyse de la cohérence des machines du réseau équivalent, on se retrouve avec les groupes fournis par le tableau 5.16. On voit qu'on a donc réussi à diminuer le nombre des groupes de machines cohérentes de 20 à 3 groupes. Pour compter le nombre total des machines dans le réseau équivalent on ajoute les machines critiques, qui ne sont pas incluses dans aucun groupe cohérent, au nombre total des machines du réseau réduit cela nous donne donc un nombre total de 5 machines au lieu de 50. Cette

Rapport-Gratuit.com

nouvelle réduction permettra donc une grande augmentation du gain en vitesse de simulation (ST) obtenu par l'agrégation. Les résultats graphiques et numériques qui suivent viseront aussi à confirmer que ce partitionnement permet également de très bien conserver les caractéristiques dynamiques étudiées dans le réseau électrique original.

Tableau 5.16 Groupes de machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres après la vérification graphique des générateurs équivalents, contingence #1

| **Groupe** | **Machines cohérentes** |
|---|---|
| 1 | [1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 14 15 16 17 19 21 22 23 24 25 27] |
| 2 | [18 28 29 30 31 32 33 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50] |
| 3 | [2 13 34 35] |

Tout d'abord, les graphes 5.19 à 5.21 montrent que le comportement des machines critiques non regroupées 20 et 26 reste sans grand changement avant et après la réduction du réseau. Cette observation est effectuée à l'aide de la comparaison des courbes avant et après agrégation de ces deux machines, et cela dans le cas de leurs angles internes, vitesses angulaires et puissances électriques.

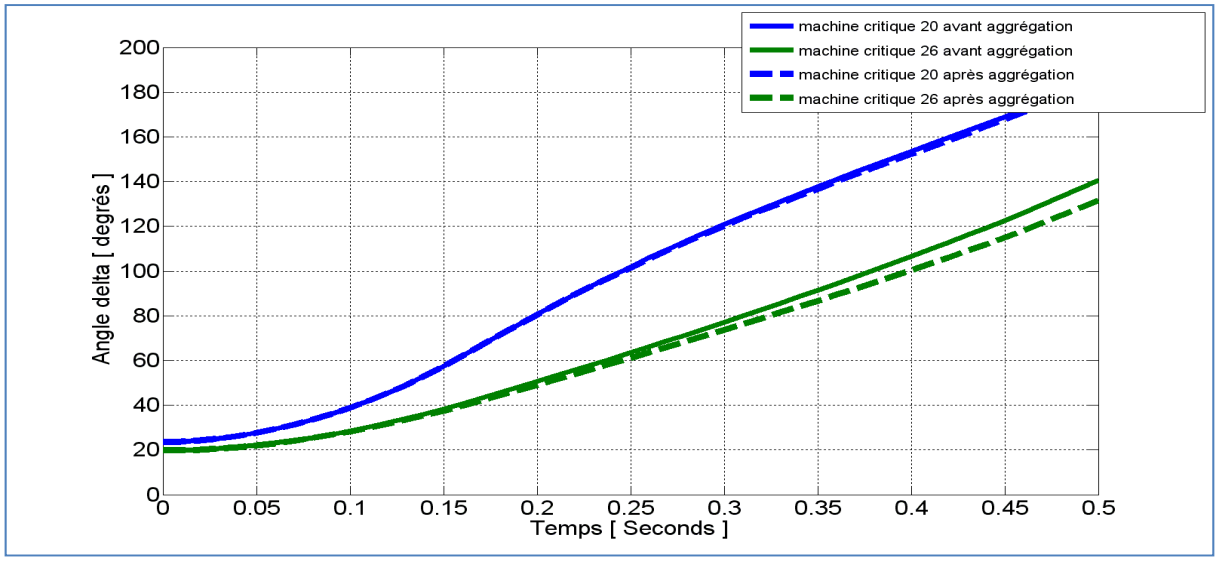


Figure 5.19 Angles des machines critiques 20 et 26 avant et après agrégation, après la contingence #1, TF= 160ms

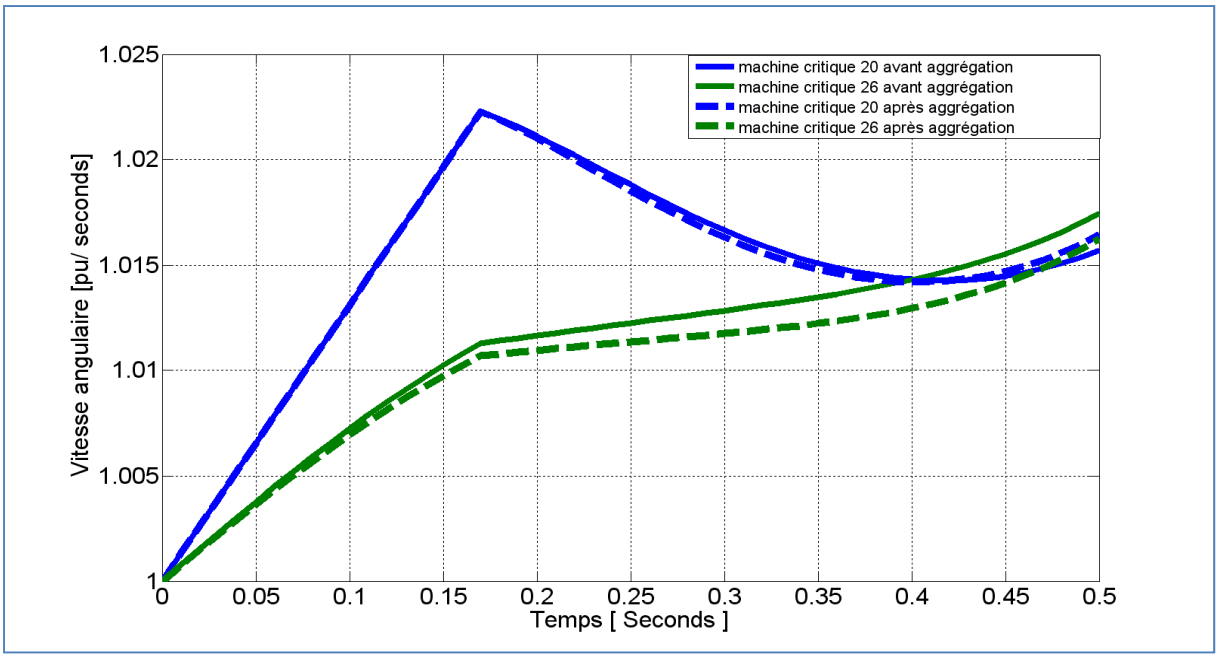


Figure 5.20 Vitesses des machines critiques avant et après agrégation, après la contingence #1, TF= 160ms

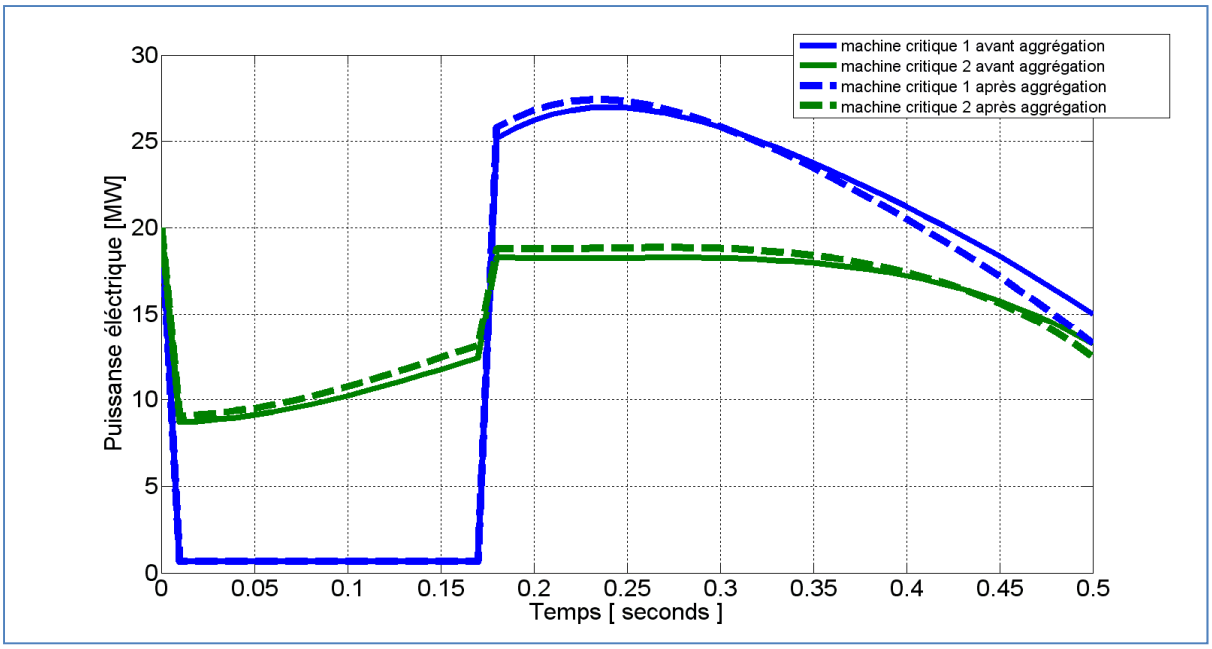


Figure 5.21 Puissances électriques des machines critiques avant et après agrégation, après la contingence #1, TF= 160ms

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

La figure 5.22 nous permet également d'avoir la même constatation par rapport à la conservation de la réponse dynamique du réseau original avant et après agrégation. La comparaison est effectuée dans ce cas sur les courbes de la puissance mécanique et électrique de la machine OMIB avant et après réduction du réseau. Ces courbes montrent une très bonne correspondance au point de passage du réseau à l'état instable qui correspond à la deuxième fois où la puissance électrique OMIB coupe la puissance mécanique OMIB. Ce point de passage à l'instabilité nous est très important, car il nous permet de calculer le temps à l'instabilité $tu$ et l'angle à l'instabilité $\delta_{tu}$ .

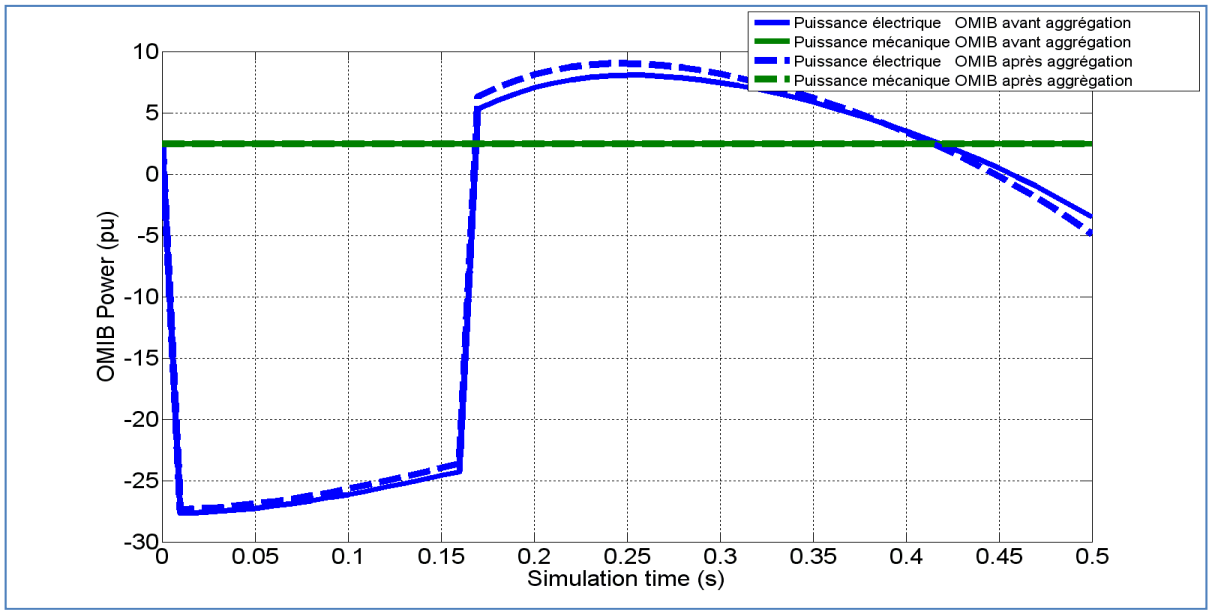


Figure 5.22 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #1, TF= 160ms

Le tableau 5.17 confirme le phénomène observé sur la figure 5.22 et cela dans le cas de plusieurs durées instables du défaut. En effet, ce tableau montre que la différence entre les paramètres $tu$ calculés avant et après agrégation reste nulle pour tous les points d'essais sauf pour un seul point où elle n'est pas nulle, mais égale à un seul pas de calcul. Sur le même tableau, on peut voir également que l'erreur sur le $\delta_{tu}$ reste aussi petite et bornée.

Le tableau 5.18 montre que le résultat du calcul de la valeur de CCT ne connaît aucune variation avant et après agrégation. Et le tableau 5.19 donne le gain en vitesse de simulation obtenu grâce à la réduction du réseau. Ce gain est proche dans notre cas de 10.

Tableau 5.17 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #1, pas=10ms

| $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 140 | 470 | 460 | 10 | 141.1083 | 134.9514 | 6.1569 |
| 150 | 420 | 420 | 0 | 136.3325 | 133.2604 | 3.0721 |
| 160 | 390 | 380 | 10 | 134.1398 | 128.9400 | 5.1998 |
| 170 | 360 | 360 | 0 | 130.0932 | 128.1508 | 1.9424 |
| 180 | 340 | 340 | 0 | 127.6648 | 126.0625 | 1.6023 |
| 190 | 320 | 320 | 0 | 123.9857 | 122.6855 | 1.3002 |
| 200 | 310 | 310 | 0 | 123.0127 | 121.8672 | 1.1456 |

Tableau 5.18 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #1, pas=10ms

| # | $\boldsymbol{CCT_{avant}(ms)}$ | $\boldsymbol{CCT_{après}(ms)}$ | $\boldsymbol{Err_{CCT}(ms)}$ | $\boldsymbol{CCT_{PSSE}(ms)}$ | **Précision (/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 110 | 110 | 0 | 100 | 90% |

Tableau 5.19 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #1, pas de simulation= 10ms

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 50 | 5 | 0.6464 | 0.0649 | 9.9541 |

**Cas d'étude 2**

Pour le cas d'étude 2, on a appliqué un court-circuit triphasé sur la barre 106 et la branche [106  74] de notre réseau 50 machines 145 barres (contingence #5). La machine critique est dans ce cas la machine 22. En suivant un cheminement similaire au cas d'étude 1 pour 50 machines, la zone interne est dans ce cas composée de la machine [22] et les groupes de machines cohérentes de la zone externe sont donnés par le tableau 5.20.

Tableau 5.20 Groupes de machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres après la vérification graphique des générateurs équivalents, contingence #5

| **Groupe** | **Machines cohérentes** |
|---|---|
| 1 | [6 14 15 16 19 20] |
| 2 | [18 28 29 30 31 32 36 37 38 39 46 47 48 49] |
| 3 | [8 12 17 21 27] |
| 4 | [2 5 13 23 24 26 33 34 35] |
| 5 | [1 3 4 7 9 10 11 25] |
| 6 | [40 41 42 43 44 45 50] |

Le tableau 5.21 permet de constater que la différence entre les valeurs de $tu$ calculées avant et après agrégation ne dépassent pas un pas de calcul pour tous les points du tableau, pour une durée de défaut comprise entre CCT+30ms et CCT+90ms. Le pas de calcul étant dans notre cas égal à 10 ms. La différence entre les valeurs de $\delta_{tu}$ calculées avant et après agrégation reste aussi bornée.

Le tableau 5.22 nous informe que la différence du calcul du CCT avant et après réduction, dans le cas de notre défaut, est aussi égale à un seul pas de calcul. Ces erreurs sont dues au fait que les machines ne sont pas idéalement cohérentes en plus des erreurs générées par les méthodes d'intégration numériques.

Le tableau 5.23 nous informe sur le gain en vitesse de simulation obtenu à l'aide de la réduction du réseau. Ce gain est important pour ce cas aussi et il dépasse 10.

Tableau 5.21 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingences #5, pas=10ms

| $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 220 | 440 | 430 | 10 | 155.6901 | 153.5002 | 2.1899 |
| 230 | 420 | 410 | 10 | 156.2305 | 153.6131 | 2.6174 |
| 240 | 400 | 390 | 10 | 154.7963 | 151.7406 | 3.0558 |
| 250 | 390 | 380 | 10 | 155.7984 | 152.3677 | 3.4307 |
| 260 | 380 | 370 | 10 | 155.6957 | 151.8822 | 3.8135 |
| 270 | 370 | 360 | 10 | 154.5016 | 150.3047 | 4.1969 |
| 280 | 360 | 360 | 0 | 152.2442 | 153.1142 | 0.8700 |

Tableau 5.22 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingences #5, pas=10ms

| $\boldsymbol{CCT_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{CCT_{après}}(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{Err_{CCT}}(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{CCT_{PSSE}}(\boldsymbol{ms})$ | **Précision(/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|
| 190 | 180 | 10 | 180 | 100% |

Tableau 5.23 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingences #5, pas=10ms

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 50 | 7 | 0.6782 | 0.0666 | 10.1812 |

Les graphes des puissances OMIB avant et après agrégation, pour notre cas, sont fournis par la figure 5.23. Cette figure permet de constater l'existence d'un petit écart entre ces caractéristiques OMIB avant et après agrégation. Cet écart est égal à un seul pas de calcul.

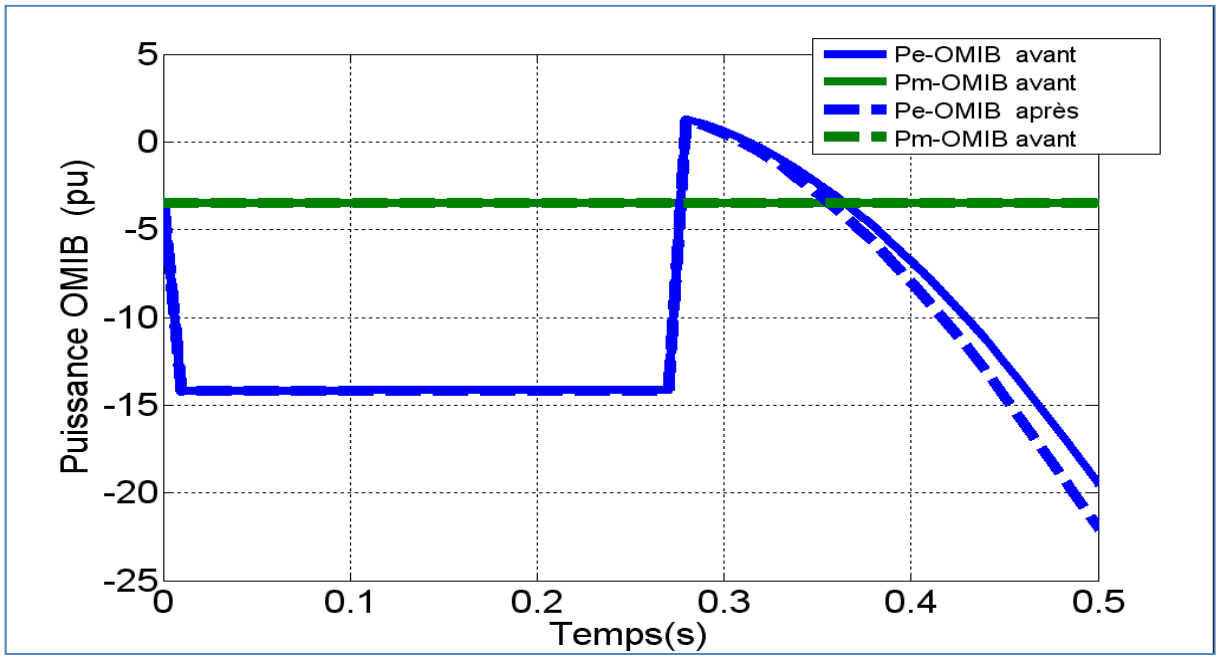


Figure 5.23 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #5, TF= 220ms

**Cas d'étude 3**

Pour le cas d'étude 3, le défaut étudié est un court-circuit triphasé appliqué sur la barre 98 et la branche [98 72] (défaut #8) du réseau IEEE 50 machines 145 barres. Vu que la machine 14 est celle qui est critique, la zone interne de notre réseau est composée de cette machine. Les groupes de machines cohérentes de la zone externe du réseau sont obtenus en appliquant la même procédure d'identification suivie dans le premier cas du réseau 50 machines 145 barres. Cette procédure d'identification nous fournit les 3 groupes cohérents présentés sur le tableau 5.24. Le nombre total de générateurs dans le réseau équivalent est donc 4 au lieu de 50 dans le réseau original en comptant 3 machines équivalentes en plus de la machine critique. Les paragraphes qui suivront montreront, graphiquement et numériquement, que les

caractéristiques dynamiques dont nous nous intéressons sont conservées dans le réseau équivalent.

Tableau 5.24 Groupes de machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres après la vérification graphique des générateurs équivalents , contingence #8

| **Groupe** | **Machines cohérentes** |
|---|---|
| 1 | [2 5 6 8 9 12 13 15 17 18 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50] |
| 2 | [1 3 4 7 10 11] |
| 3 | [16 19] |

En effet, la figure 5.24 montre bien que la dynamique des puissances mécaniques et électriques de la machine OMIB est bien conservée dans la machine OMIB du réseau réduit pour la durée du défaut choisie égale à CCT+40ms. L'instant où le réseau perd sa stabilité est le même pour les deux machines OMIB.

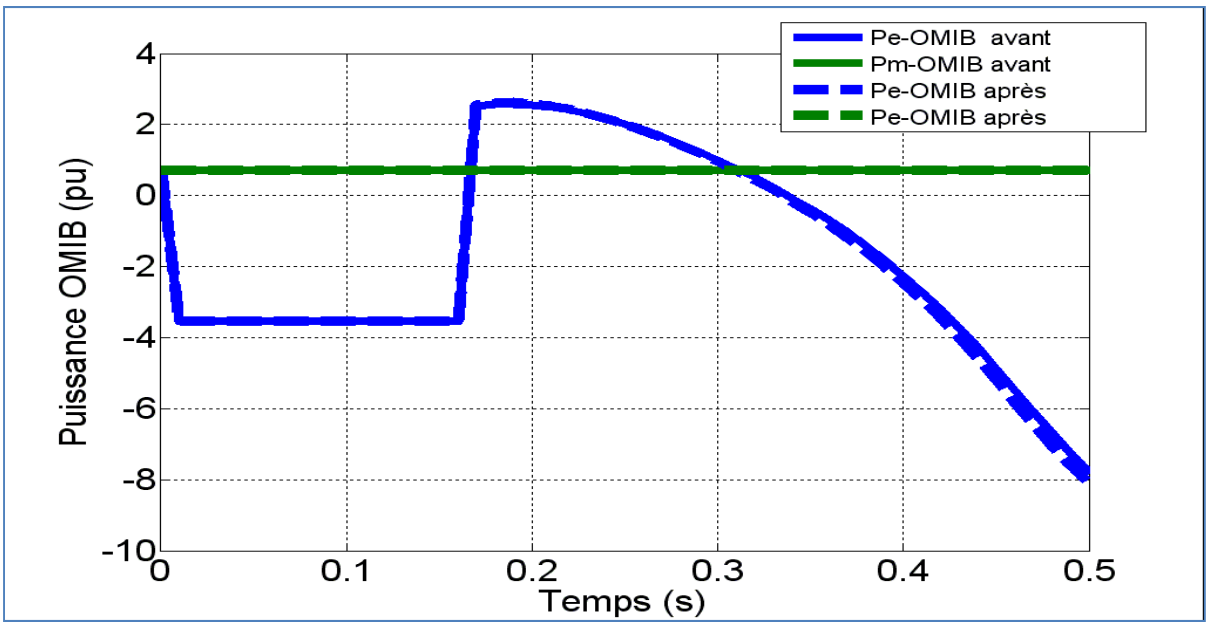


Figure 5.24 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #8, TF= 160ms

Le tableau 5.25 confirme que le réseau équivalent donne des résultats des temps à l'instabilité $tu$ et des angles correspondants $\delta_{tu}$ très rapprochées avec celles du réseau initial. Ce tableau montre aussi que les résultats sont meilleurs lorsque la durée du défaut s'éloigne du CCT égale dans notre cas à 120ms.

Le tableau 5.26 montre la correspondance des CCT des deux réseaux en plus d'indiquer que ce CCT commun est aussi très proche de celui fourni par le logiciel commercial PSSE puisqu'ils ont une différence d'un seul pas de calcul de 10 ms .

Le gain obtenu en vitesse de simulation (ST) est égal pour ce cas à 12 fois la vitesse originale comme le montre le tableau 5.27. Ce grand gain permettra d'utiliser la simulation (ST) dans des applications qui nécessitent des manipulations rapides comme le cas des simulations de TSC-OPF et les programmes (ST) en temps réel.

Tableau 5.25 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #8, pas=10ms

| $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 160 | 320 | 310 | 10 | 148.5165 | 145.8941 | 2.6224 |
| 170 | 300 | 290 | 10 | 148.1814 | 144.9984 | 3.1830 |
| 180 | 280 | 280 | 0 | 144.8672 | 146.2133 | -1.3461 |
| 190 | 280 | 270 | 10 | 149.9643 | 145.7014 | 4.2629 |
| 200 | 270 | 270 | 0 | 148.2819 | 149.6957 | -1.4138 |
| 210 | 260 | 260 | 0 | 144.9685 | 146.3556 | -1.3871 |
| 220 | 260 | 260 | 0 | 147.2251 | 148.6133 | -1.3882 |

Tableau 5.26 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #8, pas=10ms

| $CCT_{avant}(ms)$ | $CCT_{après}(ms)$ | $Err_{CCT}(ms)$ | $CCT_{PSSE}(ms)$ | **Précision(/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|
| 120 | 120 | 0 | 130 | 92.31% |

Tableau 5.27 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 50 machines, contingence #8, pas=10ms

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 50 | 4 | 1.1868 | 0.0987 | 12.0193 |

## 5.3 Agrégation dans le cas détaillé

### 5.3.1 Cas réseau 10 machines 39 barres

**Cas d'étude 1**

Le cas d'étude 1 pour le réseau 10 machines 39 barres représenté par son modèle détaillé est réalisé en appliquant la méthode d'agrégation dans le cas d'un court-circuit triphasé présent sur la barre 29 et la branche [29 28] (contingence #36) et dont la machine critique est [9]. La définition des zones interne et externe du réseau ainsi que les groupes des machines cohérentes au point de fonctionnement initial restent les mêmes que pour le cas du réseau classique, car la méthode d'identification à base de la cohérence lente se sert uniquement du modèle classique du réseau. Donc, la zone interne du réseau est formée par la machine [9] et les groupes de machines cohérentes de la zone externe au point de fonctionnement initial stable du réseau sont [1 8] et [2 3 4 5 6 7].

Rapport-Gratuit.com

Ensuite, on vérifiera comme dans le cas classique que les machines de ces groupes gardent leur cohérence après l'application du défaut. En effet, les graphes 5.25 et 5.26 montrent que toutes les machines identifiées restent cohérentes après l'application de la contingence. Donc on pourra remplacer chacun des deux groupes de machines par leurs équivalents dynamiques.

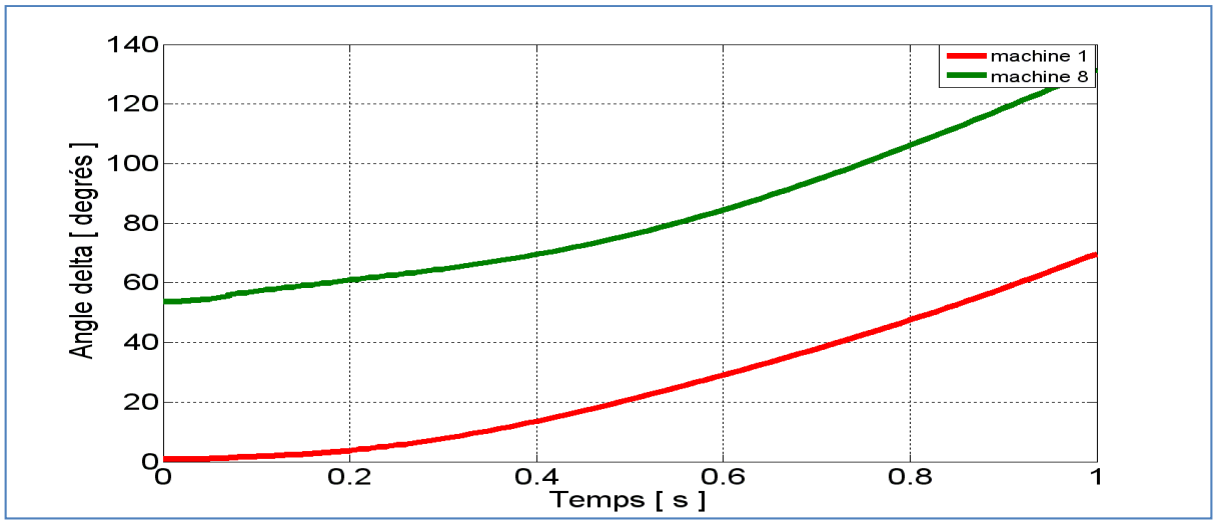


Figure 5.25 Angles du groupe [1 8] , contingence #36, TF= 90ms

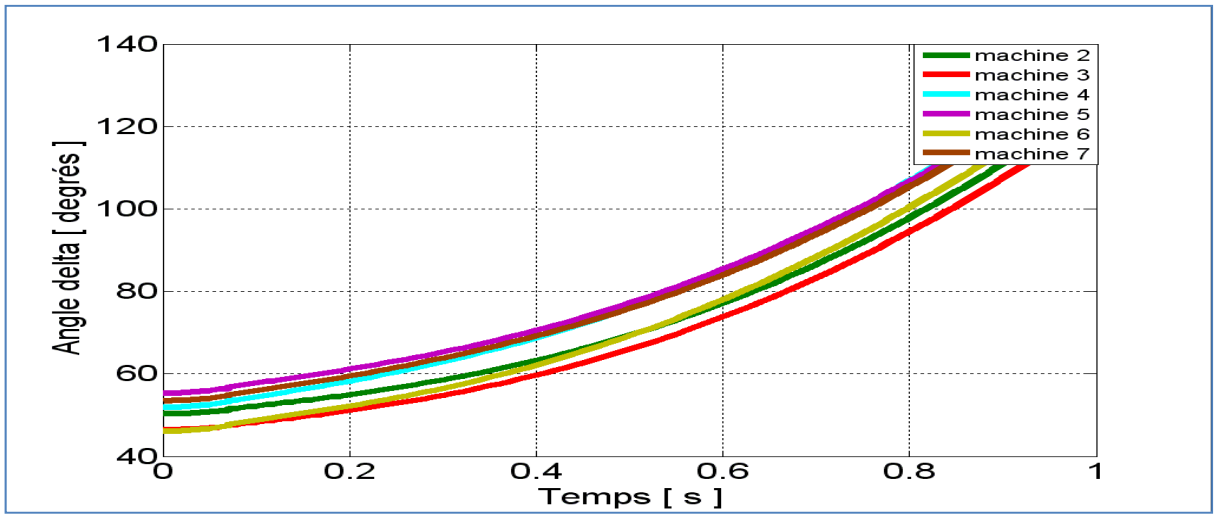


Figure 5.26 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] , contingence #36, TF= 90ms

Le graphe 5.27 nous montre ensuite la différence entre le comportement dynamique du réseau original et du réseau réduit dans le cas de l'évolution des puissances OMIB. Pour ce cas on voit qu'il y a un certain écart entre la réponse du réseau original et celle du réseau réduit mais après l'instant $tu$ . L'alternative pour palier à cet écart sera de choisir une répartition composée d'un nombre plus grand de groupes cohérents, mais dans ce cas le nombre de machines dans le réseau équivalent augmentera ce qui diminuera par conséquent le gain en vitesse de simulation qu'on peut obtenir par la réduction.

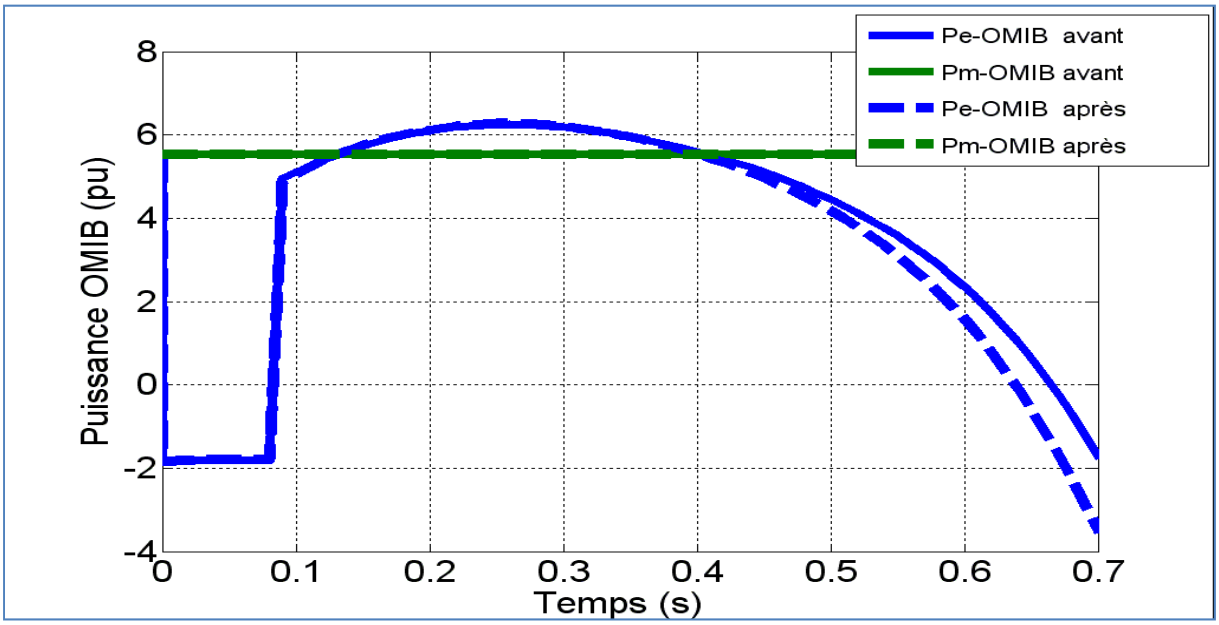


Figure 5.27 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #36, TF= 90ms

Le tableau 5.28 montre les écarts respectifs des valeurs $tu$ et $\delta_{tu}$ avant et après agrégation. Ces écarts ne dépassent pas dans le cas des $tu$ la valeur 8.33ms égale à notre pas de calcul. La différence entre les angles $\delta_{tu}$ calculée avant et après réduction reste aussi bornée.

Ensuite, le tableau 5.29 donne les valeurs du CCT avant et après agrégation pour le cas détaillé. On constate ici que la valeur du CCT relatif à notre contingence reste inchangée, cette valeur est en plus la même que celle obtenue par le logiciel commercial PSSE.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Enfin, le tableau 5.30 indique le gain de vitesse d'exécution des programmes (ST) obtenu à l'aide de l'agrégation. On constate que ce gain est bien plus petit que celui obtenu dans le cas classique.

Tableau 5.28 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #36

| $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 90 | 414.87 | 414.87 | 0 | 129.98 | 129.89 | -0.081278 |
| 100 | 341.57 | 341.57 | 0 | 127.26 | 127.21 | -0.050781 |
| 110 | 326.58 | 326.58 | 0 | 127.86 | 127.81 | -0.041332 |
| 120 | 303.26 | 311.59 | 8.33 | 125.27 | 127.61 | 2.3399 |
| 130 | 288.27 | 296.6 | 8.33 | 124 | 126.56 | 2.5544 |
| 140 | 281.61 | 281.61 | 0 | 124.62 | 124.64 | 0.025318 |
| 150 | 249.96 | 249.96 | 0 | 121.22 | 121.28 | 0.059242 |

Tableau 5.29 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines

| $\boldsymbol{CCT_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{CCT_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{Err_{CCT}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{CCT_{PSSE}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | **Précision(/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|
| 58 | 58 | 0 | 58 | 100% |

Tableau 5.30 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #36

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 4 | 1.2858 | 0.77667 | 1.6555 |

**Cas d'étude 2**

Pour le cas d'étude 2 un défaut de court-circuit triphasé a été mis sur la barre 6 et la branche [6 11] (contingence #8) du réseau. La machine critique dans ce cas est la machine 2, donc la zone interne du réseau est formée de cette machine et la zone externe est constituée des machines [1 3 4 5 6 7 8 9 10]. Les groupes de machines cohérentes avant l'application du défaut seront les mêmes dans ce cas aussi que dans le cas classique. Donc, ces groupes au point de fonctionnement initial du réseau sont : [1 8] et [3 4 5 6 7].

L'étape suivante serait donc de vérifier que les machines dans ces groupes restent cohérentes après la contingence. En effet, le graphe 5.28 montre clairement que le groupe [1 8] reste cohérent près la contingence, tandis que le graphe 5.29 montre que la machine 3 n'est plus cohérente avec les machines [4 5 6 7]. D'où le besoin de passer à une nouvelle répartition de machines cohérentes. La prochaine répartition candidate dans le tableau 5.1 est celle qui correspond à la 5$^{e}$ ligne qui est composée par les groupes suivants : [1 8], [2 3], [4 5 6 7], [9], [10]. Ici la cohérence du groupe [1 8] est déjà vérifiée, et on voit sur la figure 6.10 que les machines [4 5 6 7] restent cohérentes après le défaut appliqué. Donc, les groupes de machines cohérentes de la zone externe du réseau sont dans ce cas : [1 8], [2 3] et [4 5 6 7].

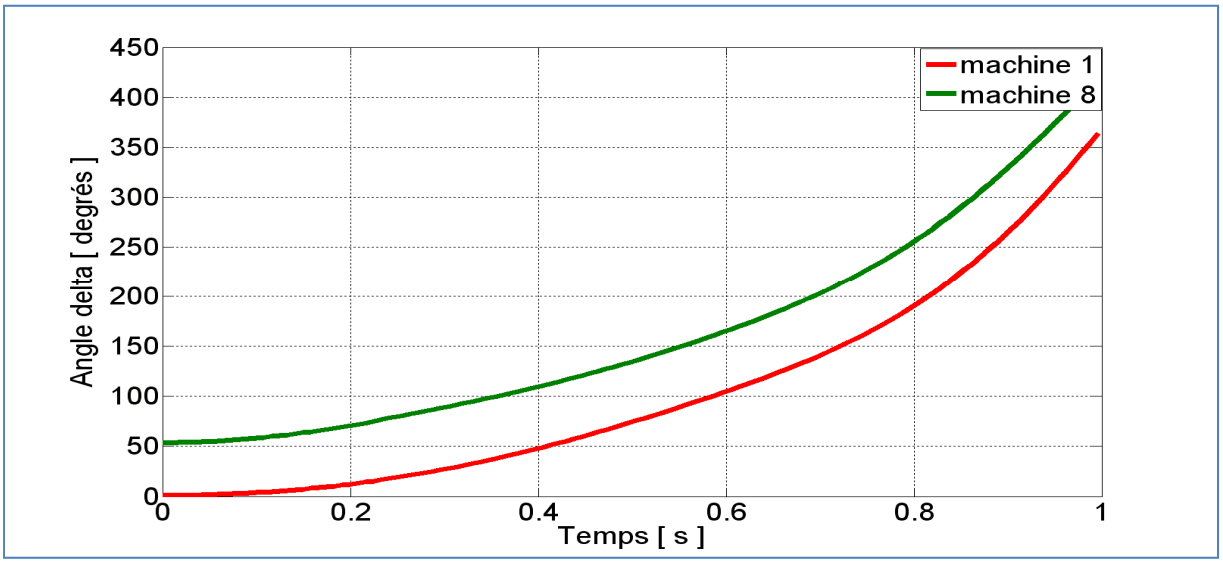


Figure 5.28 Angles du groupe [1 8] , contingence #8, TF= 230ms

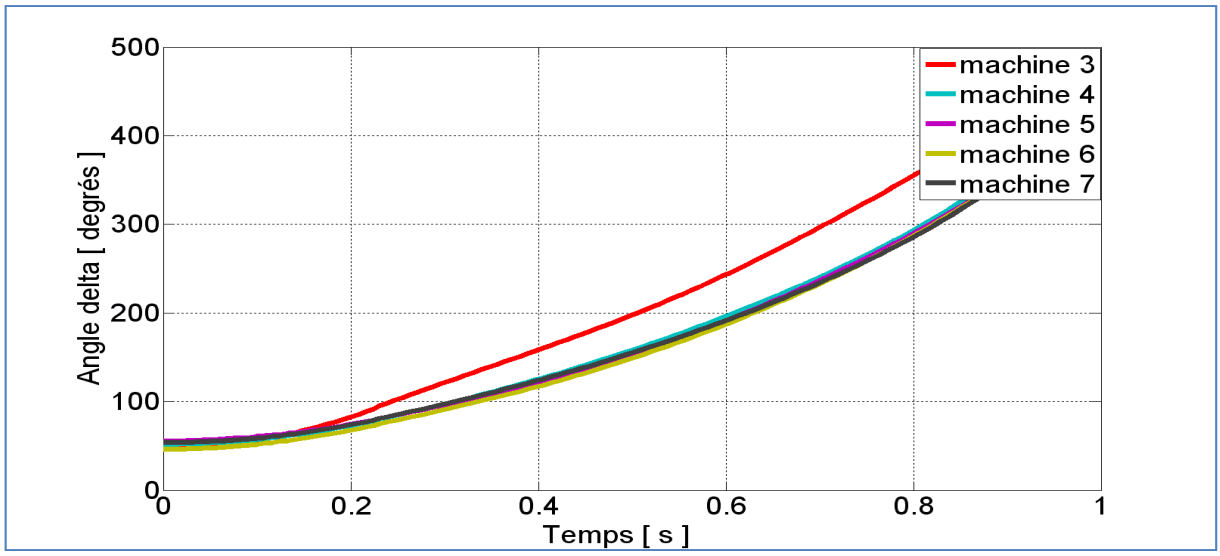


Figure 5.29 Angles du groupe [3 4 5 6 7] ,contingence #8, TF= 230ms

Le graphe 5.30 montre une bonne correspondance entre la variation de la puissance OMIB avant et après agrégation dans le cas détaillé. Dans ce cas également on voit que les puissances OMIB ont des valeurs très proches au point de perte d'instabilité correspondant à $tu$.

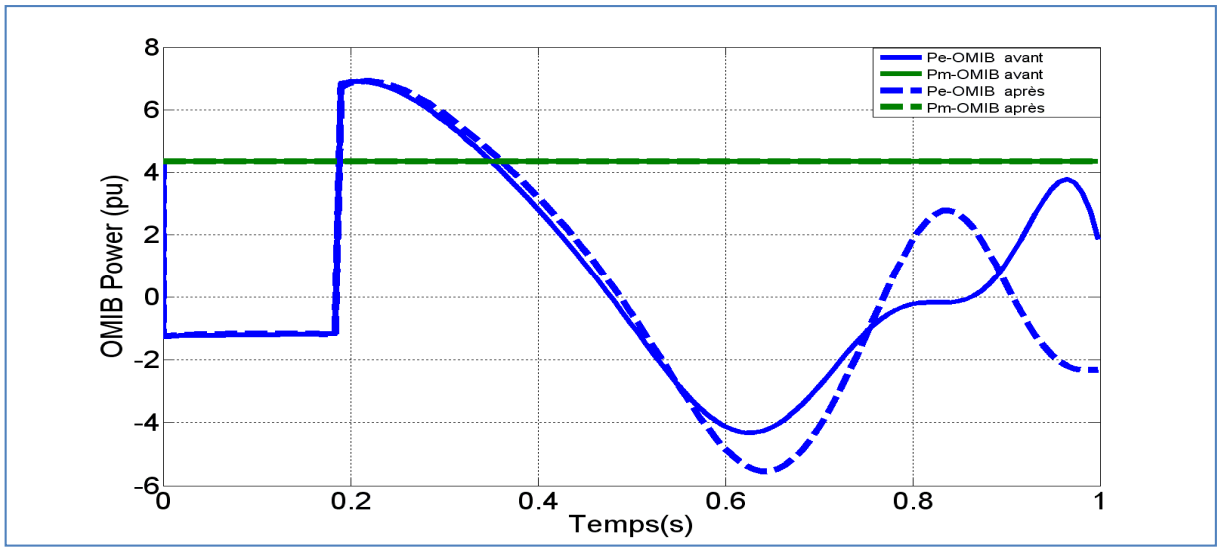


Figure 5.30 Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #8, TF= 190ms

Ensuite, les tableaux 5.31 à 5.32 montrent successivement les résultats numériques de calcul des paramètres $tu$ et $\delta_{tu}$ et $CCT$ obtenues à l'aide de l'algorithme SIME avant et après réduction du réseau, et ce pour plusieurs durées du défaut. Ces résultats montrent que les valeurs avant et après agrégation dans le cas des variables $tu$ et $CCT$ sont bien conservé dans le réseau équivalent. La variation des valeurs des angles $\delta_{tu}$ avant et après réduction reste quant à elle bornée.

Enfin, le tableau 5.33 donne le gain en vitesse de simulation obtenu grâce à la réduction du réseau. Ce gain est beaucoup plus petit que dans le cas classique, ce qui démontre que la technique d'agrégation proposée est plus avantageuse dans le cas classique.

Tableau 5.31 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #8

| $\boldsymbol{TF}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{avant}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{tu_{après}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{err_{tu}}$ $(\boldsymbol{ms})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{avant}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{\delta_{tu_{après}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ | $\boldsymbol{err_{\delta_{tu}}}$ $(\boldsymbol{deg})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 190 | 356.6 | 364.93 | 8.33 | 133.73 | 135.41 | 1.6822 |
| 200 | 324.95 | 333.28 | 8.33 | 134.1 | 136.58 | 2.4801 |
| 210 | 318.29 | 318.29 | 0 | 134.35 | 134.01 | -0.34271 |
| 230 | 304.97 | 313.3 | 8.33 | 132.64 | 136.08 | 3.4374 |
| 240 | 306.64 | 306.64 | 0 | 134.62 | 134.43 | -0.18594 |
| 250 | 291.65 | 291.65 | 0 | 133.49 | 133.38 | -0.1105 |
| 260 | 293.32 | 293.32 | 0 | 134.51 | 134.41 | -0.093094 |

Tableau 5.32 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #8

| # | $\boldsymbol{CCT_{avant}(ms)}$ | $\boldsymbol{CCT_{après}(ms)}$ | $\boldsymbol{Err_{CCT}(ms)}$ | $\boldsymbol{CCT_{PSSE}(ms)}$ | **Précision (/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|---|
| 8 | 149 | 149 | 0 | 150 | 99.33% |

Tableau 5.33 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #8

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 4 | 1.2927 | 0.99352 | 1.3011 |

**Cas d'étude 3**

Pour le cas d'étude 3, on appliquera un court-circuit triphasé sur la barre 28 et la branche [28 26] (défaut # 34) du réseau. La machine critique est dans notre cas la machine 9, la zone interne du réseau est donc composée de la machine [9] et la zone externe est composée des machines [1 2 3 4 5 6 7 8 10].

En se référant au tableau 5.1 correspondant à l'analyse de la cohérence des machines du réseau au point de fonctionnement initial, on choisit la répartition qui correspond à la ligne 4 correspondant à un choix optimal. Les groupes de machines cohérentes de la zone externe aux conditions initiales du réseau avant l'application du défaut sont donc [1 8] et [2 3 4 5 6 7].

En effectuant une vérification de la cohérence des machines de chaque groupe après l'application du défaut, on obtient les graphes 5.31 et 5.32. Ces deux graphes démontrent bien que les machines de chaque groupe conservent leur cohérence même après l'application du défaut. Donc les deux groupes choisis seront notre base pour faire l'agrégation du réseau en remplaçant chacun d'eux par une machine équivalente. Donc le réseau réduit final contiendra 4 machines au total au lieu de 10.

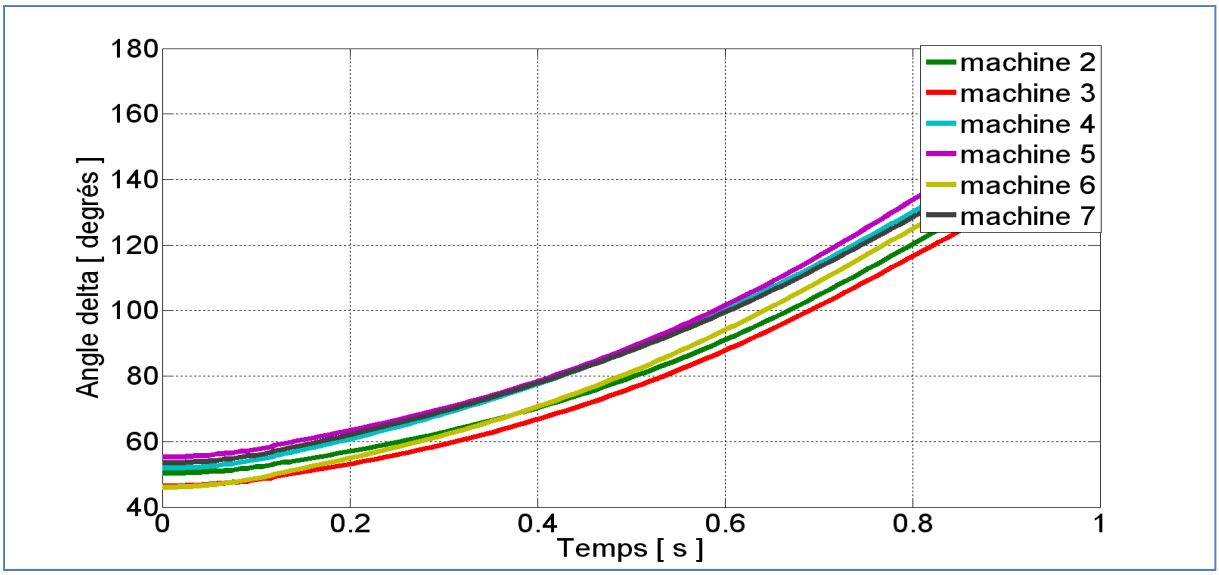


Figure 5.31 Angles du groupe [2 3 4 5 6 7] ,contingence #34, TF= 190ms

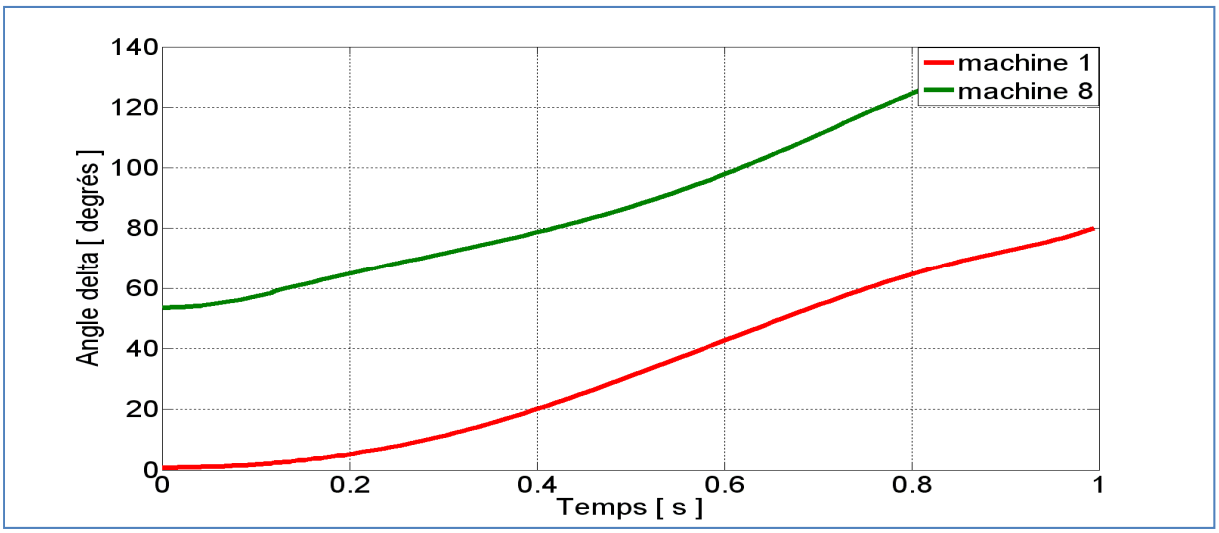


Figure 5.32 Angles du groupe [1 8] ,contingence #34, TF= 190ms

Le graphe 5.33 montre, comme dans le cas du défaut #34 pour le réseau classique, que les caractéristiques dynamiques (SIME) du réseau initial avant la perte de la stabilité ont été bien conservées dans le réseau réduit.

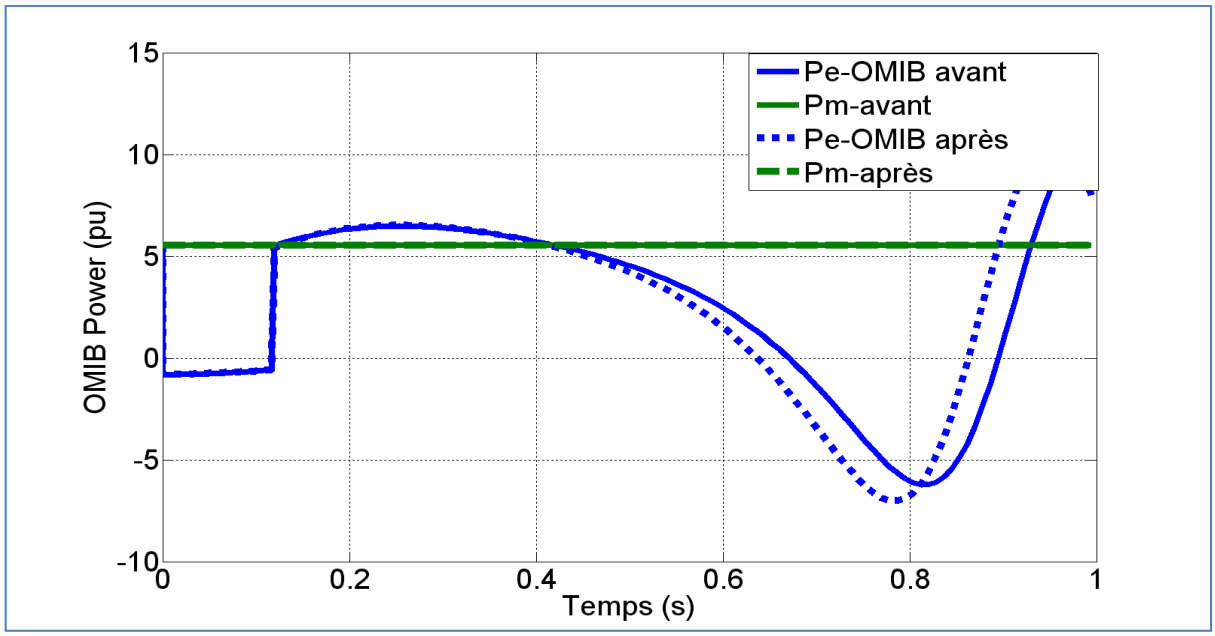


Figure 5.33. Puissances OMIB en fonction du temps, avant et après agrégation, pour la contingence #34, TF= 190ms

Finalement, les tableaux 5.34 et 5.35 confirment que les données numériques calculées par (SIME) pour les réseaux avant et après réduction subissent une légère variation, puisque dans le cas des $tu$ l'erreur ne dépasse pas la valeur de 8.33 ms qui correspond à un seul pas de calcul. Les $CCT$ sont encore identiques comme dans le cas classique. Et les angles à l'instabilité $\delta_{tu}$ donnent aussi des valeurs très proches.

Le tableau 5.36 donne ensuite le rapport des vitesses d'exécution dans le cas des deux réseaux. Ce rapport n'est pas aussi grand que dans le cas classique, et cela pourrait être lié au fait que la simulation (ST) du modèle détaillé nécessite plus d'effort et de temps de calcul que la simulation (ST) du modèle classique.

Tableau 5.34 Résultats des $tu$ et $\delta_{tu}$ , avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #34

| $TF$ $(ms)$ | $tu_{avant}$ $(ms)$ | $tu_{après}$ $(ms)$ | $err_{tu}$ $(ms)$ | $\delta_{tu_{avant}}$ $(deg)$ | $\delta_{tu_{après}}$ $(deg)$ | $err_{\delta_{tu}}$ $(deg)$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 120 | 428.21 | 419.88 | -8.33 | 137.28 | 135.59 | -1.6903 |
| 130 | 396.56 | 388.23 | -8.33 | 135.95 | 134.08 | -1.868 |
| 140 | 373.24 | 373.24 | 0 | 134.98 | 134.98 | 0 |
| 150 | 324.93 | 324.93 | 0 | 131.78 | 131.86 | 0.084798 |
| 160 | 318.27 | 318.27 | 0 | 132.54 | 132.65 | 0.10842 |
| 170 | 303.28 | 303.28 | 0 | 130.05 | 130.19 | 0.141 |
| 180 | 296.62 | 296.62 | 0 | 129.67 | 129.83 | 0.1608 |

Tableau 5.35 Calcul du CCT, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingence #34

| # | $CCT_{avant}$ $(ms)$ | $CCT_{après}$ $(ms)$ | $Err_{CCT}$ $(ms)$ | $CCT_{PSSE}$ $(ms)$ | **Précision (/PSSE)** |
|---|---|---|---|---|---|
| 34 | 91 | 91 | 0 | 99 | 91.91% |

Tableau 5.36 Vitesses de simulation, avant et après agrégation, réseau 10 machines, contingences #34

| **Ancien nombre de machines** | **Nouveau nombre de machines** | **Ancienne durée de simulation(s)** | **Nouvelle durée de simulation(s)** | **Gain en vitesse (ratio)** |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 4 | 1.0554 | 0.69927 | 1.5092 |

Rapport-Gratuit.com

## 5.4 Méthodes de calcul et d'intégration numériques

Dans le cas classique, les simulations (ST) et (SIME) ont été réalisée à l'aide de la méthode d'intégration trapézoïdale avec l'utilisation d'un pas de calcul de 1ms pour les essais correspondants aux tableaux 5.11 à 5.13 et d'un pas de calcul de 10 ms pour le reste des essais. Pour le cas détaillé, la méthode explicite a été choisie vu sa précision, et afin de pouvoir faire la comparaison des résultats de la simulation avec ceux du logiciel commercial PSSE, un pas de calcul de 8.33 ms a été choisi. PSSE, qui se base sur la méthode d'intégration d'Euler à deux pas, a été donc utilisé comme moyen de validation externe des résultats de ce mémoire. Cette validation s'est portée principalement sur la comparaison des valeurs du CCT du présent travail avec celles de PSSE pour les mêmes cas de contingences. Ensuite, les valeurs des erreurs qui figurent dans les tableaux obtenus par l'algorithme (SIME) correspondent à la différence entre la valeur (SIME) avant agrégation et cette même valeur après agrégation. Les précisions relatives correspondent à la précision du CCT obtenu par notre programme (ST) après agrégation comparée à celui calculé par PSSE selon la formule suivante :

$$précision = 100 - abs\left(\frac{(CCT_{PSSE} - CCT_{ST-après})}{CCT_{PSSE}}\right) \tag{5.1}$$

Enfin, le gain en vitesse a été calculé en effectuant le rapport de la durée de la simulation (ST) avant agrégation du réseau par la durée de cette même simulation après la réduction du réseau .

## 5.5 Discussion des résultats

À partir des essais effectués, on peut constater que la méthodologie d'agrégation utilisée dans le cadre de ce mémoire offre dans la plupart des cas un grand gain en vitesse de simulation pour les programmes (ST) et (SIME) tout en préservant les propriétés dynamiques qui nous intéressent dans le réseau original. Cette constatation a été observée dans les cas de contingences étudiées avec le réseau 10 machines 39 barres (New England) dans sa

représentation classique et détaillée ainsi qu'avec le réseau IEEE 50 machines 145 barres dans son modèle classique. Toutefois, on peut noter les remarques suivantes :

1. Le taux de réduction du nombre des machines du réseau originale dépend en premier lieu de l'emplacement de la contingence, puisque la cohérence des machines du réseau est très influencée par cet emplacement;

2. Le gain en vitesse de simulation obtenu à l'aide de la méthode d'agrégation varie lui aussi en fonction de l'emplacement du défaut, et il est en plus influencé par d'autres facteurs tel que : le pas de simulation et le modèle du réseau utilisé classique ou détaillé. Et comme on l'a vu dans les études de cas, ce gain peut atteindre jusqu'à 12 fois la vitesse originale dans le cas des grands réseaux comme le réseau 50 machines 145 barres. En plus, ce gain augmente en augmentant le pas de calcul et il est considérablement plus grand dans le cas classique que dans le cas détaillé;

3. La variation des résultats (ST) et (SIME) due à l'agrégation est très faible si la durée du défaut est assez éloignée du CCT. On obtient en général une bonne précision à partir d'une durée de défaut éloignée du CCT de 4 pas de calcul, cette variation est dans ce cas inférieure à un pas de calcul dans le cas du calcul du $tu$;

4. La précision des résultats fournis par le réseau équivalent dépend aussi du pas de calcul utilisé ainsi que du modèle du réseau classique ou détaillé. Les études de cas effectuées démontrent que nous obtenons une meilleure précision avec un pas de calcul plus grand. L'utilisation du modèle classique du réseau donne aussi plus de précision que l'utilisation du modèle détaillé;

5. Les courbes dynamiques des machines critiques affichent une très bonne conservation du comportement dynamique avant et après l'agrégation. Ceci constitue un avantage puisqu'on souhaite normalement étudier en détail le comportement de ces machines en assurant un minimum de modification de leur comportement provenant de la réduction;

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

6. Les courbes des puissances actives des machines avant et après réduction en plus des courbes SIME montrent qu'il existe une très faible différence entre la somme respective des puissances véhiculées sur le réseau original et réduit. En plus, les puissances actives générées par les machines équivalentes sont aussi égales à des valeurs très proches de la somme des puissances actives générées par les machines des groupes cohérents correspondants;

7. La précision du calcul de la valeur de CCT à partir des réseaux équivalents n'exige aucune condition sur la durée du défaut à la différence des autres résultats. La comparaison des CCT obtenus par nos programmes et ceux du logiciel PSSE montrent également une bonne précision de ces résultats. Cette précision varie pour le cas de la validation par le logiciel commercial PSSE© entre 83.33% et 100%.

# CONCLUSION

La simulation de la stabilité transitoire réalisée par les méthodes d'intégrations numériques ou par l'algorithme (SIME) est une opération importante, mais qui devient coûteuse en temps et en effort de calcul avec l'augmentation de la taille et de complexité des réseaux électriques actuels. La problématique de ce mémoire était donc de trouver une solution qui permettrait d'augmenter la vitesse d'exécution des programmes (ST) et (SIME) tout en gardant les sorties de ces programmes aussi précises que possible.

Dans la littérature, plusieurs méthodes ont été proposées pour résoudre cette problématique. La majorité de ces solutions proposent de calculer un réseau équivalent au réseau original, mais de plus petite taille. Ces opérations de réduction des réseaux électriques portent le nom d'opérations d'agrégation et elles se déroulent généralement selon les 4 grandes étapes suivantes : la première étape consiste à choisir dans le réseau électrique la zone interne non réduite et la zone externe qui fera objet de la réduction, la deuxième étape vise à l'identification des générateurs pouvant être regroupés et qui seront appelés générateurs cohérents, la troisième étape consiste au calcul des paramètres dynamiques des générateurs équivalents aux groupes de machines cohérentes et la quatrième étape consiste à la détermination de la matrice admittance de réseau équivalent.

Dans le cadre de ce mémoire, la zone interne a été considérée comme étant celle qui contient les machines critiques du réseau, et la zone externe comme étant celle qui se compose du reste des machines, il est à noter que ce choix n'est pas exclusif et dépend des besoins de chaque exploitant des réseaux électriques. Ensuite, on a choisi de réaliser la deuxième étape en utilisant la méthode d'identification basée sur le principe de la cohérence lente suivie d'une simulation temporelle (ST). Cette simulation (ST) permet de vérifier la conservation de la cohérence des générateurs après l'application de la contingence. La troisième étape qui correspond au calcul des paramètres dynamiques des machines équivalentes a été réalisée en utilisant la méthode de la préservation de la structure. Et la quatrième étape a été réalisée par l'utilisation de la méthode de regroupement nodal dite de Zhukov.

La méthode proposée pour la résolution de notre problématique a été programmée sous la forme de fonctions Matlab©. Ces fonctions ont été testées à l'aide de simulations (ST) et (SIME). Ces simulations ont porté sur plusieurs cas de contingences pour les deux réseaux tests suivants : le réseau 10 machines 39 barres (NEW ENGLAND) dans sa représentation classique et détaillée et le réseau IEEE 50 machines 145 barres dans sa représentation classique. Ces tests montrent que les objectifs de notre travail ont été bien satisfaits, notamment dans le cas d'un pas de calcul de 10ms et en travaillant avec un modèle de réseau classique. Dans ce cas, on arrive grâce à l'opération de réduction à un gain en vitesse d'exécution proche du double pour le réseau 10 machines 39 barres, et un gain qui est proche de 10 fois la vitesse de simulation originale dans le cas de 50 machines 145 barres. Les erreurs des résultats (ST) et (SIME), obtenus avec le réseau réduit, restent quant à elle très faibles dans tous les cas.

Cependant, dans le cas de l'utilisation d'un pas de calcul plus petit que 10ms ainsi que dans le cas détaillé on constate qu'on garde quand même une bonne précision des résultats calculés à l'aide du réseau équivalent, mais les gains en vitesses ne sont plus aussi importants. Cela peut être attribué aux méthodes d'intégrations numériques servant à la résolution des systèmes différentiels. Ce point reste une limitation qui pourra faire l'objet de travaux ultérieurs.

## ANNEXE I

## ORGANIGRAME D'IDENTIFICATION DES MACHINES COHÉRENTES AUX CONDITIONS INITIALES DU RÉSEAU

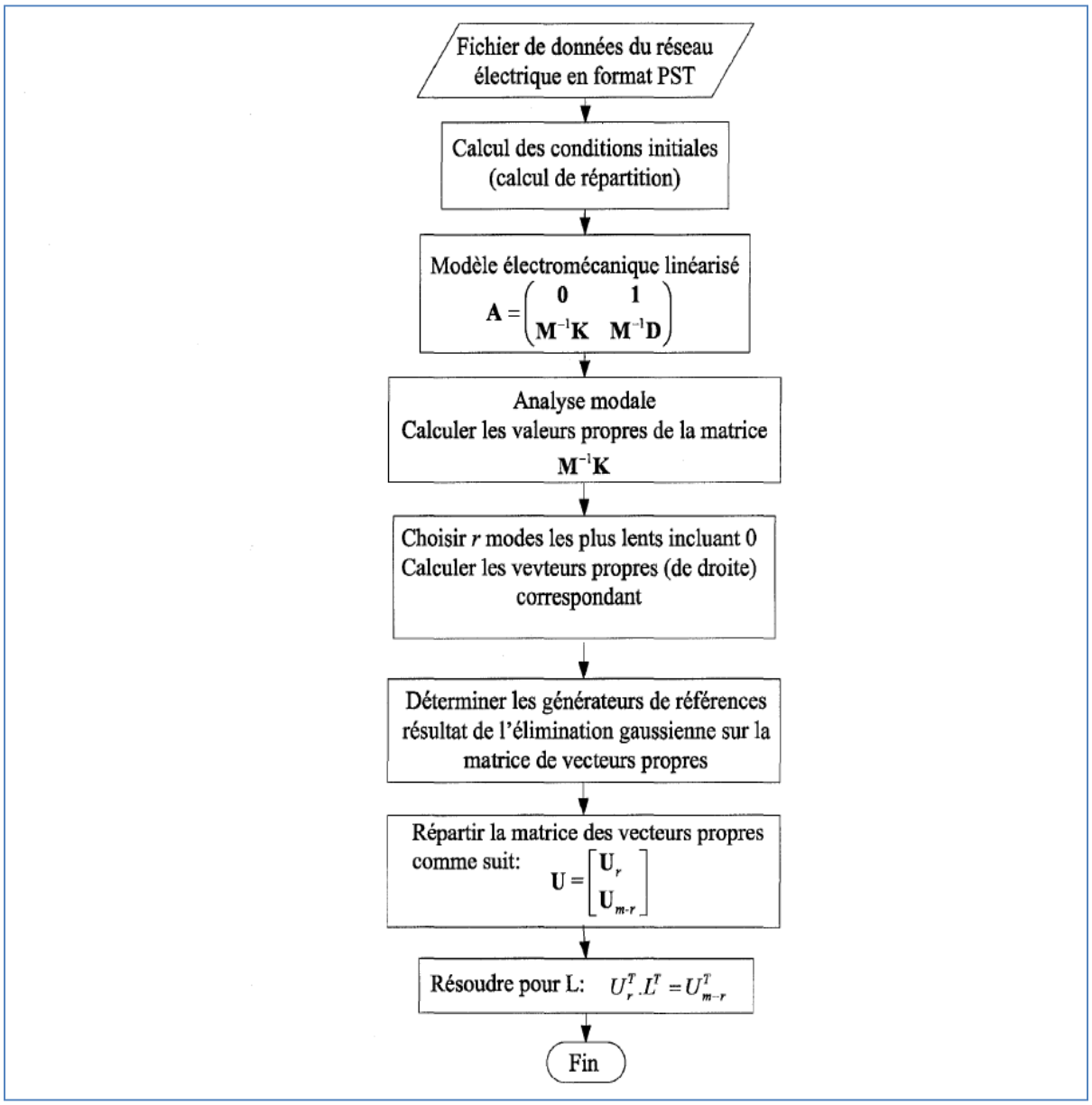


Figure-A I-1 Organigramme d'identification des machines cohérentes à l'aide de l'analyse modale du système de puissance
Adaptée de Ourari (2006 p.41)

## ANNEXE II

## MACHINES COHÉRENTES AUX CONDITIONS INITIALES DANS LE CAS 50 MACHINES 145 BARRES

Tableau-A II-1 Groupes des machines cohérentes du réseau 50 machines 145 barres

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 1 | [43 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 44 45 46 47 48 49 50] | 0.0002 | 0.0007 |
| 2 | [43]<br>[25 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 44 45 46 47 48 49 50 ] | 0.3046 | 0.9139 |
| 3 | [43]<br>[25 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 47 48 49]<br>[45 40 41 42 44 46 50] | 0.3332 | 0.7281 |
| 4 | [43]<br>[44 45]<br>[25 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 26 27 30 32 33 34 35 36 ]<br>[41 11 28 29 31 37 38 39 40 42 46 47 48 49 50] | 0.4577 | 0.9342 |
| 5 | [43]<br>[45 44]<br>[25 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 26 27 30 33 34 35]<br>[36 32 37 38 39 47 49]<br>[41 11 28 29 31 40 42 46 48 50] | 0.4900 | 0.8294 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 6 | [43]<br>[36 32 33 37]<br>[10 1 7 11 41 42]<br>[45]<br>[25 2 3 4 5 6 8 9 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 26 27 34 35]<br>[40 28 29 30 31 38 39 44 46 47 48 49 50] | 0.5907 | 0.9258 |
| 7 | [43]<br>[36 32 33]<br>[45]<br>[11 1 7 10 41 42]<br>[25 2 3 4 5 6 8 9 12 13 14 15 16 17 19 20 21 22 23 24 26 27 34 35]<br>[44 40 50]<br>[38 18 28 29 30 31 37 39 46 47 48 49] | 0.6381 | 0.8325 |
| 8 | [43]<br>[36 32 33]<br>[45 44]<br>[40 50]<br>[10 1 3 4 7 11]<br>[25 2 5 6 8 9 12 13 14 15 16 17 19 20 21 22 23 24 26 27 34 35]<br>[38 18 28 29 30 31 37 39 46 47 48 49]<br>[41 42] | 0.7665 | 0.9479 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 9 | [43]<br>[36 32 33]<br>[10 1 3 4 7 11]<br>[45]<br>[40]<br>[41 42]<br>[25 2 5 6 8 9 12 13 14 15 16 17 19 20 21 22 23 24 26 27 34 35]<br>[44 50]<br>[38 18 28 29 30 31 37 39 46 47 48 49] | 0.8086 | 0.9630 |
| 10 | [43]<br>[36 32 33]<br>[10 1 3 4 7 11]<br>[45]<br>[40]<br>[41 42]<br>[25 2 5 6 8 9 12 13 14 15 16 17 19 20 21 22 23 24 26 27 34 35]<br>[44 50]<br>[38 37 39 49]<br>[29 18 28 30 31 46 47 48] | 0.8397 | 0.8531 |

Rapport-Gratuit.com

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 11 | [43]<br>[36 32]<br>[10 1 3 4 7 11]<br>[45]<br>[40]<br>[25 9 15]<br>[21 2 5 6 8 12 13 14 16 17 19 20 22 23 24 26 27 33 34 35]<br>[41 42]<br>[44 50]<br>[38 37 39 47 49]<br>[29 18 28 30 31 46 48] | 0.9843 | 0.9207 |
| 12 | [43]<br>[36 32]<br>[10 1 3 4 7 11]<br>[45]<br>[18 29 30 31 48]<br>[25 9 15]<br>[40]<br>[21 2 5 6 8 12 13 14 16 17 19 20 22 23 24 26 27 33 34 35]<br>[41 42]<br>[44 50]<br>[38 37 39 47 49]<br>[46 28] | 1.0690 | 0.9422 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 13 | [43]<br>[36 32 33]<br>[10 1 3 4 7]<br>[45]<br>[11 41]<br>[18 29 30 31 34 48]<br>[25 9 15]<br>[40]<br>[21 2 5 6 8 12 13 14 16 17 19 20 22 23 24 26 27 35]<br>[44 50]<br>[49 37 38 39 47]<br>[42]<br>[46 28] | 1.1346 | 0.9940 |
| 14 | [43]<br>[36 32]<br>[10 1 3 4 7]<br>[45]<br>[11 41]<br>[6 9 12 14 16 17 19 21 22 27]<br>[18 29 30 31 48]<br>[25 15]<br>[13 2 5 8 20 23 24 26 33 34 35]<br>[44 50]<br>[40]<br>[42]<br>[38 37 39 47 49 ]<br>[46 28 ] | 1.1415 | 0.9969 |

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 15 | [43]<br>[36 32]<br>[10 1 3 4 7]<br>[6 12 14 16 17 19 21 22 27]<br>[9]<br>[25 15]<br>[11 41]<br>[18 29 30 31 48]<br>[45]<br>[13 2 5 8 20 23 24 26 33 34 35]<br>[44 50]<br>[40]<br>[42 ]<br>[38 37 39 47 49 ]<br>[46 28] | 1.1450 | 0.9821 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 16 | [43]<br>[6 14 16 19 21 22]<br>[36]<br>[10 1 3 4 7]<br>[18 29 30 31 48]<br>[45]<br>[11 41]<br>[9]<br>[25 15]<br>[49 39 47]<br>[40]<br>[13 2 5 8 12 17 20 23 24 26 27 33 34 35]<br>[44 50]<br>[37 32 38]<br>[42]<br>[46 28] | 1.1659 | 0.9901 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 17 | [43]<br>[6 14 16 19]<br>[36]<br>[10 1 3 4 7]<br>[18 29 30 31 48]<br>[45]<br>[11 41]<br>[9]<br>[25 15]<br>[49 39 47]<br>[21 8 12 17 22 27]<br>[13 2 5 20 23 24 26 33 34 35]<br>[37 32 38]<br>[42 ]<br>[40]<br>[44 50]<br>[46 28] | 1.1776 | 0.9468 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 18 | [43]<br>[50]<br>[6 14 16 19]<br>[36]<br>[10 1 3 4 7]<br>[18 29 30 31 48]<br>[40]<br>[11 41]<br>[9]<br>[25 15]<br>[49 39 47]<br>[21 8 12 17 22 27]<br>[13 2 5 20 23 24 26 33 34 35]<br>[37 32 38]<br>[45]<br>[42]<br>[44]<br>[46 28] | 1.2438 | 0.9864 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 19 | [43]<br>[50]<br>[22]<br>[6 14 16 19]<br>[36]<br>[10 1 3 4 7]<br>[18 29 30 31 48]<br>[21 12 17 27]<br>[40]<br>[13 2 5 8 20 23 24 26 33 34 35]<br>[25 15]<br>[9]<br>[11 41]<br>[37 32 38]<br>[49 39 47]<br>[45]<br>[42]<br>[44]<br>[46 28] | 1.2609 | 0.9874 |

| **Nombre de zones** | **Groupes cohérents** | **Fréquences $f_i$ des $\lambda_i$** | $f_i/f_{i+1}$ |
|---|---|---|---|
| 20 | [43]<br>[50]<br>[22]<br>[15 20]<br>[6 14 16 19]<br>[36]<br>[10 1 3 4 7]<br>[18 29 30 31 48]<br>[21 8 12 17 27]<br>[13 2 5 23 24 26 33 34 35]<br>[25]<br>[9 ]<br>[11 41]<br>[37 32 38 ]<br>[45]<br>[44]<br>[40]<br>[49 39 47 ]<br>[42]<br>[46 28] | 1.2770 | 0.9948 |

**ANNEXE III**

**DONNÉES RÉSEAU 10 MACHINES 39 BARRES : NEW ENGLAND**

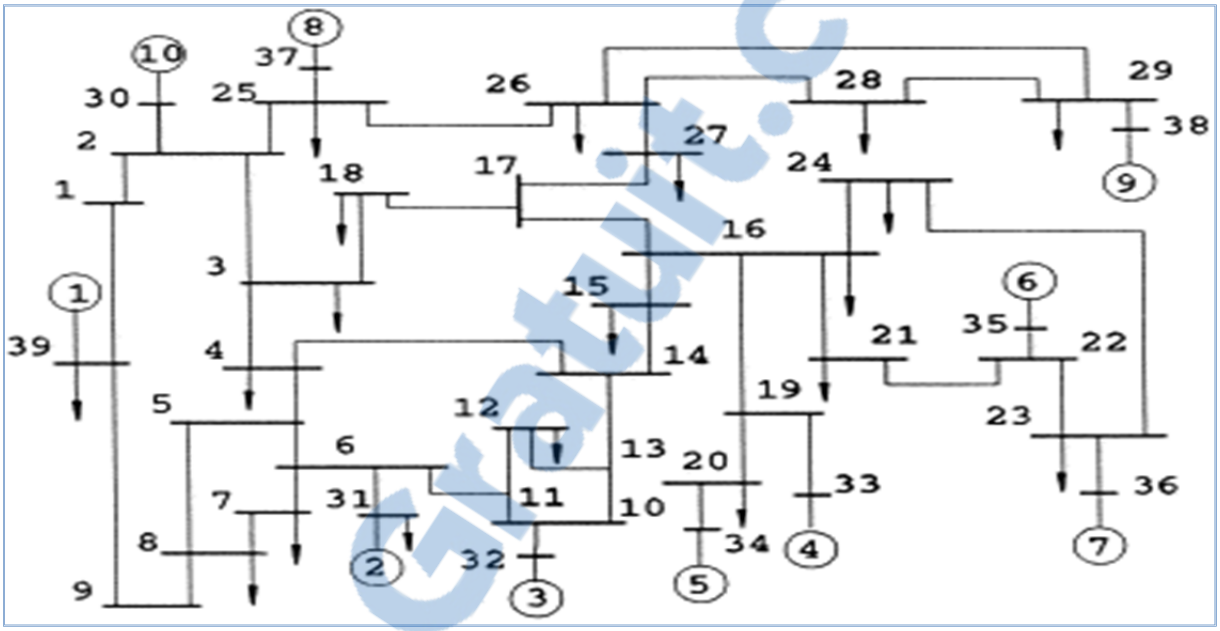


Figure-A III-1 Schèma unifilaire du réseau test 10 machines 39 barres, New England
Adaptée de Pai (2010 p.224)

Tableau-A III-1 Données initiales des barres du réseau 10 machines 39 barres

| **Barre** | **Type** | **Pd** | **Qd** | **Gs** | **Bs** | **Vm** | **Va** | **baseKv** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | MVAR | MW | MVAR | pu | Deg | Kv |
| 1 | 1 | 97.6 | 44.2 | 0 | 0 | 1.0393836 | -13.536602 | 345 |
| 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0484941 | -9.7852666 | 345 |
| 3 | 1 | 322 | 2.4 | 0 | 0 | 1.0307077 | -12.276384 | 345 |
| 4 | 1 | 500 | 184 | 0 | 0 | 1.00446 | -12.626734 | 345 |
| 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0060063 | -11.192339 | 345 |
| 6 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0082256 | -10.40833 | 345 |
| 7 | 1 | 233.8 | 84 | 0 | 0 | 0.99839728 | -12.755626 | 345 |
| 8 | 1 | 522 | 176.6 | 0 | 0 | 0.99787232 | -13.335844 | 345 |

Rapport-Gratuit.com

| Barre | Type | Pd | Qd | Gs | Bs | Vm | Va | baseKv |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 9 | 1 | 6.5 | -66.6 | 0 | 0 | 1.038332 | -14.178442 | 345 |
| 10 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0178431 | -8.170875 | 345 |
| 11 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0133858 | -8.9369663 | 345 |
| 12 | 1 | 8.53 | 88 | 0 | 0 | 1.000815 | -8.9988236 | 345 |
| 13 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.014923 | -8.9299272 | 345 |
| 14 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.012319 | -10.715295 | 345 |
| 15 | 1 | 320 | 153 | 0 | 0 | 1.0161854 | -11.345399 | 345 |
| 16 | 1 | 329 | 32.3 | 0 | 0 | 1.0325203 | -10.033348 | 345 |
| 17 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0342365 | -11.116436 | 345 |
| 18 | 1 | 158 | 30 | 0 | 0 | 1.0315726 | -11.986168 | 345 |
| 19 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0501068 | -5.4100729 | 345 |
| 20 | 1 | 680 | 103 | 0 | 0 | 0.99101054 | -6.8211783 | 345 |
| 21 | 1 | 274 | 115 | 0 | 0 | 1.0323192 | -7.6287461 | 345 |
| 22 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0501427 | -3.1831199 | 345 |
| 23 | 1 | 247.5 | 84.6 | 0 | 0 | 1.0451451 | -3.3812763 | 345 |
| 24 | 1 | 308.6 | -92.2 | 0 | 0 | 1.038001 | -9.9137585 | 345 |
| 25 | 1 | 224 | 47.2 | 0 | 0 | 1.0576827 | -8.3692354 | 345 |
| 26 | 1 | 139 | 17 | 0 | 0 | 1.0525613 | -9.4387696 | 345 |
| 27 | 1 | 281 | 75.5 | 0 | 0 | 1.0383449 | -11.362152 | 345 |
| 28 | 1 | 206 | 27.6 | 0 | 0 | 1.0503737 | -5.9283592 | 345 |
| 29 | 1 | 283.5 | 26.9 | 0 | 0 | 1.0501149 | -3.1698741 | 345 |
| 30 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0499 | -7.3704746 | 345 |
| 31 | 3 | 9.2 | 4.6 | 0 | 0 | 0.982 | 0 | 345 |
| 32 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.9841 | -0.1884374 | 345 |
| 33 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.9972 | -0.19317445 | 345 |
| 34 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0123 | -1.631119 | 345 |
| 35 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0494 | 1.7765069 | 345 |

| Barre | Type | Pd | Qd | Gs | Bs | Vm | Va | baseKv |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 36 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0636 | 4.4684374 | 345 |
| 37 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0275 | -1.5828988 | 345 |
| 38 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.0265 | 3.8928177 | 345 |
| 39 | 2 | 1104 | 250 | 0 | 0 | 1.03 | -14.535256 | 345 |

Tableau-A III-2 Données initiales des barres de génération du réseau 10 machines 39 barres

| Barre | PG | QG | Qmax | Qmin | Vg | Mbase | Pmax | Pmin |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | MVAR | MVAR | MVAR | pu | MKVA | MW | MW |
| 30 | 250 | 161.762 | 400 | 140 | 1.0499 | 100 | 1040 | 0 |
| 31 | 677.871 | 221.574 | 300 | -100 | 0.982 | 100 | 646 | 0 |
| 32 | 650 | 206.965 | 300 | 150 | 0.9841 | 100 | 725 | 0 |
| 33 | 632 | 108.293 | 250 | 0 | 0.9972 | 100 | 652 | 0 |
| 34 | 508 | 166.688 | 167 | 0 | 1.0123 | 100 | 508 | 0 |
| 35 | 650 | 210.661 | 300 | -100 | 1.0494 | 100 | 687 | 0 |
| 36 | 560 | 100.165 | 240 | 0 | 1.0636 | 100 | 580 | 0 |
| 37 | 540 | -1.36945 | 250 | 0 | 1.0275 | 100 | 564 | 0 |
| 38 | 830 | 21.7327 | 300 | -150 | 1.0265 | 100 | 865 | 0 |
| 39 | 1000 | 78.4674 | 300 | -100 | 1.03 | 100 | 1100 | 0 |

Tableau-A III-3 Données initiales des branches du réseau 10 machines 39 barres

| De la barre i | Vers la barre j | R (pu) | X (pu) | B (pu) | Transformateur | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Rapport | Angle |
| 1 | 2 | 0.0035 | 0.0411 | 0.6987 | 0 | 0 |
| 1 | 39 | 0.001 | 0.025 | 0.75 | 0 | 0 |
| 2 | 3 | 0.0013 | 0.0151 | 0.2572 | 0 | 0 |

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

| De la barre i | Vers la barre j | R (pu) | X (pu) | B (pu) | Transformateur | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Rapport | Angle |
| | | | | | | |
| 2 | 25 | 0.007 | 0.0086 | 0.146 | 0 | 0 |
| 2 | 30 | 0 | 0.0181 | 0 | 1.025 | 0 |
| 3 | 4 | 0.0013 | 0.0213 | 0.2214 | 0 | 0 |
| 3 | 18 | 0.0011 | 0.0133 | 0.2138 | 0 | 0 |
| 4 | 5 | 0.0008 | 0.0128 | 0.1342 | 0 | 0 |
| 4 | 14 | 0.0008 | 0.0129 | 0.1382 | 0 | 0 |
| 5 | 6 | 0.0002 | 0.0026 | 0.0434 | 0 | 0 |
| 5 | 8 | 0.0008 | 0.0112 | 0.1476 | 0 | 0 |
| 6 | 7 | 0.0006 | 0.0092 | 0.113 | 0 | 0 |
| 6 | 11 | 0.0007 | 0.0082 | 0.1389 | 0 | 0 |
| 6 | 31 | 0 | 0.025 | 0 | 1.07 | 0 |
| 7 | 8 | 0.0004 | 0.0046 | 0.078 | 0 | 0 |
| 8 | 9 | 0.0023 | 0.0363 | 0.3804 | 0 | 0 |
| 9 | 39 | 0.001 | 0.025 | 1.2 | 0 | 0 |
| 10 | 11 | 0.0004 | 0.0043 | 0.0729 | 0 | 0 |
| 10 | 13 | 0.0004 | 0.0043 | 0.0729 | 0 | 0 |
| 10 | 32 | 0 | 0.02 | 0 | 1.07 | 0 |
| 12 | 11 | 0.0016 | 0.0435 | 0 | 1.006 | 0 |
| 12 | 13 | 0.0016 | 0.0435 | 0 | 1.006 | 0 |
| 13 | 14 | 0.0009 | 0.0101 | 0.1723 | 0 | 0 |
| 14 | 15 | 0.0018 | 0.0217 | 0.366 | 0 | 0 |
| 15 | 16 | 0.0009 | 0.0094 | 0.171 | 0 | 0 |
| 16 | 17 | 0.0007 | 0.0089 | 0.1342 | 0 | 0 |
| 16 | 19 | 0.0016 | 0.0195 | 0.304 | 0 | 0 |
| 16 | 21 | 0.0008 | 0.0135 | 0.2548 | 0 | 0 |
| 16 | 24 | 0.0003 | 0.0059 | 0.068 | 0 | 0 |

| De la barre i | Vers la barre j | R (pu) | X (pu) | B (pu) | Transformateur | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Rapport | Angle |
| | | | | | | |
| 17 | 18 | 0.0007 | 0.0082 | 0.1319 | 0 | 0 |
| 17 | 27 | 0.0013 | 0.0173 | 0.3216 | 0 | 0 |
| 19 | 20 | 0.0007 | 0.0138 | 0 | 1.06 | 0 |
| 19 | 33 | 0.0007 | 0.0142 | 0 | 1.07 | 0 |
| 20 | 34 | 0.0009 | 0.018 | 0 | 1.009 | 0 |
| 21 | 22 | 0.0008 | 0.014 | 0.2565 | 0 | 0 |
| 22 | 23 | 0.0006 | 0.0096 | 0.1846 | 0 | 0 |
| 22 | 35 | 0 | 0.0143 | 0 | 1.025 | 0 |
| 23 | 24 | 0.0022 | 0.035 | 0.361 | 0 | 0 |
| 23 | 36 | 0.0005 | 0.0272 | 0 | 1 | 0 |
| 25 | 26 | 0.0032 | 0.0323 | 0.531 | 0 | 0 |
| 25 | 37 | 0.0006 | 0.0232 | 0 | 1.025 | 0 |
| 26 | 27 | 0.0014 | 0.0147 | 0.2396 | 0 | 0 |
| 26 | 28 | 0.0043 | 0.0474 | 0.7802 | 0 | 0 |
| 26 | 29 | 0.0057 | 0.0625 | 1.029 | 0 | 0 |
| 28 | 29 | 0.0014 | 0.0151 | 0.249 | 0 | 0 |
| 29 | 38 | 0.0008 | 0.0156 | 0 | 1.025 | 0 |

## ANNEXE IV

## DONNÉES DU RÉSEAU 50 MACHINES 145 BARRES

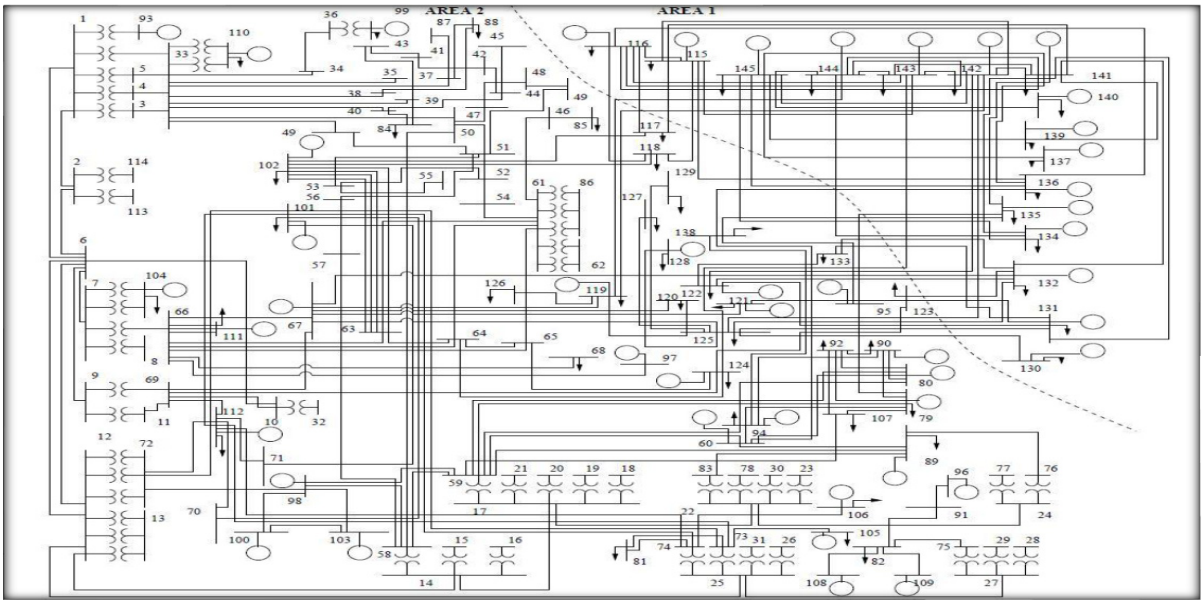


Figure-A IV-1 Schèma unfilaire du réseau IEEE 50 machines 145 barre
Tirée de Canizares et al.(2004, p.1)

Tableau-A IV-1 Données initiales des barres du réseau 50 machines 145 barres

| BUS | TYPE | PD | QD | GS | BS | VM | VA | BASE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | MVAR | MW | MVAR | [pu] | [degrés] | [kV] |
| 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0810 | -4,3218 | 500 |
| 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0809 | -4,3884 | 500 |
| 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,1015 | -4,0245 | 25,7 |
| 4 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,1015 | -4,0245 | 25,7 |
| 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,1018 | -4,0243 | 25,7 |
| 6 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0433 | -7,8370 | 500 |
| 7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0763 | 3,2098 | 500 |
| 8 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1137 | 1,1484 | 100 |
| 9 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0396 | -8,0520 | 500 |
| 10 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0396 | -8,0528 | 500 |
| 11 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0937 | -10,6575 | 100 |
| 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0389 | -8,7697 | 500 |
| 13 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0982 | -11,4304 | 100 |
| 14 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0385 | -9,1776 | 500 |
| 15 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,0683 | -9,8115 | 100 |

| BUS | TYPE | PD | QD | GS | BS | VM | VA | BASE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | MVAR | MW | MVAR | [pu] | [degrés] | [kV] |
| 16 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,0686 | -9,8649 | 100 |
| 17 | 1 | 0 | 0 | 0 | -250 | 1,0012 | -9,4412 | 500 |
| 18 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,0746 | -10,8806 | 100 |
| 19 | 1 | 0 | 0 | 0 | -58 | 1,0708 | -10,9605 | 100 |
| 20 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1131 | -10,9593 | 100 |
| 21 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1086 | -11,2423 | 100 |
| 22 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0311 | -3,8844 | 500 |
| 23 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0979 | -5,5097 | 100 |
| 24 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0272 | 2,3045 | 500 |
| 25 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0380 | -9,8711 | 500 |
| 26 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0894 | -11,3748 | 100 |
| 27 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0389 | -13,0740 | 500 |
| 28 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,0762 | -15,2793 | 100 |
| 29 | 1 | 0 | 0 | 0 | -126 | 1,0746 | -15,4422 | 100 |
| 30 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0731 | -5,3502 | 100 |
| 31 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0905 | -11,8142 | 100 |
| 32 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0937 | -10,6651 | 100 |
| 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1392 | -4,0619 | 220 |
| 34 | 1 | 45,05 | 46,56 | 0 | 0 | 1,1387 | -4,0026 | 220 |
| 35 | 1 | 49,19 | 27,53 | 0 | 0 | 1,1390 | -4,0807 | 220 |
| 36 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1385 | -3,8153 | 220 |
| 37 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1235 | -6,2327 | 220 |
| 38 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1306 | -5,2931 | 220 |
| 39 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1270 | -7,9164 | 220 |
| 40 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1269 | -7,9206 | 220 |
| 41 | 1 | 0 | 0 | 54 | -10 | 1,1188 | -10,4321 | 100 |
| 42 | 1 | 0 | 0 | 54,8 | -10 | 1,1188 | -10,4463 | 100 |
| 43 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1189 | -10,4042 | 220 |
| 44 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1189 | -10,4182 | 220 |
| 45 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1173 | -11,4150 | 220 |
| 46 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1173 | -11,4099 | 220 |
| 47 | 1 | 0 | 0 | 15,2 | 5,37 | 1,1275 | -6,7258 | 100 |
| 48 | 1 | 0 | 0 | 13,8 | 5,2 | 1,1278 | -6,7064 | 100 |
| 49 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1279 | -6,6969 | 220 |
| 50 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,1276 | -6,7158 | 220 |
| 51 | 1 | 58,45 | 28,44 | 0 | 0 | 1,1124 | -10,1596 | 220 |
| 52 | 1 | 0 | 0 | 23 | -9,7 | 1,1118 | -11,1325 | 100 |
| 53 | 1 | 0 | 0 | 23,2 | -9,7 | 1,1118 | -11,1340 | 100 |

| BUS | TYPE | PD | QD | GS | BS | VM | VA | BASE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | MVAR | MW | MVAR | [pu] | [degrés] | [kV] |
| 54 | 1 | 0 | 0 | 18,8 | -9,3 | 1,1131 | -11,7859 | 100 |
| 55 | 1 | 0 | 0 | 18,7 | -9,2 | 1,1131 | -11,7859 | 100 |
| 56 | 1 | 0 | 0 | 18,6 | -7,5 | 1,1072 | -9,9429 | 100 |
| 57 | 1 | 0 | 0 | 18,8 | -7 | 1,1072 | -9,9444 | 100 |
| 58 | 1 | 76,3 | -10,8 | 121 | 140 | 1,1067 | -9,7641 | 100 |
| 59 | 1 | 0 | 0 | 508 | 8,63 | 1,1165 | -10,8434 | 100 |
| 60 | 2 | 0 | 0 | 201 | 165 | 1,1370 | -6,3675 | 100 |
| 61 | 1 | 0 | 0 | 0 | 149 | 1,1144 | -11,8910 | 220 |
| 62 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0566 | -14,4689 | 100 |
| 63 | 1 | 0 | 0 | 823 | 525 | 1,1109 | -13,9800 | 100 |
| 64 | 1 | 0 | 0 | 123 | -26 | 1,0980 | -9,2879 | 100 |
| 65 | 1 | 0 | 0 | 124 | -26 | 1,0980 | -9,2897 | 100 |
| 66 | 1 | 102,2 | 26,7 | 216 | 1897 | 1,1129 | 1,3177 | 100 |
| 67 | 2 | 0 | 0 | 1821 | 1280 | 1,0900 | -5,6577 | 100 |
| 68 | 1 | 0 | -7,41 | 56,3 | -25 | 1,2086 | -30,9857 | 100 |
| 69 | 1 | 0 | 0 | 971 | -144 | 1,0968 | -10,4170 | 100 |
| 70 | 1 | 0 | 56,63 | 103 | -86 | 0,9998 | -14,1671 | 100 |
| 71 | 1 | 0 | -21,2 | 106 | -122 | 1,0275 | -14,2607 | 100 |
| 72 | 1 | 0 | 0 | 1019 | 24,6 | 1,1007 | -11,1946 | 100 |
| 73 | 1 | 0 | 0 | 1222 | 841 | 1,0975 | -11,0600 | 100 |
| 74 | 1 | 81,9 | 43,7 | 857 | 574 | 1,0973 | -11,4612 | 100 |
| 75 | 1 | 0 | 0 | 387 | 199 | 1,1179 | -15,1878 | 100 |
| 76 | 1 | 0 | 0 | -667 | -185 | 1,0209 | 5,5359 | 100 |
| 77 | 1 | 0 | 0 | 0 | -125 | 0,9880 | 6,7210 | 100 |
| 78 | 1 | 89 | 26,8 | 0 | 0 | 1,0740 | -5,1889 | 100 |
| 79 | 2 | 9,1 | 3 | 238 | 27,1 | 1,0520 | -9,5109 | 100 |
| 80 | 2 | 17,1 | 5 | -0,08 | 29,9 | 1,0690 | -8,2107 | 100 |
| 81 | 1 | 82,2 | -93,1 | 70 | -47 | 1,1304 | -25,8651 | 100 |
| 82 | 2 | 2,1 | 1,1 | 111 | -28 | 0,9750 | -18,6637 | 100 |
| 83 | 1 | 0 | 0 | 105 | -0,42 | 1,0985 | -5,3812 | 100 |
| 84 | 1 | 24,3 | 8,2 | 0 | 0 | 1,1156 | -9,4395 | 100 |
| 85 | 1 | 27,4 | 0,3 | 0 | 0 | 1,1165 | -13,0462 | 100 |
| 86 | 1 | 0 | 0 | 292 | -22 | 1,0567 | -14,0098 | 100 |
| 87 | 1 | 0 | 0 | 37,7 | -47 | 1,0652 | -7,1718 | 100 |
| 88 | 1 | 69 | 20,9 | 0 | 0 | 1,1094 | -8,3453 | 100 |
| 89 | 2 | 0,6 | 0,2 | 678 | 71,1 | 1,0660 | 3,6835 | 100 |
| 90 | 2 | 4,6 | 1,5 | 29,5 | -19 | 0,9500 | -7,3545 | 100 |
| 91 | 2 | 0 | 0 | 19,3 | -27 | 1,0000 | -9,2768 | 100 |

| BUS | TYPE | PD | QD | GS | BS | VM | VA | BASE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | MVAR | MW | MVAR | [pu] | [degrés] | [kV] |
| 92 | 1 | 0 | 31,02 | 43,4 | -43 | 0,9561 | -12,7522 | 100 |
| 93 | 2 | 100,4 | 73,2 | 0 | 0 | 1,0000 | -1,9186 | 18,5 |
| 94 | 2 | 15,4 | 7,6 | 140 | -141 | 1,0200 | -0,7424 | 100 |
| 95 | 2 | 6,7 | 2,2 | 27,2 | -58 | 0,9200 | 18,8815 | 100 |
| 96 | 2 | 0 | 0 | 47,8 | -45 | 1,0000 | -8,9772 | 100 |
| 97 | 2 | 0 | 0 | 129 | -177 | 0,9670 | -4,3448 | 100 |
| 98 | 2 | 0 | 0 | 82,1 | -121 | 0,9700 | 5,1860 | 100 |
| 99 | 2 | 10,46 | 5,23 | 0 | 0 | 1,0000 | 1,0972 | 18 |
| 100 | 2 | 0 | 0 | 59,1 | -101 | 1,0140 | 0,7022 | 100 |
| 101 | 2 | 17,8 | 4,5 | 64,7 | -238 | 1,0390 | -6,0900 | 100 |
| 102 | 2 | 37,6 | 9,2 | 458 | -619 | 1,0190 | -4,7643 | 100 |
| 103 | 2 | 0 | 0 | 62,4 | -45 | 1,0000 | 1,5133 | 100 |
| 104 | 1 | 30,2 | 7,6 | 0 | 0 | 1,0059 | 13,6759 | 100 |
| 105 | 2 | 96 | 167,4 | 24,2 | -999 | 1,0070 | -2,7954 | 100 |
| 106 | 2 | 64 | 16 | 36,9 | -719 | 1,0050 | -2,7501 | 100 |
| 107 | 1 | -17,5 | -12,8 | 28,8 | -22 | 1,0211 | -13,5747 | 100 |
| 108 | 2 | 0 | 0 | 520 | -244 | 1,0140 | -14,0311 | 100 |
| 109 | 2 | 0 | 0 | 84,5 | -47 | 0,9150 | -18,4555 | 100 |
| 110 | 2 | 100,4 | 73,2 | 0 | 0 | 1,0000 | -1,3076 | 18,5 |
| 111 | 2 | 60,4 | 1166 | 23,3 | -999 | 1,0000 | 7,9709 | 100 |
| 112 | 2 | 18,6 | 4,6 | 64,3 | -236 | 1,0370 | -6,2645 | 100 |
| 113 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,9780 | -4,3884 | 24 |
| 114 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,9780 | -4,3884 | 24 |
| 115 | 2 | 683,5 | 184,7 | 2856 | 9,41 | 1,0490 | -15,6107 | 100 |
| 116 | 2 | 792,6 | 315,5 | 1930 | -195 | 1,0430 | -16,8620 | 100 |
| 117 | 2 | 485,3 | 71,4 | 2410 | -54 | 1,0300 | -15,3238 | 100 |
| 118 | 2 | 651,9 | 328,4 | 4788 | -979 | 1,0100 | -17,7933 | 100 |
| 119 | 2 | 2094 | 3774 | 9999 | -999 | 1,0130 | -59,4121 | 100 |
| 120 | 1 | -408 | 175,1 | 2026 | 855 | 1,0331 | -51,6050 | 100 |
| 121 | 2 | 237,7 | -17,3 | 306 | 1055 | 1,0460 | -20,1964 | 100 |
| 122 | 2 | 29,2 | 7 | 397 | -61 | 1,0000 | -2,7894 | 100 |
| 123 | 1 | -84 | -19 | 118 | 1,4 | 1,0171 | -33,1226 | 100 |
| 124 | 2 | 94,1 | 780,3 | 766 | -999 | 1,0000 | -1,8858 | 100 |
| 125 | 1 | -712 | -319 | 2831 | -71 | 1,0084 | -32,5945 | 100 |
| 126 | 1 | -333 | -160 | 1604 | 347 | 1,0524 | -73,9001 | 100 |
| 127 | 1 | -546 | -72 | 305 | -51 | 1,0070 | -36,3996 | 100 |
| 128 | 2 | 4075 | 703,5 | 5252 | -472 | 1,0250 | -39,7059 | 100 |
| 129 | 1 | -482 | -122 | 3855 | 387 | 0,9802 | -73,0735 | 100 |

| BUS | TYPE | PD | QD | GS | BS | VM | VA | BASE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | MVAR | MW | MVAR | [pu] | [degrés] | [kV] |
| 130 | 2 | 4328 | 944,3 | 3830 | -91 | 1,0570 | -51,8653 | 100 |
| 131 | 2 | 21840 | 4320 | 5145 | -780 | 1,0420 | -24,3168 | 100 |
| 132 | 2 | 491,9 | 110,2 | 1239 | -226 | 1,0420 | -7,2416 | 100 |
| 133 | 1 | -83 | -36,3 | 103 | -5,9 | 1,0922 | -11,5989 | 100 |
| 134 | 2 | 22309 | 7402 | -141 | -78 | 1,0440 | -10,8208 | 100 |
| 135 | 2 | 4298 | 1264 | -999 | 835 | 1,1070 | 29,0445 | 100 |
| 136 | 2 | 52951 | 13552 | -999 | 375 | 1,0830 | 4,3877 | 100 |
| 137 | 2 | 12946 | 2608 | 499 | -219 | 1,0640 | -72,7313 | 100 |
| 138 | 1 | -363 | -188 | 433 | -81 | 1,1138 | 12,0110 | 100 |
| 139 | 2 | 57718 | 13936 | 1609 | -999 | 1,0400 | -10,5569 | 100 |
| 140 | 2 | 24775 | 6676 | -289 | -77 | 1,0500 | -26,1638 | 100 |
| 141 | 2 | 32799 | 11361 | 5212 | -999 | 1,0530 | -9,1203 | 100 |
| 142 | 2 | 17737 | 3934 | 4323 | 2210 | 1,1550 | -10,7319 | 100 |
| 143 | 2 | 4672 | 1709 | 586 | -999 | 1,0310 | -13,6640 | 100 |
| 144 | 2 | 9602 | 2203 | -436 | -999 | 0,9970 | -8,5772 | 100 |
| 145 | 3 | 9173 | 1555 | -999 | 457 | 1,0520 | 5,0200 | 100 |

Tableau-A VI-2 Données initiales des branches du réseau 50 machines 145 barres

| BARRE | | R | X | B | TRANSFORMATEUR | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| F_BUS | t_BUS | [pu] | [pu] | [pu] | TAP | SHIFT |
| 1 | 2 | 3,00E-05 | 0,0008 | 0,0632 | 0 | 0 |
| 1 | 2 | 3,00E-05 | 0,0008 | 0,0632 | 0 | 0 |
| 1 | 3 | -0,009 | -0,1718 | 0 | 0,935 | 0 |
| 1 | 4 | -0,009 | -0,1718 | 0 | 0,935 | 0 |
| 1 | 5 | -0,0089 | -0,1697 | 0 | 0,935 | 0 |
| 1 | 6 | 0,00194 | 0,0209 | 2,3792 | 0 | 0 |
| 1 | 33 | 0,0001 | 0,006 | 0 | 0,935 | 0 |
| 1 | 93 | 0,0002 | 0,0138 | 0 | 1,1036 | 0 |
| 1 | 93 | 0,0002 | 0,0138 | 0 | 1,1036 | 0 |
| 2 | 6 | 0,00194 | 0,0209 | 2,3792 | 0 | 0 |
| 2 | 113 | 0 | 0,0148 | 0 | 1,1052 | 0 |
| 2 | 114 | 0,00018 | 0,0145 | 0 | 1,1052 | 0 |
| 3 | 33 | 0,0002 | 0,0221 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 33 | 0,0002 | 0,0221 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 33 | 0,0002 | 0,0219 | 0 | 0 | 0 |

Rapport-Gratuit.com

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 7 | 0,00129 | 0,0139 | 1,4652 | 0 | 0 |
| 6 | 9 | 0,00016 | 0,0017 | 0,1752 | 0 | 0 |
| 6 | 10 | 0,00016 | 0,0017 | 0,1752 | 0 | 0 |
| 6 | 12 | 0,0002 | 0,0021 | 0,8776 | 0 | 0 |
| 6 | 12 | 0,0002 | 0,0021 | 0,8776 | 0 | 0 |
| 7 | 8 | -0,0112 | -0,1516 | 0 | 0,9716 | 0 |
| 7 | 66 | 0,00015 | 0,0097 | 0 | 0,9716 | 0 |
| 7 | 104 | 0,00036 | 0,019 | 0 | 1,1052 | 0 |
| 7 | 104 | 0,00041 | 0,0174 | 0 | 1,1052 | 0 |
| 8 | 66 | 0,0002 | 0,0299 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 66 | 0,0002 | 0,0221 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 11 | -0,0217 | -0,3062 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 9 | 69 | 0,0004 | 0,0188 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 10 | 32 | -0,027 | -0,3041 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 10 | 69 | 0,0004 | 0,0187 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 11 | 69 | 0,0002 | 0,0262 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 13 | -0,0223 | -0,3099 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 12 | 13 | -0,0237 | -0,316 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 12 | 13 | -0,0237 | -0,316 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 12 | 14 | 0,00096 | 0,0091 | 0,8556 | 0 | 0 |
| 12 | 14 | 0,00096 | 0,0091 | 0,8556 | 0 | 0 |
| 12 | 25 | 0,00051 | 0,0055 | 0,625 | 0 | 0 |
| 12 | 25 | 0,00051 | 0,0055 | 0,625 | 0 | 0 |
| 12 | 72 | 0,0003 | 0,0189 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 12 | 72 | 0,0003 | 0,019 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 12 | 72 | 0,0003 | 0,019 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 13 | 72 | 0,0002 | 0,026 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 72 | 0,0003 | 0,0262 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 72 | 0,0002 | 0,026 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 15 | -0,0415 | -0,3996 | 0 | 0,9164 | 0 |
| 14 | 16 | -0,01 | -0,1669 | 0 | 0,9164 | 0 |
| 14 | 17 | 0,00339 | 0,0367 | 3,4582 | 0 | 0 |
| 14 | 17 | 0,00352 | 0,0367 | 3,4516 | 0 | 0 |
| 14 | 58 | 0,0002 | 0,0097 | 0 | 0,9164 | 0 |
| 15 | 58 | 0,0002 | 0,0255 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 58 | 0,0002 | 0,022 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 18 | -0,3181 | -1,315 | 0 | 0,8708 | 0 |
| 17 | 19 | 0 | -0,847 | 0 | 0,8634 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 17 | 20 | 0 | -0,8676 | 0 | 0,8634 | 0 |
| 17 | 21 | -0,0095 | -0,1615 | 0 | 0,8708 | 0 |
| 17 | 22 | 0,00228 | 0,0276 | 2,6204 | 0 | 0 |
| 17 | 59 | 0,0001 | 0,0071 | 0 | 0,8708 | 0 |
| 18 | 59 | 0,0002 | 0,0298 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 59 | 0 | 0,0629 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 59 | 0 | 0,0638 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 59 | 0,0002 | 0,0329 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 23 | 0 | -0,3787 | 0 | 0,9322 | 0 |
| 22 | 24 | 0,00173 | 0,0208 | 1,9648 | 0 | 0 |
| 22 | 30 | 0 | -0,3066 | 0 | 0,9532 | 0 |
| 22 | 78 | 0 | 0,0268 | 0 | 0,9532 | 0 |
| 22 | 83 | 0 | 0,0349 | 0 | 0,9322 | 0 |
| 23 | 83 | 0,0004 | 0,0595 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 83 | 0,0003 | 0,0597 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 76 | 0,0002 | 0,0088 | 0 | 0,9898 | 0 |
| 24 | 77 | -0,0023 | -0,0603 | 0 | 0,9898 | 0 |
| 25 | 26 | -0,006 | -0,1375 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 25 | 27 | 0,0023 | 0,0266 | 3,0508 | 0 | 0 |
| 25 | 27 | 0,0023 | 0,0266 | 3,0508 | 0 | 0 |
| 25 | 31 | -0,0082 | -0,1648 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 25 | 73 | 0,0003 | 0,0172 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 25 | 74 | 0,0004 | 0,0179 | 0 | 0,9166 | 0 |
| 26 | 73 | 0,0003 | 0,0267 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 28 | -0,1153 | -0,7453 | 0 | 0,9074 | 0 |
| 27 | 29 | -0,0163 | -0,2618 | 0 | 0,9074 | 0 |
| 27 | 75 | 0,00016 | 0,01 | 0 | 0,9074 | 0 |
| 28 | 75 | 0,0002 | 0,029 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 75 | 0,0002 | 0,0269 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | 78 | 0 | 0,0335 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | 74 | 0,0003 | 0,0279 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | 69 | 0,0002 | 0,0265 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | 34 | 6,00E-05 | 0,0009 | 0,0006 | 0 | 0 |
| 33 | 35 | 6,00E-05 | 0,0009 | 0,0006 | 0 | 0 |
| 33 | 37 | 0,00996 | 0,0707 | 0,1116 | 0 | 0 |
| 33 | 38 | 0,00995 | 0,0693 | 0,111 | 0 | 0 |
| 33 | 39 | 0,0085 | 0,0699 | 0,1006 | 0 | 0 |
| 33 | 40 | 0,00849 | 0,0698 | 0,1004 | 0 | 0 |

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 55 | 61 | 0,00141 | 0,0087 | 0,0138 | 0 | 0 |
| 56 | 57 | -0,009 | 0,3895 | 0 | 0 | 0 |
| 56 | 58 | 0,0019 | 0,012 | 0,0178 | 0 | 0 |
| 57 | 58 | 0,0019 | 0,012 | 0,0178 | 0 | 0 |
| 58 | 59 | 0,6674 | 2,2175 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 72 | 0,0302 | 0,2364 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 87 | 0,0863 | 0,3906 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 98 | 0,0131 | 0,1765 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 100 | 0,1193 | 1,269 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 103 | 0,8416 | 5,5383 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 60 | -0,1803 | 5,9659 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 72 | 0,8613 | 3,0485 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 79 | 0,0099 | 0,2644 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 80 | 0,2876 | 2,3898 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 89 | 0,3421 | 9,0571 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 92 | -0,007 | 0,5678 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 94 | 0,7041 | 5,9885 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 98 | 0,106 | 0,5845 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 100 | 0,0183 | 0,2016 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 103 | 0,0368 | 0,3341 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 107 | 0,0372 | 0,8834 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 135 | -1,831 | 9,7964 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 79 | -0,0375 | 1,1068 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 80 | 0,0655 | 2,6441 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 90 | -0,0201 | 1,5135 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 92 | -0,264 | 3,7139 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 94 | 0,0012 | 0,0775 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 95 | -0,0855 | 0,9926 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 138 | -0,3639 | 1,7936 | 0 | 0 | 0 |
| 61 | 62 | -0,0362 | -0,2608 | 0 | 1,05 | 0 |
| 61 | 62 | -0,0472 | -0,5438 | 0 | 1,05 | 0 |
| 61 | 63 | 0,00812 | 0,0782 | 0,1318 | 0 | 0 |
| 61 | 63 | 0,00812 | 0,0782 | 0,1318 | 0 | 0 |
| 61 | 64 | 0,00242 | 0,0318 | 0,0568 | 0 | 0 |
| 61 | 65 | 0,00242 | 0,0318 | 0,0568 | 0 | 0 |
| 61 | 86 | 0,00132 | 0,032 | 0 | 1,05 | 0 |
| 61 | 86 | 0,0011 | 0,037 | 0 | 1,05 | 0 |
| 61 | 86 | 0,0011 | 0,037 | 0 | 1,05 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 62 | 86 | 0,0036 | 0,0501 | 0 | 0 | 0 |
| 62 | 86 | 0,0013 | 0,0838 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 64 | 0,0147 | 0,2825 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 65 | 0,0147 | 0,2813 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 66 | 0,0056 | 0,09 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 67 | 0,0321 | 0,2785 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 69 | 0,0107 | 0,1571 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 102 | 0,0106 | 0,1583 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 102 | 0,0106 | 0,1576 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 102 | 0,0107 | 0,1604 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 102 | 0,0104 | 0,1542 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 116 | -0,3897 | 6,8588 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 117 | 0,003 | 0,056 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 118 | -0,0125 | 0,2425 | 0 | 0 | 0 |
| 63 | 124 | -0,1265 | 2,022 | 0 | 0 | 0 |
| 64 | 65 | 0,0013 | 0,1674 | 0 | 0 | 0 |
| 64 | 66 | 0,0039 | 0,0684 | 0 | 0 | 0 |
| 64 | 67 | 0,0233 | 0,212 | 0 | 0 | 0 |
| 64 | 69 | 0,0075 | 0,1196 | 0 | 0 | 0 |
| 64 | 97 | -0,4336 | 8,2923 | 0 | 0 | 0 |
| 64 | 124 | -0,1041 | 1,5375 | 0 | 0 | 0 |
| 65 | 66 | 0,0039 | 0,0682 | 0 | 0 | 0 |
| 65 | 67 | 0,0233 | 0,2111 | 0 | 0 | 0 |
| 65 | 69 | 0,0075 | 0,1191 | 0 | 0 | 0 |
| 65 | 97 | -0,4292 | 8,2582 | 0 | 0 | 0 |
| 65 | 124 | -0,1032 | 1,5312 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 67 | 0,0081 | 0,0675 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 68 | -2,473 | 2,472 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 69 | 0,0028 | 0,0381 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 97 | -0,1119 | 2,6432 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 111 | 0 | 0,0264 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 111 | 0,00057 | 0,0266 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 111 | 0 | 0,0273 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 111 | 0,00057 | 0,0264 | 0 | 0 | 0 |
| 66 | 124 | -0,0283 | 0,4902 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 68 | -3,443 | 3,7172 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 69 | 0,0061 | 0,055 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 97 | 0,0063 | 0,1166 | 0 | 0 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 67 | 119 | -0,2213 | 9,3918 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 120 | -0,0034 | 1,7847 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 121 | 0,0082 | 1,17 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 122 | -0,0047 | 0,4473 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 124 | 0,0003 | 0,0065 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 125 | 0,0062 | 0,2519 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 132 | -0,3194 | 4,3566 | 0 | 0 | 0 |
| 68 | 69 | -0,692 | 0,6984 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 70 | 0,0085 | 0,3333 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 71 | 0,0075 | 0,312 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 72 | 0,0013 | 0,01 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 73 | 0,0098 | 0,0747 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 74 | 0,0135 | 0,0741 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 97 | -0,0674 | 1,5849 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 101 | 0,0174 | 0,2188 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 112 | 0,0175 | 0,2201 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 124 | -0,0267 | 0,3986 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 71 | -0,4891 | 2,6613 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 72 | -0,0062 | 0,1216 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 73 | -0,0424 | 0,9125 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 74 | 0,0032 | 0,9138 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 101 | -0,1248 | 1,0409 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 112 | -0,1257 | 1,0471 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 72 | -0,006 | 0,1138 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 73 | -0,0409 | 0,8541 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 74 | 0,0018 | 0,8553 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 101 | -0,1592 | 1,2303 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 112 | -0,1603 | 1,2377 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 73 | 0,0015 | 0,0275 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 74 | 0,0028 | 0,0274 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 98 | 0,0138 | 0,2417 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 100 | 0,1337 | 1,7384 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 101 | 0,0002 | 0,0802 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 103 | 1,0224 | 7,5945 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 112 | 0,0002 | 0,0806 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 74 | -0,0007 | 0,0393 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 75 | 0,0147 | 0,2581 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 81 | -0,0122 | 0,3068 | 0 | 0 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 73 | 82 | 0,0036 | 2,0169 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 91 | 0,0271 | 0,5732 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 96 | 0,0245 | 0,4805 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 101 | 0,0044 | 0,6014 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 105 | 0,0007 | 0,0325 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 105 | 0,0007 | 0,0325 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 105 | 0,0006 | 0,0295 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 108 | -0,0182 | 0,5832 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 109 | 0,0524 | 3,0059 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 112 | 0,0043 | 0,605 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 121 | -0,0268 | 1,7653 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 75 | 0,0215 | 0,3277 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 81 | -0,0333 | 0,4631 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 82 | -0,0098 | 1,9859 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 91 | 0,0413 | 0,7511 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 96 | 0,435 | 7,6901 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 101 | 0,0344 | 0,6005 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 106 | 0,003 | 0,0335 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 106 | 0,0005 | 0,0328 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 108 | -0,0187 | 0,4544 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 109 | 0,1004 | 3,4697 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 112 | 0,0345 | 0,6042 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 121 | -0,0348 | 1,3757 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 82 | 0,0777 | 1,125 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 91 | -0,2255 | 3,1442 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 96 | -0,4516 | 4,631 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 108 | 0,0042 | 0,1049 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 109 | 0,1046 | 1,4465 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 121 | 0,0178 | 0,3172 | 0 | 0 | 0 |
| 76 | 77 | 0,0002 | 0,016 | 0 | 0 | 0 |
| 76 | 89 | 0,0011 | 0,0221 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 80 | 0,044 | 0,0991 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 90 | 0,0506 | 2,471 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 92 | 0,0017 | 0,3032 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 94 | 0,1275 | 1,1195 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 95 | 0,305 | 6,4154 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 107 | 0,0786 | 1,414 | 0 | 0 | 0 |
| 80 | 90 | 0,4658 | 5,8756 | 0 | 0 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 80 | 92 | 0,1192 | 1,5053 | 0 | 0 | 0 |
| 80 | 94 | 0,46 | 2,6475 | 0 | 0 | 0 |
| 82 | 91 | -0,2349 | 2,4188 | 0 | 0 | 0 |
| 82 | 108 | -0,0742 | 0,7278 | 0 | 0 | 0 |
| 82 | 109 | -0,0071 | 0,2634 | 0 | 0 | 0 |
| 82 | 121 | -0,1892 | 2,2054 | 0 | 0 | 0 |
| 83 | 89 | 0,0582 | 0,3855 | 0 | 0 | 0 |
| 89 | 103 | -1,073 | 4,1433 | 0 | 0 | 0 |
| 90 | 92 | -0,138 | 8,2959 | 0 | 0 | 0 |
| 90 | 94 | 0,0689 | 1,0717 | 0 | 0 | 0 |
| 91 | 96 | -0,1224 | 4,2463 | 0 | 0 | 0 |
| 91 | 108 | -0,1078 | 0,6994 | 0 | 0 | 0 |
| 91 | 109 | -0,2699 | 4,2634 | 0 | 0 | 0 |
| 91 | 121 | -0,2924 | 2,121 | 0 | 0 | 0 |
| 92 | 94 | 0,2883 | 3,7717 | 0 | 0 | 0 |
| 92 | 107 | 0,0176 | 3,0227 | 0 | 0 | 0 |
| 94 | 95 | 0,0534 | 0,996 | 0 | 0 | 0 |
| 94 | 138 | -0,1125 | 1,8385 | 0 | 0 | 0 |
| 95 | 138 | -0,0732 | 0,6389 | 0 | 0 | 0 |
| 96 | 108 | -0,8215 | 6,1143 | 0 | 0 | 0 |
| 97 | 124 | -0,3793 | 1,9557 | 0 | 0 | 0 |
| 98 | 100 | -0,0063 | 0,3269 | 0 | 0 | 0 |
| 98 | 103 | 0,0544 | 1,4358 | 0 | 0 | 0 |
| 100 | 103 | -0,0249 | 0,4891 | 0 | 0 | 0 |
| 101 | 112 | -0,0138 | 0,361 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 117 | -0,0003 | 0,019 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 118 | -0,0267 | 0,3222 | 0 | 0 | 0 |
| 108 | 109 | -0,0825 | 1,2713 | 0 | 0 | 0 |
| 108 | 121 | -0,0009 | 0,0431 | 0 | 0 | 0 |
| 109 | 121 | -0,1881 | 3,8499 | 0 | 0 | 0 |
| 115 | 116 | 0,0008 | 0,0291 | 0 | 0 | 0 |
| 115 | 117 | -0,0092 | 0,2222 | 0 | 0 | 0 |
| 115 | 118 | -0,0044 | 0,0677 | 0 | 0 | 0 |
| 115 | 143 | -0,1017 | 0,4924 | 0 | 0 | 0 |
| 116 | 117 | 0,00191 | 0,0288 | 0 | 0 | 0 |
| 116 | 118 | -0,001 | 0,044 | 0 | 0 | 0 |
| 116 | 143 | -0,2187 | 1,2896 | 0 | 0 | 0 |
| 117 | 118 | 0,0008 | 0,0081 | 0 | 0 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 117 | 143 | -0,0834 | 0,6854 | 0 | 0 | 0 |
| 118 | 131 | -0,8925 | 6,2385 | 0 | 0 | 0 |
| 118 | 132 | -0,6967 | 8,143 | 0 | 0 | 0 |
| 118 | 143 | -0,0011 | 0,0231 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 120 | 0,001 | 0,0236 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 121 | -0,011 | 0,2901 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 122 | -0,6013 | 5,8941 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 124 | -0,2618 | 3,394 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 125 | -0,0082 | 0,2595 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 126 | 0,00153 | 0,0179 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 127 | -0,1172 | 1,3932 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 128 | -0,0054 | 0,0516 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 129 | 0,0034 | 0,0642 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 130 | -0,0022 | 0,0163 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 131 | -0,0044 | 0,0242 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 132 | -0,4137 | 2,4027 | 0 | 0 | 0 |
| 119 | 144 | -0,8511 | 3,8358 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 121 | 0,0009 | 0,0779 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 122 | -0,061 | 0,9305 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 123 | -0,0466 | 0,5011 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 124 | -0,0259 | 0,4722 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 125 | -0,0002 | 0,0555 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 127 | 0,002 | 0,1818 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 128 | -0,0029 | 0,0743 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 129 | -0,0229 | 0,4911 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 130 | -0,1674 | 1,0675 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 131 | -0,0687 | 0,4516 | 0 | 0 | 0 |
| 120 | 132 | -0,0255 | 0,4566 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 122 | -0,0108 | 0,483 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 123 | -0,1712 | 1,9482 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 124 | -0,006 | 0,3494 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 125 | 0 | 0,0124 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 127 | -0,0204 | 0,8338 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 128 | -0,0278 | 0,3095 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 129 | -0,4545 | 4,254 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 131 | -0,2183 | 1,5066 | 0 | 0 | 0 |
| 121 | 132 | -0,1308 | 1,3815 | 0 | 0 | 0 |
| 122 | 123 | -0,584 | 4,8609 | 0 | 0 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 122 | 124 | -0,0009 | 0,0552 | 0 | 0 | 0 |
| 122 | 125 | -0,0069 | 0,1583 | 0 | 0 | 0 |
| 122 | 131 | -0,2433 | 1,935 | 0 | 0 | 0 |
| 122 | 132 | -0,0187 | 0,2572 | 0 | 0 | 0 |
| 122 | 133 | -0,098 | 0,9821 | 0 | 0 | 0 |
| 122 | 143 | -0,0312 | 0,4888 | 0 | 0 | 0 |
| 123 | 124 | -0,223 | 1,967 | 0 | 0 | 0 |
| 123 | 125 | -0,0821 | 0,6062 | 0 | 0 | 0 |
| 123 | 131 | -0,1783 | 1,2535 | 0 | 0 | 0 |
| 123 | 132 | -0,1355 | 1,2041 | 0 | 0 | 0 |
| 124 | 125 | -0,0017 | 0,0949 | 0 | 0 | 0 |
| 124 | 128 | -1,153 | 8,2513 | 0 | 0 | 0 |
| 124 | 131 | -0,1062 | 0,8185 | 0 | 0 | 0 |
| 124 | 132 | -0,0094 | 0,1612 | 0 | 0 | 0 |
| 124 | 133 | -0,0342 | 1,1798 | 0 | 0 | 0 |
| 124 | 143 | -0,0078 | 0,7607 | 0 | 0 | 0 |
| 125 | 127 | -0,0791 | 0,9851 | 0 | 0 | 0 |
| 125 | 128 | -0,062 | 0,5991 | 0 | 0 | 0 |
| 125 | 129 | -0,4217 | 3,9702 | 0 | 0 | 0 |
| 125 | 130 | -1,974 | 8,4854 | 0 | 0 | 0 |
| 125 | 131 | -0,1251 | 0,6939 | 0 | 0 | 0 |
| 125 | 132 | -0,0536 | 0,5086 | 0 | 0 | 0 |
| 127 | 128 | -0,0026 | 0,124 | 0 | 0 | 0 |
| 127 | 129 | -0,0392 | 1,1082 | 0 | 0 | 0 |
| 128 | 129 | -0,001 | 0,0207 | 0 | 0 | 0 |
| 128 | 130 | -1,1 | 2,9924 | 0 | 0 | 0 |
| 128 | 131 | -1,559 | 4,0869 | 0 | 0 | 0 |
| 130 | 131 | -0,0027 | 0,0154 | 0 | 0 | 0 |
| 130 | 132 | -0,6509 | 3,031 | 0 | 0 | 0 |
| 130 | 144 | -0,7532 | 3,0664 | 0 | 0 | 0 |
| 131 | 132 | -0,0032 | 0,0411 | 0 | 0 | 0 |
| 131 | 133 | -1,077 | 5,5285 | 0 | 0 | 0 |
| 131 | 143 | -0,0588 | 0,4055 | 0 | 0 | 0 |
| 131 | 144 | -0,0022 | 0,0151 | 0 | 0 | 0 |
| 132 | 133 | -0,0916 | 0,8229 | 0 | 0 | 0 |
| 132 | 143 | -0,0049 | 0,0965 | 0 | 0 | 0 |
| 132 | 144 | -0,1108 | 0,9827 | 0 | 0 | 0 |
| 133 | 143 | -0,36 | 2,6309 | 0 | 0 | 0 |

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 134 | 131 | -0,4042 | 0,9144 | 0 | 0 | 0 |
| 134 | 136 | -0,0698 | 0,6428 | 0 | 0 | 0 |
| 134 | 139 | -0,0353 | 0,166 | 0 | 0 | 0 |
| 134 | 141 | -0,023 | 0,1179 | 0 | 0 | 0 |
| 134 | 142 | -0,0263 | 0,1167 | 0 | 0 | 0 |
| 134 | 144 | -0,0145 | 0,0435 | 0 | 0 | 0 |
| 134 | 145 | -0,0034 | 0,0216 | 0 | 0 | 0 |
| 135 | 95 | -0,3448 | 3,4845 | 0 | 0 | 0 |
| 135 | 136 | -0,0031 | 0,0178 | 0 | 0 | 0 |
| 135 | 138 | -0,0084 | 0,1729 | 0 | 0 | 0 |
| 135 | 141 | -0,129 | 0,6993 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 115 | -0,012 | 0,0855 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 116 | -1,2 | 4,2655 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 117 | -2,969 | 9,0875 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 118 | -0,5749 | 1,6206 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 138 | -0,1581 | 0,5485 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 139 | -0,0059 | 0,0293 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 140 | -2,403 | 9,378 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 141 | -0,0026 | 0,0175 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 142 | -0,0467 | 0,1709 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 143 | -1,762 | 3,4549 | 0 | 0 | 0 |
| 136 | 145 | -0,0049 | 0,0539 | 0 | 0 | 0 |
| 137 | 139 | -0,0183 | 0,0936 | 0 | 0 | 0 |
| 137 | 140 | -2,229 | 8,0228 | 0 | 0 | 0 |
| 137 | 145 | -0,0852 | 0,4071 | 0 | 0 | 0 |
| 139 | 140 | -0,0054 | 0,0239 | 0 | 0 | 0 |
| 139 | 141 | -0,0083 | 0,046 | 0 | 0 | 0 |
| 139 | 142 | -0,3102 | 1,267 | 0 | 0 | 0 |
| 139 | 145 | -0,0009 | 0,008 | 0 | 0 | 0 |
| 140 | 145 | -0,1088 | 0,48 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 115 | -0,0007 | 0,0131 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 116 | -0,1568 | 0,7448 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 117 | -0,3702 | 1,382 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 118 | -0,0414 | 0,1439 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 131 | -0,2331 | 0,8129 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 132 | -1,628 | 7,0936 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 142 | -0,0018 | 0,0105 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 143 | -0,0702 | 0,1778 | 0 | 0 | 0 |

Rapport-Gratuit.com

| BARRE F BUS | BARRE F BUS | R [pu] | X [pu] | B [pu] | TRANSF. TAP | TRANSF. TAP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 141 | 144 | -0,0756 | 0,2441 | 0 | 0 | 0 |
| 141 | 145 | -0,0038 | 0,0358 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 115 | -0,0166 | 0,1563 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 116 | -0,6916 | 2,6302 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 117 | -0,5596 | 2,2284 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 118 | -0,0185 | 0,1037 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 119 | -0,2742 | 1,8611 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 120 | -0,6043 | 7,353 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 122 | -0,2589 | 2,1732 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 124 | -0,1736 | 2,1347 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 125 | -1,09 | 8,616 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 130 | -0,3608 | 1,8618 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 131 | -0,0013 | 0,0157 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 132 | -0,0055 | 0,081 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 133 | -1,636 | 9,1725 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 143 | -0,0038 | 0,0187 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 144 | -0,002 | 0,0229 | 0 | 0 | 0 |
| 142 | 145 | -0,0738 | 0,438 | 0 | 0 | 0 |
| 143 | 144 | -0,4863 | 2,3282 | 0 | 0 | 0 |
| 144 | 145 | -0,3835 | 1,2052 | 0 | 0 | 0 |

Tableau-A IV-3 Données initiales des barres de génération
du réseau 50 machines 145 barres

| BUS | PG | QG | Q_MAX | Q_MIN | VG | P_MAX |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | MVAR | MVAR | MVAR | [pu] | MW |
| 60 | 51 | 32,9175 | 53,4 | -20,4 | 1,137 | 151 |
| 67 | 1486 | 285,1945 | 891,6 | -594 | 1,09 | 1586 |
| 79 | 250,2 | -15,9506 | 150,1 | -100 | 1,052 | 350,2 |
| 80 | 47 | -15,0651 | 28,2 | -18,8 | 1,069 | 147 |
| 82 | 70 | 17,15376 | 42 | -28 | 0,975 | 170 |
| 89 | 673 | 136,392 | 403,8 | -269 | 1,066 | 773 |
| 90 | 22 | -3,86513 | 13,2 | -8,8 | 0,95 | 122 |
| 91 | 64 | -1,53912 | 38,4 | -25,6 | 1 | 164 |
| 93 | 700 | 373,8052 | 766 | -520 | 1 | 800 |
| 94 | 300 | 19,05339 | 288 | -192 | 1,02 | 400 |
| 95 | 131 | 10,12193 | 108,6 | -72,4 | 0,92 | 231 |
| 96 | 60 | 21,10873 | 36 | -24 | 1 | 160 |
| 97 | 140 | 45,62629 | 84 | -56 | 0,967 | 240 |
| 98 | 426 | -32,7252 | 255,6 | -170 | 0,97 | 526 |
| 99 | 200 | -8,34179 | 110 | -110 | 1 | 300 |
| 100 | 170 | 58,71682 | 102 | -68 | 1,014 | 270 |
| 101 | 310,9 | 148,6588 | 186,5 | -124 | 1,039 | 410,9 |
| 102 | 2040 | 488,8964 | 640 | 0 | 1,019 | 2140 |
| 103 | 135 | 4,957747 | 81 | -54 | 1 | 235 |
| 104 | 2000 | 500 | 500 | 0 | 1,045 | 2100 |
| 105 | 1620 | 388,342 | 1008 | 0 | 1,007 | 1720 |
| 106 | 1080 | 209,3592 | 671 | 0 | 1,005 | 1180 |
| 108 | 800 | 77,2844 | 480 | -320 | 1,014 | 900 |
| 109 | 52 | -15,5514 | 31,2 | -20,8 | 0,915 | 152 |
| 110 | 700 | 519,8292 | 766 | 0 | 1 | 800 |
| 111 | 2000 | 563,7179 | 1000 | 0 | 1 | 2100 |
| 112 | 300 | 140,1087 | 160 | 0 | 1,037 | 400 |
| 115 | 2493 | 142,7296 | 1496 | -997 | 1,049 | 2593 |
| 116 | 2713 | 631,8373 | 1628 | -1085 | 1,043 | 2813 |
| 117 | 2627 | 258,5493 | 1576 | -1051 | 1,03 | 2727 |
| 118 | 4220 | 660,3671 | 2532 | -1688 | 1,01 | 4320 |
| 119 | 8954 | 4748,498 | 5373 | -3582 | 1,013 | 9054 |
| 121 | 2997 | -160,211 | 1798 | -1199 | 1,046 | 3097 |

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

| BUS | PG | QG | Q_MAX | Q_MIN | VG | P_MAX |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | MVAR | MVAR | MVAR | [pu] | MW |
| 122 | 1009 | 174,0427 | 605,4 | -404 | 1 | 1109 |
| 124 | 3005 | 569,195 | 1803 | -1202 | 1 | 3105 |
| 128 | 12963 | 2610,824 | 7778 | -5185 | 1,025 | 13063 |
| 130 | 5937 | 1834,959 | 3562 | -2375 | 1,057 | 6037 |
| 131 | 28300 | 7473,059 | 16980 | -9999 | 1,042 | 28400 |
| 132 | 3095 | 633,4208 | 1857 | -1238 | 1,042 | 3195 |
| 134 | 20626 | 7402,147 | 12375 | -8250 | 1,044 | 20726 |
| 135 | 5982 | 1564,841 | 3589 | -2393 | 1,107 | 6082 |
| 136 | 51950 | 14453,5 | 31170 | -9999 | 1,083 | 52050 |
| 137 | 12068 | 3450,757 | 7241 | -4827 | 1,064 | 12168 |
| 139 | 56834 | 15849,66 | 34100 | -9999 | 1,04 | 56934 |
| 140 | 23123 | 6710,473 | 13874 | -9249 | 1,05 | 23223 |
| 141 | 37911 | 11669,51 | 22747 | -9999 | 1,053 | 38011 |
| 142 | 24449 | 5496,141 | 14670 | -9780 | 1,155 | 24549 |
| 143 | 5254 | 2158,623 | 3152 | -2101 | 1,031 | 5354 |
| 144 | 11397 | 2686,847 | 6838 | -4559 | 0,997 | 11497 |
| 145 | 14118,64 | 2987,154 | 9999 | -9999 | 1,052 | 14218,6 |

## ANNEXE V

## PROGRAMME MATLAB

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%                   Simulation ST et SIME avant agrégation         %%%%
%%%%                                                                  %%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% main function
clear all;
close all;
clc;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%         Partie Simulation de la stabilité transitoire            %%%%
%%%%                                                                  %%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[baseMVA, ~,~, ~, ~, ~,mac_con,exc_con, ~, ~,~,tg_con_org,~] =
pai_10machine_detail;
opt = mpoption('ENFORCE_Q_LIMS', 2);
results=runpf('pai_10machine_detail',opt);%for Camillo program part use

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DÉFINITION DES VARIABLES
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

define_constants;%load matpower constants file to make using data simpler
MVAbase=baseMVA;
bus=results.bus;
branch=results.branch;
VM=results.bus(:,VM);
VA=results.bus(:,VA);
gen=results.gen;
PG=results.gen(:,PG)/MVAbase;  %Puissances actives des générateurs
QG=results.gen(:,QG)/MVAbase;  %Puissances réactives des générateurs
PD=results.bus(:,PD)/MVAbase;  %Puissances actives des charges
QD=results.bus(:,QD)/MVAbase;  %Puissances réactives des charges
m=length(PG);

nodref=find(results.bus(:,2)==3);
n=length(VM);
yb=makeYbus(MVAbase,bus,branch);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DÉFINITION DU DÉFAUT
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
tf =1;                                  %Temps de fin de la simulation
ti=0.0;                                 %Temps de début de la simulation
t_fault=0.14;                           %Durée de défaut
clearedline=[29 28]; faultbus=29;       %Localisation du défaut
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
% DONNÉES DYNAMIQUES DES GÉNÉRATEURS
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

 GenD=mac_con;
 ExcD=exc_con;
 h=GenD(:,16);
 M=2*h'/377;

  [ cte xi yi ui Pm] = constants_def_wassil(GenD,ExcD,m,PG,QG,VM,VA);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALCULS PRÉLIMINAIRES
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

[ yred_pf yred_f yred_af ] = ...
yprep_4mac_wassil( yb,GenD, PD, QD,VM,n,m,faultbus,clearedline,branch);

methode=1;
%1 IMPLICITE ----0 EXPLICITE

VDHN=0;
%VDHN = 1 ON  - VDHN = 0 OFF

pas1=0.01;
pas2=0.01;
pas3=0.01;

tf_tu =1;
t_cleared_tu =0.14;

tic
[x y pel t itera] = ...
eqDiffer_4mac_wassil(pas1,pas2,pas3,t_fault,t_cleared_tu,ti,tf_tu,yi,xi,m,c
te,yred_pf,yred_f,yred_af,ui,methode,VDHN,GenD,Pm);
duree1=toc

resultatsgraf_4mac_wassil_normal(x,y,t,m,pel,nodref,GenD,[]);
format short g;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PARTIE SIMULATION SIME
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% machines critiques et non_critiques
cr_mac = [9];  nocr_mac = [1 2 3 4 5 6 7 8 10];Ns=8;

%Calcul du tu et de delta_tu
[tu, delta_tu, delta_last] =
find_tu_det_10_wassil(cr_mac,nocr_mac,t_cleared_tu,M,x,Pm,pel,t);
tu_1_normal=tu
```

```
delta_ut_tu1_normal=delta_tu

%Calcul du CCT
tf_CCT =2;
t_cleared_CCT=0.08;
Ns=8;
[CCT, tu ] =
find_cct_detail_aggreg_wassil(cr_mac,nocr_mac,pas1,pas2,pas3,tf_CCT,t_clear
ed_CCT,M,Pm,Ns,yred_pf,yred_f,yred_af,yi,xi,ui,VDHN,GenD,cte,methode);
t_faut_cct_normal=CCT

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%                    Simulation ST et SIME après agrégation         %%%%
%%%%                                                                   %%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%        PARTIE AGRÉGATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE                    %%%%
%%%%                                                                   %%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%calculation of the parameters of the systems with the equivalent machine
basmva=baseMVA;
[bus_sol_org,line_sol_org, mac_con_org, exc_con_org]=
TO_PST_Column_Order_detail(bus,gen,branch,mac_con,exc_con);% we make this
change to be able to calculate the aggregation with Larbi function

%Groupe des générateurs cohérents
zone1=[2 3 4 5 6 7];
nc1=size(zone1,2);

%Calcul des paramètres dynamiques et de la tension et puissances de la
machine équivalente et son système de commande
[ratio_equ1,ratio_angle_equ1,Pgen_equ_tu1,Qgen_equ_tu1,Vgen_equ_tu1,Vgen_eq
u11,mac_equ_mva1,exc_equ_tu1,ind_c1,ind_c,ind_r] =
add_zone_detail(zone1,nc1,mac_con_org,exc_con_org,tg_con_org,bus_sol_org,ba
smva,0,0,0,0,0);

%Calcul de la matrice admittance réduite du réseau équivalent
[ypf_equ1,yf_equ1,yaf_equ1]=add_Ybus_detail(yred_pf,yred_f,yred_af,ratio_eq
u1,ratio_angle_equ1,zone1,ind_c1,ind_c,ind_r,Vgen_equ11);

%Groupe des générateurs cohérents
zone2=[1 8];
nc2=size(zone2,2);

%Calcul des paramètres dynamiques et de la tension et puissances de la
machine équivalente et son système de commande
[ratio_equ2,ratio_angle_equ2,Pgen_equ_tu,Qgen_equ_tu,Vgen_equ_tu,Vgen_equ22
,mac_equ_mva,exc_equ_tu,ind_c2,ind_c,ind_r] =
```

```
add_zone_detail(zone2,nc2,mac_con_org,exc_con_org,tg_con_org,bus_sol_org,ba
smva,Vgen_equ_tu1,Pgen_equ_tu1,Qgen_equ_tu1,mac_equ_mva1,exc_equ_tu1);

%Calcul de la matrice admittance réduite du réseau équivalent
[ypf_equ,yf_equ,yaf_equ]=add_Ybus_detail(ypf_equ1,yf_equ1,yaf_equ1,ratio_eq
u2,ratio_angle_equ2,zone2,ind_c2,ind_c,ind_r,Vgen_equ22);

k=find(mac_equ_mva(:,1)==1);
nodref=mac_equ_mva(k,2);
nc=nc1+nc2-1;% make mva bases the same as in the begining

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%  Partie Simulation de la stabilité transitoire après agrégation
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

n=n-nc+1;%nouveau nombre de barres après agrégation
m=m-nc+1;%nouveau nombre de machines après agrégation


%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DONNÉES DYNAMIQUES DES GÉNÉRATEURS
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
 GenD=mac_equ_mva;
 ExcD=exc_equ_tu;
 h=GenD(:,16);
 M=2*h'/377;
 [ cte xi yi ui Pm] =
constants_def_aggreg_wassil(GenD,ExcD,m,Pgen_equ_tu,Qgen_equ_tu,Vgen_equ_tu
);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALCULS PRÉLIMINAIRES                                                   %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%


tic
[x y pel t itera] = ...
eqDiffer_4mac_wassil(pas1,pas2,pas3,t_fault,t_cleared_tu,ti,tf_tu,yi,xi,m,c
te,ypf_equ,yf_equ,yaf_equ,ui,methode,VDHN,GenD,Pm);

dif=resultatsgraf_4mac_wassil_aggreg( x,y,t,m,pel,nodref,GenD);



%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%                   PARTIE SIMULATION SIME APRÈS AGRÉGATION
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% machines critiques et non_critiques après agrégation
cr_mac_aggreg = [1];  nocr_mac_aggreg = [2 3 4 ]; % pour groupe 4 5 6 7
```

```
%Calcul du tu et de delta_tu
[tu, delta_tu, delta_last] =
find_tu_det_10_wassil(cr_mac_aggreg,nocr_mac_aggreg,t_cleared_tu,M,x,Pm,pel
,t);%t_pre=t_fault for camillo program
tu_1_aggreg=tu

delta_ut_tu1_aggreg=delta_tu

duree2=toc
reduction_duree=duree1/duree2

%Calcul du CCT
[CCT, tu ] =
find_cct_detail_aggreg_wassil(cr_mac_aggreg,nocr_mac_aggreg,pas1,pas2,pas3,
tf_CCT,t_cleared_CCT,M,Pm,Ns,ypf_equ,yf_equ,yaf_equ,yi,xi,ui,VDHN,GenD,cte,
methode);%delta need to be changed following the clearing time range

t_faut_cct_normal
t_faut_cct_aggreg=CCT

tu_normal=tu_1_normal
tu_aggreg=tu_1_aggreg

erreur_tu=tu_1_aggreg-tu_1_normal
err_delta_tu=delta_ut_tu1_aggreg-delta_ut_tu1_normal

erreur_CCT=t_faut_cct_aggreg-t_faut_cct_normal


%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%  FIN
% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

## BIBLIOGRAPHIE


Alsafih, H. A. and R. Dunn (2010). Determination of coherent clusters in a multi-machine power system based on wide-area signal measurements. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE.

Anaparthi, K. K., B. Chaudhuri, et al. (2005). "Coherency Identification in Power Systems Through Principal Component Analysis." Power Systems, IEEE Transactions on 20(3): p. 1658-1660.

Anderson, P. M. and A.-A. A. Fouad (2003). Power System Control and Stability (Second Edition), 658 p.

Annakkage, U. D., N. K. C. Nair, et al. (2012). "Dynamic System Equivalents: A Survey of Available Techniques." Power Delivery, IEEE Transactions on 27(1): p. 411-420.

Chan, K. W., C. H. Cheung, et al. (2002). Time domain simulation based transient stability assessment and control. Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on.

Chow, J. H. (1982). Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems, Springer-Verlag, 218 p.

Chow, J. H., R. Galarza, et al. (1995). "Inertial and slow coherency aggregation algorithms for power system dynamic model reduction." Power Systems, IEEE Transactions on 10(2): p. 680-685.

Crow, M. (2010). Computational methods for electric power systems, 291 p.

Dahl, O. G. C. (1935). "Stability of the General 2-Machine System." American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the 54(2): p. 185-188.

Glover, J. D. (2008). Power system analysis and design, 583 p.

Grainger, J. (1994). Power system analysis, 787 p.

Huy, N.-D., A. Zerigui, et al. (2011). Power system losses minimization with transient stability constraints. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE.

Hydro_Québec.(2009)."Plan stratégique 2009-2013 : Efficacité énergétique, énergies renouvelables et innovation technologique" 88 p.


Rapport-Gratuit.com

Kim, H., G. Jang, et al. (2004). "Dynamic reduction of the large-scale power systems using relation factor." Power Systems, IEEE Transactions on 19(3): p. 1696-1699.

Kundur, P., J. Paserba, et al. (2004). "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions." Power Systems, IEEE Transactions on 19(3): p.1387-1401.

Machowski, J., J. W. Bialek, et al. (2008). Power System Dynamics - Stability and Control (2nd Edition), Wiley - IEEE Press**:** p. 563-564.

Miah, A. M. (2011). "Study of a coherency-based simple dynamic equivalent for transient stability assessment." Generation, Transmission & Distribution, IET 5(4): p. 405-416.

Ourari, M.-L. (2006). Modélisation des équivalents dynamiques pour les grands réseaux électriques et leur intégration au simulateur numérique hypersim. p. 191

Ourari, M. L., L. A. Dessaint, et al. (2006). "Dynamic equivalent modeling of large power systems using structure preservation technique." Power Systems, IEEE Transactions on 21(3): p. 1284-1295.

Pai, A. (1989). Energy Function Analysis for Power System Stability, Springer, 240 p.

Parton, J. E. (1952). "A note on the equal-area stability criterion." Proceedings of the IEE - Part II: Power Engineering 99(70): p. 409-412.

Pavella, M. (2000). Transient stability of power systems : a unified approach to assessment and control, 237 p.

Podmore, R. (1978). "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-97(4): p. 1344-1354.

Podmore, R. and A. Germond (1977). Development of dynamic equivalents for transient stability studies. Final report**:** Medium: X; Size: Pages: 287 p.

Price, W. W., E. M. Gulachenski, et al. (1978). "Testing of the Modal Dynamic Equivalents Technique." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-97(4): p. 1366-1372.

Rogers, G. (2000). Power system oscillations, p. 328.

Sauer, P. (1998). Power system dynamics and stability**:** p. 358.

Senroy, N. (2008). "Generator Coherency Using the Hilbert–Huang Transform." Power Systems, IEEE Transactions on 23(4): p. 1701-1708.

Shaobu, W., L. Shuai, et al. (2012). Measurement-based coherency identification and aggregation for power systems. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE.

Sung-Kwan, J., L. Chen-Ching, et al. (2004). "Coherency and aggregation techniques incorporating rotor and voltage dynamics." Power Systems, IEEE Transactions on 19(2): p. 1068-1075.

Suprême, H. (2012). Analyse et classement des contingences d'un réseau électrique pour la stabilité transitoire. p. 217

Winkelman, J. R., J. H. Chow, et al. (1981). "An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-100(2): p. 754-763.

Yang, J. P., G. H. Cheng, et al. (2005). Dynamic Reduction of Large Power System in PSS/E. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES.

Yiwei, Z., L. Wehenkel, et al. (1996). First- and multi-swing transient stability limits of a longitudinal system using the SIME method. Electrotechnical Conference, 1996. MELECON '96., 8th Mediterranean.

Yu, Y.-N. and M. A. El-Sharkawi (1981). "Estimation of External Dynamic Equivalents of a Thirteen-Machine System." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-100(3): p. 1324-1332.

Zin, A. A. M., B. C. Kok, et al. (2003). Time domain dynamic aggregation of generating unit based on structure preserving approach. Power Engineering Conference, 2003. PECon 2003. Proceedings. National.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES