

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE
DOCTORAT EN GÉNIE
Ph. D.

PAR
M. LARBI OURARI

MODÉLISATION DES ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES POUR LES GRANDS
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET LEUR INTÉGRATION AU SIMULATEUR
NUMÉRIQUE HYPERSIM

MONTRÉAL, LE 20 JUIN 2006

© droits réservés de M. L. Ourari

CETTE THÈSE A ÉTÉ ÉVALUÉE
PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Louis-A. Dessaint, directeur de thèse
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Tony Wong, président du jury
Département de génie de la production automatisée à l'École de technologie supérieure

M. Pierre Jean Lagacé, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Van-Qué Do, examinateur externe
Laboratoire de simulation des réseaux, Institut de recherche d'Hydro-Québec

ELLE A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 02 JUIN 2006

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

MODÉLISATION DES ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES POUR LES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET LEUR INTÉGRATION AU SIMULATEUR NUMÉRIQUE HYPERSIM

M. Larbi Ourari

SOMMAIRE

Cette thèse a pour objectif de répondre à la problématique de la réduction des modèles de grands réseaux électriques par l'introduction des équivalents dynamiques. Ces modèles réduits sont destinés à se substituer à des parties d'un grand réseau. Une procédure de modélisation des équivalents dynamiques, en trois étapes, est proposée. La première étape consiste en une répartition du réseau électrique original en différentes zones, chacune est constituée d'un groupe de générateurs ayant un comportement cohérent. Le nombre de zones est déterminé par l'analyse modale du réseau électrique qui permet de capter tous les modes d'oscillations présents, il y a autant de zones que de modes interzones. La deuxième étape consiste en une réduction topologique de l'une des zones cohérentes dont les nœuds générateurs sont regroupés en un nœud équivalent et les nœuds de charge sont éliminés. La méthode de regroupement nodale utilisée est basée sur le principe de la préservation de la puissance apparente et le maintien des conditions d'opération dans les nœuds périphériques. La modélisation est complétée, à la troisième étape, par le regroupement des machines et leurs systèmes de commande. C'est l'étape principale de modélisation où les paramètres de la machine équivalente et ceux des systèmes de commande équivalents sont calculés.

Une méthode de regroupement est proposée pour résoudre essentiellement la problématique de regroupement des machines et les systèmes de régulation avec une approche basée sur la préservation de la structure des machines représentées par des modèles détaillés. Dans cette approche, les paramètres équivalents des modèles détaillés de la machine et des systèmes de régulation sont calculés directement dans le domaine temporel contrairement à la plupart des méthodes qui utilisent des processus itératifs pour identifier les paramètres. La méthode proposée est parfaitement adaptée à la modélisation des équivalents dynamiques en ligne, notamment, pour la conduite de réseaux électriques. l'application de la méthode sur trois réseaux de différentes tailles nous a permis de valider cette méthode.

Une autre contribution de la thèse est relative à l'intégration des modèles d'équivalents dynamiques dans le simulateur numérique des réseaux électriques Hypersim d'Hydro-Québec. Une procédure systématique d'intégration des équivalents dynamiques dans l'environnement du simulateur est proposée. Cette intégration permet de réduire considérablement les efforts de calcul requis dans les simulateurs numériques tel que Hypersim lors des simulations de grands réseaux en temps réel.

MODELING OF DYNAMIC EQUIVALENTS FOR LARGE POWER SYSTEMS AND THEIR INTEGRATION TO THE REAL TIME DIGITAL SIMULATEUR HYPERSIM

M. Larbi Ourari

ABSTRACT

This thesis deals with the problem of reduced order modeling of large power systems and the use of dynamic equivalents to represent parts of these systems. A procedure of dynamic equivalents modeling is proposed. The procedure involves three steps, the first step is used to identify coherent groups of generators, it consists in partitioning the original power system into areas. Each area is composed of group of generators having coherent behavior. The number of areas is determined by performing a modal analysis of the system, there are as many areas as the inter-area oscillatory modes. Second step consists of topological reduction of a selected area in which generator terminal buses are aggregated to an equivalent bus and load buses are eliminated. The nodal aggregation method used is based on the power preservation at the terminal bus of the equivalent generator and tie buses. The procedure is completed with the aggregation of coherent generators models and their control devices in the third step. This step constitutes a main step of modeling which consists of the parameter calculation of the equivalent generator and its control devices.

An aggregation method is proposed to solve mainly the problem of generating units aggregation represented in detailed models. The proposed approach is based on the preservation of the coefficients matrices structure in the time domain representation. According to the principle of structure preservation, the parameters of the equivalent generator and its control systems are calculated directly. This procedure requires much less computation effort and is suitable for on line studies as compared to other methods which use mainly the iterative process in frequency domain to derive equivalent parameters. For validation purpose, this aggregation method is applied to various power systems topologies.

Another contribution of the thesis is related to the integration of dynamic equivalent models into the real time digital power system simulator Hypersim of Hydro-Quebec. A systematic procedure of integration of dynamic equivalents into the simulator is proposed. This integration will reduce considerably the calculation effort and enhance the capability of Hypersim simulator in real time simulations of large power systems.

AVANT-PROPOS ET REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse est effectué dans le cadre de la chaire industrielle TransÉnergie de l'ÉTS en commande et simulation des réseaux électriques. Il a fait l'objet d'un mandat technique pour l'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur numérique en temps réel des réseaux électriques Hypersim d'Hydro-Québec. Le mandat est réalisé avec la collaboration des chercheurs du laboratoire de simulation des réseaux (LSR) de l'institut de recherche d'Hydro-Québec. Je tiens à les remercier tous pour l'intérêt qu'ils ont accordé à mon travail et leur sympathie à mon égard.

Ce travail est réalisé sous la direction de M. Louis-A Dessaint, titulaire de cette chaire et professeur au département génie électrique de l'École de technologie supérieure avec la collaboration de M. Van-Qué Do, chercheur au laboratoire de simulation des réseaux de l'institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ).

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à mon directeur de thèse, M. Louis-A Dessaint, pour la confiance dont il a fait preuve à mon égard. Je lui adresse mes plus sincères remerciements pour l'aide et le soutien qu'il m'a apportés durant la direction de mes travaux de recherche.

Je remercie vivement M. Van-Qué Do, pour l'intérêt qu'il a manifesté pour mon travail de recherche. Je remercie également M. Tony Wong, président du jury et M. Pierre Jean Lagacé, membre du jury pour l'honneur qu'ils me font d'accepter de juger mon travail.

J'adresse mes remerciements à tous les étudiants et chercheurs du laboratoire GRÉPCI. Je tiens également à remercier ma femme qui, par sa patience et son soutien, m'a permis de mener ce travail à terme. Enfin, je dédie ce travail à toute ma famille et à la mémoire de mon père.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
SOMMAIRE	iv
ABSTRACT	v
AVANT-PROPOS ET REMERCIEMENTS.....	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	x
LISTE DES FIGURES.....	xii
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES	xv
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	9
1.1 Introduction.....	9
1.2 Identification des groupes cohérents.....	10
1.3 Regroupement des groupes cohérents.....	17
1.4 Regroupement et élimination des nœuds	20
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE DE LA MODÉLISATION DES ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES	24
2.1 Introduction.....	24
2.2 Définition des équivalents dynamiques	24
2.3 Analyse modale des réseaux électriques.....	26
2.4 Réseau électrique et échelles de temps	30
2.5 Développement de la procédure de répartition des réseaux.....	31
2.5.1 Modélisation.....	31
2.5.2 Identification des groupes cohérents.....	37
CHAPITRE 3 RÉDUCTION ET REGROUPEMENT NODAL	42
3.1 Introduction.....	42
3.2 Regroupement et élimination des nœuds	42
3.2.1 Regroupement nodal	43
3.2.2 Élimination nodale	48
CHAPITRE 4 REGROUPEMENT DES GÉNÉRATEURS ET PRÉSERVATION DE LA STRUCTURE DU MODÈLE	51
4.1 Introduction.....	51
4.2 Modélisation des réseaux électriques multimachines	51
4.2.1 Transformation de référentiels	52
4.2.2 Modélisation des charges	54
4.2.3 Modélisation du réseau	55
4.2.4 Modélisation des machines	60

4.3	Regroupement générateurs.....	61
4.3.1	Calcul des réactances transitoires équivalentes.....	65
4.3.2	Calcul des réactances synchrones équivalentes	66
4.3.3	Calcul des constantes de temps équivalentes	67
4.3.4	Calcul des constantes d'inertie et d'amortissement équivalentes	70
4.4	Regroupement des systèmes d'excitation.....	71
4.5	Regroupement des turbines/régulateurs de vitesse	77
4.6	Regroupement des systèmes stabilisateurs de puissance (PSS).....	79
4.7	Conclusion	80
CHAPITRE 5	APPLICATION À TROIS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DIFFÉRENTS	83
5.1	Introduction.....	83
5.2	Réseau 4 machines, 13 barres	84
5.2.1	Procédure de réduction.....	84
5.2.2	Analyse modale du réseau 4 machines réduit	90
5.2.3	Simulation dynamique	91
5.3	Réseau 10 machines, 39 barres	93
5.3.1	Première répartition.....	94
5.3.2	Analyse modale de la première répartition	99
5.3.3	Deuxième répartition.....	100
5.3.4	Analyse modale du réseau réduit (deuxième répartition)	103
5.3.5	Simulation dynamique (deuxième répartition)	104
5.4	Réseau 16 machines, 68 barres	111
5.4.1	Analyse modale du réseau 16 machines réduit	117
5.4.2	Analyse des résultats de simulations.....	118
5.5	Conclusion	123
CHAPITRE 6	INTÉGRATION DES ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES DANS LE SIMULATEUR HYPERSIM.....	125
6.1	Introduction.....	125
6.2	Adaptation du modèle équivalent aux études des transitoires électromagnétiques.....	126
6.3	Présentation du simulateur Hypersim	128
6.4	Méthodologie d'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur Hypersim	130
6.4.1	Génération du fichier EMTP du réseau original	131
6.4.2	Lecture des données EMTP dans MATLAB	133
6.4.3	Transformation des données EMTP et calcul de répartition.....	133
6.4.4	Calcul de répartition.....	134
6.4.5	Répartition du réseau original en zones cohérentes	134
6.4.6	Regroupement et/ou élimination des nœuds	136
6.4.7	Regroupement des générateurs	137
6.4.8	Intégration de l'équivalent dynamique au simulateur Hypersim	137
6.5	Simulation et validation	137

6.5.1	Analyse des résultats suite à un défaut de court-circuit	139
6.5.2	Analyse des résultats d'une variation de charge	146
6.6	Conclusion	151
CONCLUSION	152
RECOMMANDATIONS	156
ANNEXE 1	FORMAT PST DES DONNÉES DE RÉSEAUX	158
ANNEXE 2	DONNÉES DU RÉSEAU 4 MACHINES	162
ANNEXE 3	DONNÉES DU RÉSEAU 10 MACHINES, 39 BARRES	165
ANNEXE 4	DONNÉES DU RÉSEAU 16 MACHINES, 68 BARRES	171
ANNEXE 5	FORMAT EMTP (HYPERSIM) DU RÉSEAU 10 MACHINES ...	178
BIBLIOGRAPHIE	188

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau I	Les modes d'oscillations du réseau 4 machines.....	86
Tableau II	Matrice de regroupement du réseau 4 machines	87
Tableau III	Zones cohérentes du réseau 4 machines.....	88
Tableau IV	Grandeurs cohérentes et leurs équivalents (réseau 4 machines)	88
Tableau V	Paramètres des machines cohérentes et leurs équivalents (réseau 4 machines).....	89
Tableau VI	Autres paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 4 machines)	89
Tableau VII	Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (réseau 4 machines)	89
Tableau VIII	Paramètres des turbines et régulateurs de vitesse.....	90
Tableau IX	Les modes d'oscillation du réseau 4 machines réduit	91
Tableau X	Les modes d'oscillation du réseau 10 machines original.....	95
Tableau XI	Matrice de regroupement du réseau 10 machines	96
Tableau XII	Groupes cohérents du réseau 10 machines	96
Tableau XIII	Grandeurs cohérentes et leurs équivalents du réseau 10 machines à l'équilibre	97
Tableau XIV	Paramètres des machines cohérentes et leurs équivalents (réseau 10 machines)	97
Tableau XV	Autres paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 10 machines)	98
Tableau XVI	Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (réseau 10 machines)	98
Tableau XVII	Paramètres des turbines du groupe cohérent	99
Tableau XVIII	Les modes d'oscillation du réseau 10 machines réduit.....	99
Tableau XIX	Matrice de regroupement (deuxième répartition).....	101
Tableau XX	Zones cohérentes (deuxième répartition)	101
Tableau XXI	Paramètres des machines et leurs équivalents (deuxième répartition)	101

Tableau XXII	Autres paramètres des machines et leurs équivalents (deuxième répartition)	102
Tableau XXIII	Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (deuxième répartition)	102
Tableau XXIV	Paramètres des turbines et régulateurs de vitesse et leurs équivalents (deuxième répartition).....	102
Tableau XXV	Les modes d'oscillation du réseau réduit (deuxième répartition)....	103
Tableau XXVI	Les modes d'oscillation du réseau 16 machines	112
Tableau XXVII	Matrice de regroupement du réseau 16 machines	113
Tableau XXVIII	Partitionnement de 16 machines en groupes cohérents.....	114
Tableau XXIX	Grandeurs du groupe cohérent et leurs équivalents (réseau 16 machines).....	114
Tableau XXX	Paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 16 machines).....	115
Tableau XXXI	Autres paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 16 machines).....	115
Tableau XXXII	Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (réseau 16 machines).....	116
Tableau XXXIII	Paramètres des turbines et régulateurs de vitesse et leurs équivalents (réseau 16 machines).....	116
Tableau XXXIV	Les mode d'oscillation du réseau 16 machines réduit	117

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1	Regroupement par les nœuds terminaux 18
Figure 2	Regroupement par les nœuds internes 19
Figure 3	Regroupement des nœuds par la méthode des REI 21
Figure 4	Répartition d'un réseau électrique en sous-réseaux interne et externe 25
Figure 5	Algorithme d'identification des groupes cohérents 41
Figure 6	Regroupement et élimination nodaux..... 44
Figure 7	Transformation des noeuds terminaux du groupe cohérent 45
Figure 8	Diagramme conceptuel pour la modélisation des réseaux électriques 52
Figure 9	Transformation des référentiels..... 53
Figure 10	Représentation du réseau étendu aux noeuds internes des machines 57
Figure 11	Système d'excitation IEEE type 1 71
Figure 12	Diagramme de regroupement de deux systèmes d'excitation..... 74
Figure 13	Diagramme de calcul des valeurs limites équivalentes 76
Figure 14	Modèle simplifié de la turbine et le régulateur de vitesse 77
Figure 15	Modèle du stabilisateur de puissance (PSS)..... 79
Figure 16	Réseau électrique 4 machines..... 84
Figure 17	Réseau 4 machines (réduit) 90
Figure 18	Vitesses relatives des machines G3 et G4 et celle de la machine équivalente..... 92
Figure 19	Vitesse relative de la machine G2 dans les réseaux original et réduit..... 93
Figure 20	Schéma unifilaire du réseau 10 machines, 39 barres..... 94
Figure 21	Schéma unifilaire du réseau 10 machines, 39 barres (réduit)..... 104
Figure 22	Comparaison des dynamiques du groupe cohérent et celles de la machine équivalente 106
Figure 23	Vitesses relatives des machines dans les réseaux original et réduit 107
Figure 24	Dynamiques de la machine G9 dans les réseaux original et réduit 108
Figure 25	Puissances actives générées dans les réseaux original et réduit 109

Figure 26	Puissances réactives générées dans les réseaux original et réduit.....	110
Figure 27	Amplitude de la tension à la barre de défaut dans le réseau original et le réseau réduit.....	111
Figure 28	Schéma unifilaire du réseau 16 machines, 68 barres.....	113
Figure 29	Schéma unifilaire du réseau 16 machines, 68 barres (réduit).....	118
Figure 30	Angles relatifs des générateurs cohérents et leur équivalent.....	119
Figure 31	Vitesses relatives des générateurs cohérents et leur équivalent	119
Figure 32	Comparaison de la puissance totale générée par le groupe cohérent et celle fournie par le générateur équivalent.....	120
Figure 33	Puissance mécanique du groupe cohérent et celle du générateur équivalent	121
Figure 34	Tension terminale des générateurs cohérent et celle du générateur équivalent	121
Figure 35	Amplitude de la tension à la barre du défaut.....	122
Figure 36	Amplitude de la tension dans une barre frontière.....	122
Figure 37	Comparaison de la puissance générée par la machine G14 avant et après la réduction.....	123
Figure 38	Le simulateur numérique en temps réel Hypersim à 15 nœuds de calcul de l'ÉTS	129
Figure 39	Vue de l'interface graphique d'Hypersim	131
Figure 40	Procédure de modélisation des équivalents dynamiques pour Hypersim	132
Figure 41	Schéma Hypersim du réseau original	133
Figure 42	Schéma Hypersim du réseau externe.....	135
Figure 43	Schéma Hypersim du réseau interne	136
Figure 44	Schéma Hypersim du réseau équivalent (équivalent dynamique).....	138
Figure 45	Schéma Hypersim du réseau réduit	139
Figure 46	Comparaison des dynamiques des machines du groupe cohérent et celles de la machine équivalente (test de court-circuit).....	141
Figure 47	Vitesses relatives des machines du groupe cohérent et du réseau interne ainsi que celle de la machine équivalente (court-circuit).....	142

Figure 48	Les dynamiques de la machine G1 dans le réseau original et dans le réseau réduit (court-circuit).....	143
Figure 49	Dynamiques de la machines G9 dans le réseau original et dans le réseau réduit (court-circuit).....	144
Figure 50	Puissances active et réactive totales du groupe cohérent et celle de la machine équivalente (court-circuit).....	145
Figure 51	Comparaison des dynamiques du groupe cohérent et celles de la machine équivalente (variation de charge).....	147
Figure 52	Comparaison des dynamiques de la machine G8 avant et après réduction (variation de charge).....	148
Figure 53	Comparaison des dynamiques de la machine G9 avant et après réduction (variation de charge).....	149
Figure 54	Comparaison des dynamiques de la machine G10 avant et après réduction (variation de charge).....	150
Figure 55	Topologie du réseau NPCC, 10 machines.....	166

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES

δ	Angles internes.
V	Vecteur des tensions complexes aux différents nœuds.
M	Matrice diagonale des inerties des machines.
x'_d	Réactance transitoire.
x'_{deq}	Réactance transitoire du générateur équivalent.
Δ	Variable incrémentale (variation autour d'un point).
Y	Matrice admittance.
A	Matrice d'état du système.
K	Matrice d'état réduite du système.
x	Variable d'état.
z	Variable modale du system.
e	Nœud équivalent.
a	Vecteur des rapports de transformation.
S_i	Puissance apparente injectée au nœud i .
ω_s	Vitesse synchrone.
f.e.m	Force électromotrice de la machine.
E	F.e.m synchrone de la machine.
E'	F.e.m transitoire de la machine.
E''	F.e.m sous-transitoire de la machine.
V_i	tension au nœud i .
P_e	Puissance active générée.
M_i	Coefficient d'inertie de la machine.
D_i	Coefficient d'amortissement de la machine.
P_m	Puissance mécanique de la machine.
G_{ij}	Conductance mutuelle.
B_{ij}	Susceptance.

μ_i, λ_i	Valeur propre.
Λ	Matrice diagonale des valeurs propres.
u_i	Vecteur propre à droite.
w_i	Vecteur propre à gauche.
U	Matrice des vecteur propres à droite.
W	Matrice des vecteurs propres à gauche.
MVA	Méga volt ampère (10^6 volts ampères).
PST	Power system Toolbox.
EMTP	Electromagnetic transients program.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
DC type	Direct current excitation system type.
AC type	Alternative current excitation system type.
ST type	Static excitation system type.
AVR	Automatic voltage regulator.
NPCC	Northeast Power Coordinating Council.
FACTS	Flexible AC Transmission Systems.
CCHT	Convertisseurs de puissance pour les lignes de transport à courant continu.
HVDC	High voltage direct current transmission.

INTRODUCTION

"Un problème sans solution est un problème mal posé", Albert Einstein

Cadre général de l'étude

Ce travail s'inscrit dans le cadre de la problématique de simulation des grands réseaux électriques. Face à la demande d'énergie qui ne cesse d'augmenter, les réseaux électriques sont en perpétuelle évolution et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Ces derniers représentent généralement l'interconnexion de plusieurs réseaux voisins qui sont souvent exploités par différentes compagnies. Plusieurs facteurs rendent leur analyse très difficile, l'accroissement de leur taille due au développement des interconnexions et la complexité de leur structure avec l'introduction de plus en plus d'éléments de commande tels que les dispositifs de compensation (FACTS) ainsi que les convertisseurs de puissance pour les lignes de transport à courant continu (CCHT). Leur approche globale par une modélisation unique devient, de ce fait, très complexe en présence de tous les régimes couvrant une large échelle de temps.

En effet, les réseaux d'énergie électrique sont des systèmes rigides, leur comportement dynamique s'étend sur une large plage temporelle, de microsecondes pour les phénomènes de transitoires électromagnétiques jusqu'à des milliers de secondes correspondant aux phénomènes de stabilité dynamique telles que la conduite et la gestion des réseaux. Ces phénomènes peuvent parfois se présenter simultanément, rendant leur analyse ardue sur toute l'étendue temporelle [1]. Par conséquent, la prise en compte intégrale et détaillée des modèles des réseaux de production et de transport d'énergie dans les programmes de simulation induit des problèmes de capacité mémoire et de temps de calcul, aussi bien pour les études de planification que pour la conduite des réseaux en ligne.

D'autre part, la présence des interconnexions entre réseaux électriques de différents exploitants génère d'autres problèmes liés à la disponibilité des données entre réseaux voisins. Pourtant, ces données sont capitales pour la conduite des réseaux. C'est un facteur important dans le contexte actuel de la déréglementation et de la concurrence dans le commerce d'énergie électrique. L'échange des données liées à l'exploitation des réseaux voisins est indispensable pour garantir la sûreté de fonctionnement des réseaux interconnectés.

Beaucoup de travaux de recherches sont menés pour répondre à la problématique de modélisation et la simulation des grands réseaux interconnectés. Les principaux axes de ces recherches ont pour objet d'introduire de nouvelles méthodes de calcul et de simulation ainsi que de nouvelles techniques d'optimisation dans la conception de nouveaux calculateurs puissants et performants. En dépit, de ces efforts, ces recherches restent, néanmoins, limitées face à la complexité et la taille considérable des réseaux actuels.

C'est dans ce contexte que notre projet de recherche est situé. Il répond à cette problématique en intervenant sur la représentation dynamique du réseau lui même par l'introduction des modèles dynamiques réduits appelés équivalents dynamiques. Ces derniers sont destinés à se substituer à des parties d'un grand réseau électrique. De ce fait, leur taille sera réduite considérablement. Il s'agit, ensuite, de s'assurer que les équivalents dynamiques présentent les mêmes caractéristiques dynamiques que les systèmes qu'ils représentent.

Sur le plan pratique, ces modèles équivalents sont très utiles dans la configuration actuelle des réseaux interconnectés qui présente un avantage considérable pour faciliter l'intégration des modèles équivalents dans les programmes de simulation. En effet, des parties de réseaux interconnectés appartiennent, souvent, à différents exploitants. Chacun avec son propre centre de contrôle et traitant l'autre partie comme un sous-

réseau externe. Alors il serait approprié d'utiliser des équivalents dynamiques, chacun va se substituer à un sous-réseau externe. Ainsi, l'exploitant maintient une représentation détaillée de son propre réseau et intègre le réseau voisin dans sa forme réduite représentée par un équivalent dynamique.

Par ailleurs, en partant de l'hypothèse que des parties d'un réseau électrique, loin d'une perturbation ou loin du centre d'intérêt de l'exploitant, ne seront pas affectées ou faiblement affectées par des perturbations à l'intérieur du réseau d'intérêt, leur modélisation détaillée devient non nécessaire. D'où l'intérêt de l'introduire des équivalents dynamiques dans les modèles de simulation des grands réseaux. Ils contribueront à l'amélioration des conditions d'exploitation des réseaux en réduisant considérablement les contraintes de calcul et de simulation (temps excessif et calcul fastidieux, gestion des données).

Présentation de la problématique du sujet

Il ressort d'une revue de la littérature que nous avons menée pour cerner la problématique de la modélisation des équivalents dynamiques que les exploitants des réseaux électriques se sont intéressés aux équivalents dynamiques dès le début des années 1970. Beaucoup de travaux de recherches se sont penchés sur la nécessité de la réduction des modèles des réseaux électriques. Deux aspects principaux interviennent dans la modélisation des équivalents dynamiques. Le premier aspect concerne l'identification des générateurs ayant un comportement semblable dans le réseau, on parle, ainsi, de générateurs cohérents. Le deuxième aspect concerne le regroupement de tous les générateurs dit cohérents et leur remplacement par un générateur équivalent.

Le premier aspect est suffisamment traité dans la littérature. Le concept de cohérence développé initialement par l'institut de recherche en énergie électrique (EPRI) est basé sur la simulation du réseau complet afin de comparer des réponses de l'angle interne de

chaque générateur suite à une perturbation. Cette méthode a trouvé quelques applications mais il est généralement admis, dans cette approche, que les groupes cohérents dépendent du choix et de la localisation de la perturbation.

Au début des années 1980, le concept de cohérence lente ou technique à deux échelles de temps basé sur la théorie de la perturbation singulière fut développé pour déterminer les générateurs cohérents. Cette technique combine les deux concepts de cohérence et d'analyse modale pour déterminer les zones cohérentes. C'est une approche très populaire, très utilisée dans la littérature et dans les logiciels de réduction des modèles comme DYNRED (Dynamic Reduction) de l'institut EPRI (Electric Power Research Institute) [2]. Cette méthode d'identification est robuste car elle ne dépend ni de la localisation ni de la nature de la perturbation.

Actuellement, la problématique de la modélisation des équivalents dynamiques réside surtout dans le deuxième aspect correspondant au regroupement des générateurs et les systèmes de régulation qui leurs sont associés. Deux familles de méthodes traitent cet aspect, elles se distinguent par rapport aux modèles mathématiques utilisés pour représenter les machines synchrones et leurs systèmes de commande. Le regroupement dit classique utilise une représentation simplifiée des machines telle que le modèle classique et le modèle de régulateur de tension du premier ordre pour représenter les systèmes d'excitation. Dans ce cas, le modèle de l'équivalent dynamique est déduit d'une façon simple et évidente. Le regroupement dit détaillé concerne les machines et les systèmes de commande représentés par leurs modèles détaillés. Peu de travaux de recherches ont traité cet aspect. Une méthode se distingue, néanmoins, c'est la méthode de Podmore du nom de son auteur [3] [4]. C'est une méthode très populaire, le regroupement des machines est effectué dans le domaine fréquentiel où les paramètres de l'équivalent dynamique sont déterminés dans un processus itératif d'identification. Le temps de calcul est la principale contrainte de cette méthode.

Dans cette thèse, nous avons proposé de résoudre, principalement, la problématique de regroupement détaillé des machines synchrones et les systèmes de régulation en proposant une méthode de calcul des paramètres équivalents non itérative basée sur la préservation de la structure des modèles.

Les objectifs de la thèse

Les objectifs de ce projet ont été fixés selon deux exigences principales : Premièrement, répondre aux besoins exprimés par Hydro-Québec pour l'intégration des modèles d'équivalents dynamiques dans le simulateur numérique en temps réel Hypersim [5].

Deuxièmement, répondre à la problématique et la nécessité de réduction des modèles des réseaux électriques de grande taille par l'introduction des équivalents dynamiques. Cet objectif est réalisé en établissant une procédure de répartition des réseaux et de modélisation basée sur la méthode proposée.

La réalisation de ces deux objectifs contribuera certainement à l'amélioration des conditions d'exploitation en ligne et la simulation des grands réseaux électriques en temps réel.

La portée et la contribution de la thèse

Les deux objectifs cités ci-haut nous ont guidé à déterminer la portée de notre projet. Le premier concerne la portée de notre sujet sur le plan pratique. Il doit répondre aux besoins de notre partenaire industriel Hydro-Québec demandant d'intégrer le calcul des équivalents dynamiques dans le simulateur numérique Hypersim. Cet aspect a fait l'objet d'un mandat technique et le cahier des charges exprimant les exigences et les échéanciers. Les contraintes de calculs et la capacité de simuler des réseaux de grande taille auxquels font face les simulateurs numériques en temps réel tel que Hypersim justifient la nécessité d'intégrer les équivalents dynamiques dans le simulateur.

La deuxième portée de la contribution a trait sur le plan théorique par rapport à l'état de l'art. Il s'agit de développer une nouvelle approche pour calculer les paramètres des machines équivalentes et des systèmes de commande lorsqu'ils sont représentés par des modèles détaillés. Ce volet, a, d'abord, fait l'objet d'une revue de la littérature pour cerner la problématique du sujet et pour mieux nous situer par rapport à l'ensemble des travaux cités dans le domaine et ensuite faire ressortir la contribution à apporter. À la lumière de la revue de la littérature, il ressort que la problématique principale dans la modélisation des équivalents dynamiques reste le regroupement des modèles détaillés. C'est pourquoi, notre apport sera axé essentiellement sur le développement d'une procédure de regroupement des générateurs et leurs systèmes de régulation. Les méthodes existantes, les plus connues, sont basées sur l'approche classique d'identification des paramètres, le temps de calcul est leur principal handicap. Nous nous sommes alors intéressés aux méthodes directes, lesquelles sont peu nombreuses dans la littérature. Nous avons trouvé, dans cette catégorie, une méthode attrayante basée sur la préservation de la structure de la représentation d'état des modèles [6].

Nous avons alors repris le même principe de préservation de la structure des modèles et nous avons généralisé la méthode pour le regroupement des systèmes de commande tels que les turbines et régulateurs de vitesse et les stabilisateurs de puissance. Nous avons, également, pris en compte la localisation des machines dans le réseau et leurs conditions d'opération initiales dans le calcul des paramètres équivalents. Ces derniers sont calculés analytiquement dans un processus non itératif. La méthode que nous proposons convient parfaitement au calcul des équivalents dynamiques en ligne, notamment, pour la conduite des réseaux électriques.

La méthode est néanmoins limitée si les structures des modèles des machines à regrouper sont très différentes. Généralement, cette situation se présente lorsque deux types de machines, hydraulique et thermique sont dans un même groupe cohérent ou

lorsque des systèmes d'excitation de caractéristiques différentes sont utilisés dans un même groupe cohérent.

Dans ces situations, nous avons préconisé deux approches dépendamment de la nécessité de la prise en compte de tous les paramètres ou simplement des paramètres principaux d'un modèle. Une approche qui consiste à utiliser autant d'équivalents dynamiques qu'il y a de groupes de machines de différentes caractéristiques. Pour les systèmes d'excitation, utiliser, au plus, trois types de systèmes d'excitations équivalents AC, DC, et ST recommandés par IEEE [7]. La deuxième approche consiste à utiliser un modèle générique commun à tous les types de systèmes d'excitation. Par exemple le type DC est, par ailleurs, souvent utilisé pour représenter les autres types de systèmes d'excitation quand les données détaillées ne sont pas disponibles ou dans la situation où les modèles détaillés ne sont pas nécessaires.

Organisation du document

Structuré en six chapitres, ce document a pour objet d'analyser la problématique de la réduction des modèles de réseaux électriques et d'apporter une contribution à la modélisation des équivalents dynamiques en proposant une méthode de regroupement des générateurs et leurs systèmes de régulation et, également, de développer une procédure systématique d'intégration des équivalents dynamiques dans Hypersim.

Le sujet de recherche, la problématique et les objectifs sont définis brièvement dans l'introduction du document. Le premier chapitre est consacré à la revue de la littérature ayant trait à la problématique de la réduction des modèles de réseaux électriques. Une revue exhaustive sur les différentes techniques utilisées ainsi que les étapes nécessaires à la modélisation des équivalents dynamiques sont présentées. Dans le deuxième chapitre, la méthode de modélisation et l'approche utilisée sont décrites en détails. Dans un premier volet, nous introduisons quelques définitions relatives à la modélisation et à la

réduction des modèles des grands réseaux, ensuite nous définissons les trois principales étapes de modélisation des équivalents dynamiques dont la première concerne l'identification des zones cohérentes et la répartition des réseaux sont traitées dans ce même chapitre.

La deuxième étape de regroupement nodal et l'élimination des nœuds a fait l'objet du troisième chapitre. Quant au quatrième chapitre, il est consacré au regroupement des générateurs et leurs systèmes de commande. Dans ce chapitre, la méthode proposée pour le regroupement des machines est expliquée et notre contribution est mise en évidence dans cette section du document. Les applications de la méthode sont présentées au cinquième chapitre où trois différents réseaux électriques font l'objet de ces applications. La validité des équivalents dynamiques modélisés par la méthode proposée a été examinée par deux tests de validation : le premier est une analyse modale du réseau original et du réseau réduit, le deuxième test consiste à l'analyse des dynamiques transitoires des deux réseaux original et réduit.

Le chapitre six est consacré à la problématique de l'intégration du modèle de l'équivalent dynamique dans le simulateur numérique en temps réel des réseaux électriques Hypersim. La procédure d'intégration est expliquée et le modèle de l'équivalent est validé par la comparaison des dynamiques des réseaux original et réduit lors de la simulation de deux défauts séparément : un court-circuit puis une variation de charge.

Le document termine par une conclusion générale où l'apport de notre projet et son impact dans l'industrie sont soulignés. Les perspectives de notre travail et les recommandations sont également indiquées à la fin du document

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

"Le savant n'est pas l'homme qui fournit les vraies réponses; c'est celui qui pose les vraies questions", Lévi-Strauss (Claude)

1.1 Introduction

Les exploitants des réseaux électriques se sont intéressés aux équivalents dynamiques dès le début des années 1970. Des techniques de réduction furent d'abord développées autour de l'approche modale, qui admet que certains modes d'oscillations locaux ne devraient pas être affectés ou ne sont pas excités par les perturbations dans une zone particulière et peuvent par conséquent être éliminés. Ces méthodes n'ont jamais été appliquées d'une façon générale en raison, d'une part, de la difficulté à déterminer les modes d'oscillations non excités à éliminer et d'autre part, en raison de la nécessité de modifier les programmes de simulation afin de pouvoir intégrer la forme particulière de l'équivalent (modèle linéaire). Une approche alternative, développée par EPRI (Electric Power Research Institute), est basée sur le concept de cohérence. Celle-ci est déterminée par la comparaison des réponses de l'angle interne. Cette approche a trouvé quelques applications. Néanmoins, il est généralement admis, dans cette approche, que les groupes cohérents dépendent du choix et de la localisation de la perturbation.

Au début des années 1980, le concept de cohérence lente ou technique à deux échelles de temps basé sur la théorie de la perturbation singulière fut développé pour déterminer les générateurs cohérents. Cette technique combine les deux concepts de cohérence et d'analyse modale pour déterminer les zones cohérentes. D'autres approches basées sur la mesure de la distance électromécanique furent utilisées pour identifier des zones cohérentes. Toutes les méthodes développées utilisent ces mêmes concepts pour

identifier la cohérence, parfois, ces techniques sont améliorées en intégrant d'autres contraintes additionnelles telles que le degré de couplage des différentes zones entre elles ainsi que le couplage des générateurs à l'intérieur de chaque zone. Ces contraintes sont introduites pour garantir une meilleure précision.

Trois étapes principales sont nécessaires à l'élaboration d'un équivalent dynamique : l'identification des groupes cohérents, le regroupement des groupes cohérents et l'élimination des nœuds. Chacune de ces étapes sera traitée séparément dans cette revue de la littérature.

1.2 Identification des groupes cohérents

Différentes méthodes de reconnaissance de la cohérence sont rapportées dans la littérature, nous les regroupons en trois principales familles, la première, appelée cohérence lente (slow coherency) [8] [9] qui exploite la propriété de deux échelles de temps des modèles de réseaux électriques [10]. Elles sont basées sur la théorie de perturbation singulière [11] pour séparer les dynamiques rapides des dynamiques lentes, ces dernières se manifestent notamment par les oscillations interzones de faible fréquence qui apparaissent dans les interconnexions entre deux zones à l'intérieur desquelles des groupes de générateurs sont fortement couplés.

Depuis l'introduction du concept de cohérence lente dans [8], il est devenu très populaire dans l'analyse dynamique des grands réseaux électriques et ce pour deux raisons principales : La première est économique, la demande en énergie ne cesse d'augmenter, dans un contexte concurrentiel, les réseaux de transport fonctionnent à pleine capacité notamment au niveau des lignes d'interconnexion, devenant, de ce fait, les seuls corridors de transmission de puissance entre diverses compagnies [12] [13]. Ces lignes sont souvent le siège d'oscillations interzones qui apparaissent, en général,

entre deux groupes de machines [14] [15]. Ces oscillations sont caractérisées par des fréquences plus faibles que celles des oscillations locales. La seconde raison est due au fait que les programmes de simulation des grands réseaux permettent d'analyser la contribution des différentes machines dans ces oscillations [16]. Cette connaissance est primordiale pour la détermination des systèmes de stabilisation et d'amortissement pour améliorer la stabilité des oscillations interzones [17].

La cohérence dite lente est définie par rapport aux modes d'oscillations les plus lents du réseau électrique. Ainsi, les oscillations entre zones cohérentes correspondent aux modes les plus lents tandis que les oscillations entre machines fortement couplées à l'intérieur des zones cohérentes correspondent aux modes les plus rapides. Cette approche a l'avantage d'être robuste par rapport à la localisation du défaut dans le réseau.

La propriété de deux échelles de temps dans les modèles des réseaux électriques est mise en évidence par l'application de la technique de la perturbation singulière [11] [18] pour séparer les dynamiques rapides et lentes dans un réseau interconnecté. Les dynamiques lentes représentent les oscillations lentes entre des groupes de générateurs rigidement connectés, et les dynamiques rapides, moins significatives, sont les oscillations de fréquence élevée entre les générateurs au sein des groupes cohérents. Ce comportement à deux échelles de temps peut être modélisé en introduisant un paramètre ε (très petit) utilisé pour la séparation des échelles de temps, il représente le rapport entre le faible degré des connexions entre les groupes cohérents et le degré élevé des connexions à l'intérieur des groupes cohérents. Cette propriété de deux échelles de temps est analysée en utilisant des modèles électromécaniques linéarisés mais qui peut être étendue aux modèles électromécaniques non linéaires [9].

L'application des résultats de la cohérence lente nécessite, en premier, l'identification des groupes de générateurs cohérents. Dans [8], un algorithme pour identifier les générateurs cohérents est proposé, se basant sur l'analyse modale du réseau électrique.

Une zone cohérente est définie comme étant composée d'un groupe de machines cohérentes ainsi que les nœuds de charges qui relient ces machines. Le phénomène de cohérence lente est principalement attribué aux connections entre les machines au sein de la même zone qui sont plus rigides (fortes) que celles entre les différentes zones.

Pour modéliser cette caractéristique, on sépare la matrice admittance en deux sous-matrices et une sous-matrice des connections internes entre les nœuds de la même zone cohérente, une sous matrice des connections externes entre différentes zones cohérentes comme le montre l'équation (1.1). Le coefficient ε est un paramètre représentant le rapport entre la densité des connections externes et internes [9] [18] [19]. Ce paramètre est petit lorsque les connections externes sont faibles ou creuses.

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Y}^I + \varepsilon \mathbf{Y}^E \quad (1.1)$$

Cette propriété est effective puisque la partition d'un réseau interconnecté en zones cohérentes est souvent réalisée à travers les périphéries des différentes compagnies d'exploitation des réseaux de transport d'énergie. En général, le réseau est plus dense au sein même d'une compagnie que celui qui relie les compagnies avoisinantes.

Une autre approche basée sur le couplage des générateurs est proposée dans [20] où une procédure analytique est développée pour identifier les groupes cohérents par la détermination des sous-réseaux faiblement couplés à partir de la matrice d'état du réseau linéarisé. Le couplage entre deux sous-réseaux comprenant différents groupes de machines est mesuré en terme de "coefficient de couplage". Celui-ci est ensuite utilisé dans un algorithme pour réarranger la matrice d'état (ou les machines en fonction de leur degré de couplage), ce qui permet de grouper les machines fortement couplées.

La théorie de la perturbation singulière est aussi utilisée dans [21] en se basant sur l'analyse des paramètres du réseau de transfert qui relie les nœuds périphériques avec les nœuds générateurs du sous-réseau externe. Dans cette approche, le réseau électrique est

d'abord partitionné en deux sous systèmes : le premier, appelé réseau interne, le second, réseau externe. Les deux sont reliés par leurs nœuds périphériques à travers les lignes d'interconnexion. Le réseau externe et son influence sur le réseau interne sont, ensuite, analysés pour déterminer un critère de cohérence. Ainsi, l'analyse du réseau de transfert révèle que les admittances des branches équivalentes dépendent des rapports de transformation entre les nœuds des machines cohérentes et le nœud équivalent. Dans ce cas, un réseau équivalent obtenu pour un état initial (avant le défaut) serait également valable pour les autres états (au régime transitoire ou statique) si et seulement si les rapports de transformation sont maintenus constants pour tous les nœuds cohérents d'un groupe donné [22] soit :

$$\frac{V_i(t)}{V_e(t)} = \frac{V_{i0}}{V_{e0}} = a_i = C^{ste} \quad (1.2)$$

L'indice (0) indique les conditions initiales, V_i , la tension au nœuds cohérents et V_e , la tension au nœud équivalent.

Pour chaque paire de nœuds i, j , la condition (1.2) est équivalente à :

$$\frac{V_i(t)}{V_j(t)} = \frac{V_i(t)}{V_j(t)} e^{j[\delta_i(t) - \delta_j(t)]} = \frac{V_{i0}}{V_{j0}} e^{j[\delta_{i0} - \delta_{j0}]} = C^{ste}. \quad (1.3)$$

Les nœuds remplissant cette condition sont considérés "électriquement cohérents" ou simplement "cohérents". Lorsque l'amplitude de la tension aux nœuds cohérents est constante, c'est le cas des nœuds générateurs au régime permanent, la condition de cohérence (1.3) devient simplifiée :

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) = \delta_{ij0} \quad (1.4)$$

Où $\delta_{ij0} = \delta_{i0} - \delta_{j0}$ sont des valeurs initiales avec lesquelles les paramètres du réseau équivalent sont calculés.

En pratique, les nœuds de charges ne sont généralement pas cohérents [22]. Seules les charges très loin de la perturbation maintiennent leurs tensions (amplitude et angle) constantes. D'autre part, il est souvent possible de trouver des groupes de nœuds de

générateurs cohérents car certains groupes de générateurs ont une tendance naturelle à avoir un même comportement dans le réseau.

Le critère de cohérence donné dans les références [21] et [22] est déterminé en utilisant la théorie des systèmes dynamiques des sous systèmes externes linéarisés. L'idée de la méthode est basée sur l'hypothèse que toute perturbation à l'intérieur du réseau principal influence les générateurs dans le sous-réseau externe à travers les branches équivalentes et les branches d'interconnexion.

Si nous supposons que tous les générateurs sont représentés par un modèle classique et que tous les nœuds de charges sont éliminés. En considérant les équations de l'écoulement de puissance suivantes :

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^N V_i V_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (1.5)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^N V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (1.6)$$

Si les conductances mutuelles G_{ij} dans la matrice admittance sont négligées, la puissance active produite par un générateur i appartenant au sous-réseau externe est donnée par :

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + \sum_{k \in \{F\}} V_i V_k B_{ik} \sin \delta_{ik} + \sum_{l \in \{C\}} V_i V_l B_{il} \sin \delta_{il} \quad (1.7)$$

$\{F\}$ et $\{C\}$ sont l'ensemble des nœuds frontières et des nœuds du groupe cohérent respectivement. V_i est la tension au nœud générateur i , V_k est la tension au nœud périphérique k . G_{ii} , B_{ij} et B_{ik} sont des éléments de la matrice admittance de transfert regroupant les nœuds périphériques et les nœuds du sous-réseau externe.

Supposons qu'une perturbation se produise dans le réseau principal (ou réseau interne), celle-ci provoquerait une variation de l'angle de la tension au nœud périphérique k d'une valeur initiale δ_{k0} à une valeur $\delta_k = \delta_{k0} + \Delta\delta_k$. Si on suppose que les modules des tensions dans les autres nœuds sont maintenus constants, alors la variation de l'angle induirait une variation dans la puissance générée au nœud générateur i dans le sous-réseau externe d'une valeur :

$$\Delta P_i(\Delta\delta_k) = b_{ik} (\sin(\delta_{ik0} + \Delta\delta_k) - \sin(\delta_{ik0})) \quad (1.8)$$

Où b_{ik} est la valeur maximale de la puissance transitée dans la branche reliant le nœud générateur i au nœud périphérique k , telle que :

$$b_{ik} = V_i V_k B_{ik} \quad (1.9)$$

Si on considère que la variation $\Delta\delta_k$ est petite alors l'équation (1.8) devient :

$$\Delta P_i(\Delta\delta_k) \approx h_{ik} \Delta\delta_k \quad (1.10)$$

Avec :

$$h_{ik} = b_{ik} \cos(\delta_{ik0}) \quad (1.11)$$

h_{ik} est la puissance de synchronisation entre un générateur donné i et un nœud périphérique k .

La perturbation considérée va provoquer l'accélération du rotor de la machine j , soit :

$$\varepsilon_j = \frac{\Delta P_j(\Delta\delta_k)}{M_j} = \frac{h_{jk}}{M_j} \Delta\delta_k \quad (1.12)$$

Où M_i et M_j sont les inerties des générateurs i et j respectivement.

Ainsi, les générateurs i et j sont cohérents si l'accélération de leurs rotors est identique :

$$\frac{h_{ik}}{M_i} = \frac{h_{jk}}{M_j} \quad (1.13)$$

L'équation(1.13) constitue un critère de cohérence. En pratique, l'égalité précédente est remplacée par l'inégalité suivante :

$$\text{Max}_{i \in \{C\}} \frac{h_{ik}}{M_i} - \text{Min}_{j \in \{C\}} \frac{h_{jk}}{M_j} \leq \rho_h \quad (1.14)$$

ρ_h représente l'erreur admissible, elle dépend de la distance entre un générateur donné et les nœuds périphériques [22].

La dernière méthode appelée méthode de simulation linéaire est développée dans [3]. C'est la méthode classique d'identification des générateurs cohérents. Dans cette approche, les réponses temporelles de l'angle de chaque générateur, pour une perturbation donnée, sont comparées pour déterminer les groupes cohérents. La cohérence dans cette approche est basée sur le comportement dynamique des groupes de machines suite à une perturbation. En effet, il a été observé empiriquement que , lors d'une perturbation sur un réseau électrique, certains groupes éloignés du défaut réagissent de la même façon tandis que les mouvements désordonnés sont confinés à des groupes proches du défaut.

Cette méthode est développée sur la base d'un modèle simplifié et linéarisé du réseau électrique pour identifier le comportement cohérent des générateurs soumis à différentes perturbations. Il est montré que plus la cohérence des générateurs est parfaitement connue plus les modèles réduits des équivalents sont précis. Les générateurs sont classés dans des groupes cohérents par la détermination (ou la comparaison) de la solution, dans le domaine temporel, des équations de mouvement dans les études de stabilité transitoire. Cette approche présente, néanmoins, quelques limitations telles que :

- Un effort initial de calcul considérable est requis, lors de la simulation du réseau original, pour la formation de l'équivalent dynamique;
- La localisation de la perturbation influence la cohérence des générateurs;
- Cette méthode d'équivalence n'est pas directement utilisable par les exploitants ne disposant pas des moyens de calcul adéquats.

1.3 Regroupement des groupes cohérents

Le regroupement des générateurs est une étape dans laquelle les équations du réseau électrique sont modifiées afin de remplacer les différents générateurs cohérents par un générateur équivalent, tout en maintenant les mêmes tensions et puissances transitées du réseau original.

Diverses méthodes de regroupement sont proposées dans la littérature. Elles dépendent souvent de la représentation des générateurs candidats au regroupement [23]. La plupart des méthodes considèrent une représentation simplifiée (modèle classique) des générateurs [24]. Peu de travaux ont concerné des modèles complets et détaillés des générateurs et leurs dispositifs de commande [4] [25]. Le regroupement des machines consiste surtout à calculer les paramètres de la machine équivalente ainsi que ceux des systèmes de commande équivalents. Cette étape est précédée d'un regroupement des nœuds auxquels les machines sont connectées. Deux méthodes de regroupement des nœuds se distinguent, regroupement des nœuds terminaux [3] et le regroupement des nœuds internes des générateurs [24].

Afin d'expliquer les deux procédures de regroupement, nous considérons le cas de deux générateurs cohérents. La procédure peut, ensuite, s'étendre au cas de plusieurs générateurs cohérents.

Le premier algorithme de regroupement, appelé parfois regroupement de Podmore, [3] considère que la cohérence de deux générateurs est étendue à leurs nœuds terminaux. Soient a et b les nœuds terminaux de deux générateurs cohérents A et B (figure 1). Le regroupement est réalisé en reliant les deux nœuds a et b pour obtenir un nœud commun q . La tension au nœud q est considérée soit la moyenne des tensions de a et b ou leur moyenne pondérée en tenant compte des puissances active et réactive générées par chacun des deux générateurs. Pour préserver les puissances transitées avant et après le

regroupement, deux transformateurs idéaux avec des rapports complexes α_a et α_b sont installés respectivement entre le nœud commun q et les nœuds a et b . Les deux générateurs sont alors regroupés en un générateur équivalent avec une inertie M_{eq} et une réactance transitoire x'_{deq} respectivement égales à :

$$M_{eq} = M_A + M_B \quad (1.15)$$

$$(x'_d)_{eq} = [1/(x'_d)_A + 1/(x'_d)_B]^{-1} \quad (1.16)$$

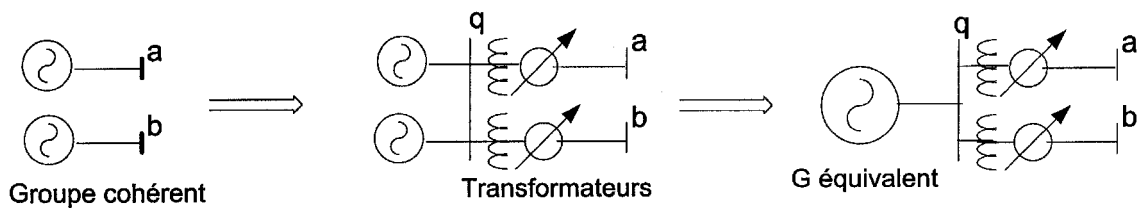


Figure 1 Regroupement par les nœuds terminaux

Le deuxième algorithme de regroupement est basé sur les tensions internes des générateurs, E'_A et E'_B (figure 2). Les nœuds internes sont reliés pour former un nœud commun p , la tension au nœud p est E'_{eq} égale soit à la moyenne des deux tensions E'_A , E'_B ou la moyenne pondérée des deux en respectant le niveau de génération des deux machines. Deux transformateurs idéaux sont également installés pour relier les nœuds externes a et b au nœud p [24]. En reliant les nœuds internes, on obtient un générateur équivalent avec de multiples nœuds terminaux. Cependant, une telle configuration n'est pas une représentation conventionnelle dans les réseaux électriques. Celle-ci est rendue conforme en prolongeant le nœud p par la création de deux nœuds q et r avec deux réactances de signes opposés $-x'_{deq}$ et x'_{deq} comme le montre la figure 2. Le nœud r sert de nœud interne au générateur équivalent, le nœud q représente le nœud terminal du générateur équivalent. Par suite, le nœud p peut être éliminé par un regroupement.

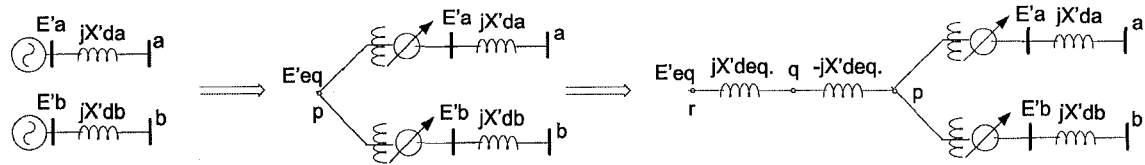


Figure 2 Regroupement par les nœuds internes

Une fois, les nœuds sont regroupés par l'une ou l'autre des deux procédures, vient l'étape de regroupement dynamique qui concerne, notamment, les machines synchrones et leurs systèmes de commande. C'est l'étape principale pour déterminer l'équivalent dynamique. Il y a deux catégories de méthodes, la première appelée regroupement classique basée sur la représentation simplifiée des machines (modèle classique) telle qu'une f.e.m. derrière une réactance synchrone. Les systèmes d'excitations, dans cette catégorie, sont représentés par des régulateurs de tension de premier ordre (AVR). Cette classe de modèles est notamment utilisée pour les études de stabilité transitoire des réseaux électriques [2]. La modélisation de l'équivalent dynamique, dans ce cas, se fait simplement par la mise en parallèles des circuits de Thévenin équivalents des machines.

La deuxième catégorie des méthodes de regroupement des machines est appelée regroupement détaillé, elle concerne les générateurs représentés par des modèles détaillés comprenant les machines synchrones, les systèmes d'excitation, les turbines et régulateurs de vitesse. La méthode la plus connue et la plus populaire dans cette catégorie et celle de Podmore [4] [26]. C'est une méthode qui est utilisée dans la plupart des logiciels commerciaux tel que DYNRED [27] [28]. Elle est basée sur l'identification des paramètres équivalents dans le domaine fréquentiel. Elle est, certes, précise mais gourmande en temps de calcul car elle est basée sur un processus d'identification itératif. Les principales méthodes dans cette catégorie utilisent le même principe d'identification dans le domaine fréquentiel, les paramètres équivalents sont alors identifiés lorsque la caractéristique en fréquence du modèle équivalent s'ajuste aux caractéristiques du groupe cohérent [29].

De même, pour le regroupement des systèmes de commande, lorsqu'ils sont représentés en détail, les paramètres des systèmes équivalents sont calculés par des méthodes d'identification classiques en comparant les caractéristiques (réponse fréquentielle) du système équivalent avec les caractéristiques des systèmes de commande dans le groupe cohérent [6], [25], [29], [30]. Il y a, cependant, peu de travaux dans la littérature qui traitent du regroupement détaillé comparativement au regroupement classique.

1.4 Regroupement et élimination des nœuds

Le remplacement de chaque groupe de générateurs cohérents par son équivalent et l'élimination des nœuds de charges réduit considérablement la taille du réseau, ce processus crée des transformations dans sa topologie tout en conservant le même niveau des puissances transitées.

La méthode des circuits équivalents dite REI (Radial Equivalent Independent) est une méthode de regroupement et d'élimination nodale qui consiste à remplacer un groupe de nœuds sélectionnés par un nœud équivalent tout en maintenant un certain nombre de nœuds frontières [31] [32]. La première étape de la transformation consiste à ajouter quelques branches fictives au groupe de nœuds à regrouper comme le montre la figure 3.

L'admittance de chaque branche est choisie de telle sorte que toutes les tensions au nœud équivalent soient égales et que ces nœuds puissent être reliés pour former un nœud auxiliaire fictif "f". Les admittances des branches ajoutées peuvent être choisies librement de manière à donner la même tension au bout de la ligne. Habituellement, les valeurs de ces admittances correspondent aux injections nodales, pour une tension donnée, dans les nœuds à regrouper. Puisque la tension au nœud fictif est nulle, et sachant que c'est un inconvénient d'avoir un nœud équivalent porté à un potentiel nul,

on crée alors une autre branche fictive avec une admittance négative ajoutée au nœud f, celle-ci fait augmenter la tension au nœud équivalent pour atteindre la tension du réseau.

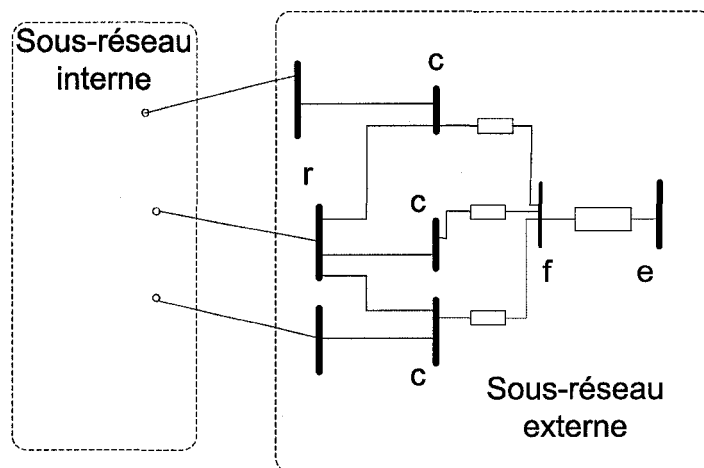


Figure 3 Regroupement des nœuds par la méthode des REI

Le choix de l'admittance négative est donné par l'équation suivante :

$$Y_{fe} = -\frac{S_e^*}{V_e^2} \quad (1.17)$$

Avec

$$S_e = \sum_{i \in \{C\}} S_i \quad (1.18)$$

Avec S_i la puissance apparente au nœud i du groupe cohérent.

Ainsi, la tension au nœud équivalent V_e est égale à la moyenne des tensions aux nœuds à regrouper, soit :

$$V_e = \sum_{i \in \{C\}} S_i / \sum_{i \in \{C\}} \left(\frac{S_i}{V_i} \right) \quad (1.19)$$

Par la suite, le nœud f est éliminé pour aboutir à un réseau équivalent appelé circuit équivalent radiale indépendant de toute autre source (R.E.I) qui relie le nœud équivalent aux nœuds frontières.

Pour les nœuds de charges, on suppose que les charges sont constantes, elles sont alors représentées par des admittances constantes, ceci n'est, évidemment, valable que pour les charges dont la caractéristique puissance, tension est de la forme suivante :

$$S_i = V_i^2 Y_{fi}^* \quad (1.20)$$

Avec :

$$Y_{fi} = C^{ste} \quad (1.21)$$

Pour les nœuds générateurs opérant à une tension constante, la condition (1.21) est satisfaite seulement pour les générateurs dont la puissance active et réactive générées sont supposées constantes.

Cette méthode introduit un grand nombre de branches fictives en raison de l'élimination du nœud fictif et les nœuds à regrouper. Certaines branches dans le réseau équivalent peuvent avoir des admittances négatives. De plus, les injections élevées dans les nœuds à regrouper produisent des valeurs élevées des résistances des branches équivalentes. Ces facteurs combinés peuvent causer des problèmes de convergence dans le programme de l'écoulement de puissance [22].

D'autres méthodes sont proposées dans la littérature, notamment pour l'élimination des nœuds, utilisant les propriétés des matrices creuses [33]. La méthode adaptative de réduction (A.R) consiste à la réduction de la matrice admittance \mathbf{Y} en se basant sur la répartition de la matrice en différents blocs de barres distincts comme suit :

$$\left[\begin{array}{ccc} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} & \mathbf{Y}_{23} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{32} & \mathbf{Y}_{33} \end{array} \right] \begin{array}{l} \mathbf{E} \\ \mathbf{B} \\ \mathbf{F} \end{array} \Bigg\} \mathbf{R} \quad (1.22)$$

Les blocs de nœuds du réseau sont définis par les indices suivants :

- E, barres à éliminer;
- R, barres à retenir (toutes les barres excluant E);

- B, barres de R avec connexions aux barres E;
- F, barres de R qui ne sont pas en B;

Les opérations d'élimination des barres E sont décrit par l'équation suivante :

$$\hat{\mathbf{Y}}_{22} = \mathbf{Y}_{22} - \mathbf{Y}_{21} \mathbf{Y}_{11}^{-1} \mathbf{Y}_{12} \quad (1.23)$$

Où $\hat{\mathbf{Y}}_{22}$ est la matrice admittance du réseau réduit vue à partir des barres frontières du réseau. Les sous matrices \mathbf{Y}_{23} , \mathbf{Y}_{32} et \mathbf{Y}_{33} ne sont pas affectées par cette réduction. Dans l'implémentation pratique, l'équation (1.23) est réalisée en utilisant la méthode des matrices creuses dans laquelle le processus d'élimination se fait une barre à la fois.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE DE LA MODÉLISATION DES ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES

*"Toute la science exacte est dominée par l'idée de l'approximation",
Bertrand Russel.*

2.1 Introduction

L'objet de ce chapitre consiste à présenter la procédure de modélisation des équivalents dynamiques, notamment, la première étape de la modélisation qui concerne la méthodologie de répartition et d'identification des zones cohérentes. Les autres étapes feront l'objet des chapitres 3 et 4 subséquents. Dans une première partie, quelques définitions relatives aux équivalents dynamiques sont présentées pour distinguer les différents types et leurs applications. Les modes d'oscillations, dans les réseaux électrique sont, ensuite, analysés afin de comprendre, d'une part, la relation entre les modes d'oscillations et la notion de cohérence et d'autre part, pour introduire l'algorithme de répartition et d'identification des machines cohérentes. Cet algorithme est basé sur le concept cohérence lente [8] qui tient compte, à la fois, des dynamiques des machines ainsi que de la rigidité des connexions à travers les lignes de transmission.

2.2 Définition des équivalents dynamiques

La modélisation d'un équivalent dynamique d'une partie d'un réseau d'énergie est précédée souvent par la partition de ce dernier en deux parties distinctes comme l'illustre la figure 4 : la première partie, appelée sous-réseau interne (ou réseau principal), est modélisée d'une façon complète et détaillée et serait le siège de toute perturbation éventuelle; la deuxième partie représentant le reste du réseau, qu'on appellera sous-

réseau externe, est constituée d'une ou de plusieurs zones, chacune sera représentée par un modèle réduit appelé équivalent dynamique. Chaque sous-réseau externe est relié, par ses nœuds périphériques, au réseau principal à travers les lignes d'interconnexions.

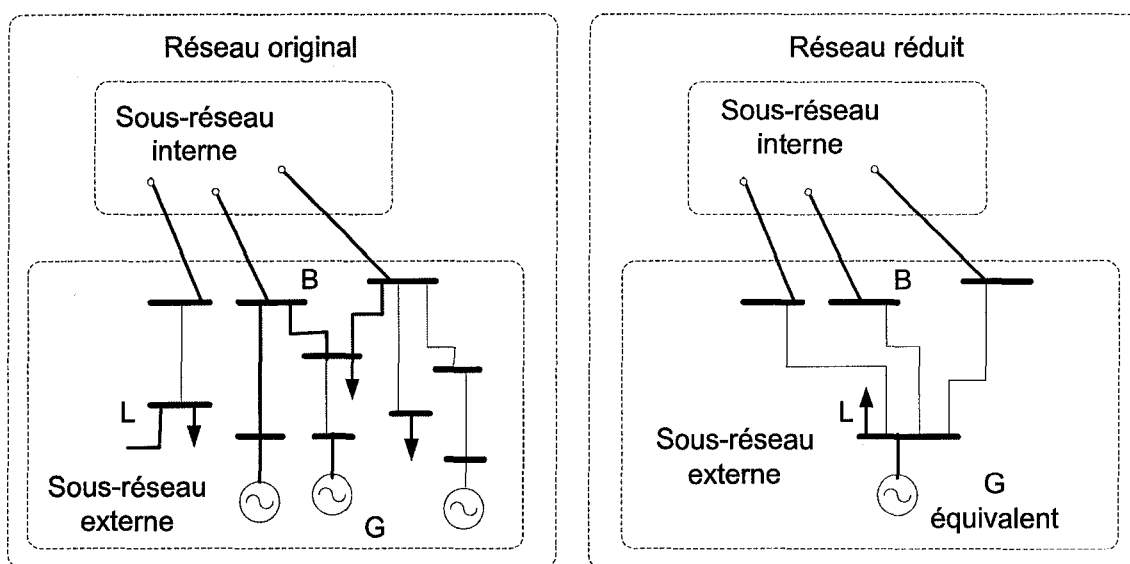


Figure 4 Répartition d'un réseau électrique en sous-réseaux interne et externe

On distingue, dans la littérature, deux types d'équivalents, dépendamment de la connaissance ou non de la configuration du sous-réseau externe [22]. Si la topologie du réseau externe est ignorée ou inconnue, alors l'équivalent dynamique sera défini par un modèle de comportement et non pas par un modèle physique. Le modèle de comportement est déterminé à partir des mesures de certaines grandeurs électriques, prises dans le sous-réseau interne, dans les nœuds périphériques et dans les lignes d'interconnexions. Ce type d'équivalent dynamique est généralement utilisé pour l'évaluation de la sécurité de réseaux en temps réel ainsi que pour la conduite des réseaux.

Si la configuration et la topologie du sous-réseau externe est connue, alors l'équivalent dynamique serait parfaitement défini et sera représenté par un modèle physique réel. Il

est modélisé en faisant appel aux méthodes classiques de réduction des modèles. Ce type d'équivalent est souvent utilisé pour les études et analyses en temps différé des réseaux électriques tels que les études de planification. Ce sont ces types d'équivalents dynamiques qui sont l'objet de cette thèse.

Par ailleurs, la réduction d'un réseau peut se faire de trois façons différentes [22]. Une réduction physique, qui consiste à choisir un modèle approprié pour les éléments du réseau tels que les générateurs et les charges selon leurs influence et leur comportement suite à une perturbation particulière. Les éléments proches électriquement d'une perturbation sont, évidemment, représentés par des modèles précis et détaillés, les autres, plus loin, sont représentés par des modèles réduits et simplifiés.

La réduction topologique ou nodale qui consiste à l'élimination des noeuds afin de réduire la taille du sous-réseau externe. Elle se traduit par la transformation du sous-réseau externe initialement de grande taille, en un réseau de petite taille par l'élimination et/ou le regroupement des noeuds en faisant appel aux méthodes de réduction nodales telles que la réduction de Kron, la méthode Ward [34] [21] et la méthode du réseau radiale équivalent indépendant(REI) [31].

Dans ce document, pour la modélisation de l'équivalent dynamique, nous ferons appel à la fois aux réductions physique et topologique pour aboutir à un modèle équivalent composé des éléments des réseaux électriques standards tels que l'équivalent machine et les charges équivalentes.

2.3 Analyse modale des réseaux électriques

L'analyse modale des réseaux électriques a pour objet de déterminer les modes d'oscillations qui caractérisent chaque système dynamique. Cette analyse s'applique aux

systèmes linéaires ou linéarisés et qui consiste essentiellement à la détermination et l'étude des valeurs propres et vecteurs propres associés. La représentation d'état linéaire est requise à cet effet.

Soit un système de puissance dont la représentation d'état linéaire et homogène est donnée par l'équation suivante :

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (2.1)$$

Où \mathbf{x} est le vecteur des variables d'état de longueur n , \mathbf{A} , la matrice d'état du système. L'équation d'état (2.1) a n solutions de la forme :

$$x_i = K_i e^{\lambda_i t} \quad (2.2)$$

Où λ_i est définie comme étant la valeur propre de la matrice d'état, elle satisfait la relation :

$$\det(\lambda \mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (2.3)$$

Il est à noter que même si la représentation d'état d'un système dynamique n'est pas unique, les valeurs propres du système sont uniques. Elles sont de deux types, réelle et complexe. Les valeurs réelles ou nulles génèrent les modes non oscillatoires alors que les valeurs complexes définissent les modes oscillatoires.

Lorsque la matrice d'état est réelle (à paramètres réels), les valeurs propres complexes sont des paires de valeurs complexes conjuguées $\sigma \pm j\omega$ [35], la partie réelle indique l'amplitude des oscillations et la partie imaginaire indique la fréquence des oscillations telle que $f = \omega / 2\pi$. À chaque valeur propre λ_i correspond un vecteur propre \mathbf{u}_i , appelé vecteur propre à droite ou vecteur propre tout court, il est déterminé par la relation suivante :

$$\mathbf{A}\mathbf{u}_i = \lambda_i \mathbf{u}_i \quad (2.4)$$

C'est un vecteur colonne avec une longueur égale au nombre de variables. Les vecteurs propres ne sont pas uniques. En effet, multipliés par une constante, ils demeurent des vecteurs propres.

L'expression (2.4) s'écrit sous forme matricielle comme suit :

$$\mathbf{A}\mathbf{U} = \mathbf{U}\mathbf{\Lambda} \quad (2.5)$$

Où \mathbf{U} est la matrice carrée dont les colonnes sont les vecteurs propres \mathbf{u}_i de la matrice \mathbf{A} et $\mathbf{\Lambda} = \text{diag}(\lambda_i)$, la matrice diagonale des valeurs propres.

Si toutes les valeurs propres sont distinctes alors les vecteurs propres correspondants sont linéairement indépendants et la matrice \mathbf{U} est non singulière, on peut alors écrire :

$$\mathbf{\Lambda} = \text{diag}(\lambda_i) = \mathbf{U}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{U} \quad (2.6)$$

Pour éliminer le couplage mutuel entre les variables d'état dans l'équation (2.1), on définit un nouveau vecteur d'état \mathbf{z} obtenu par une transformation linéaire du vecteur d'état original \mathbf{x} , soit :

$$\mathbf{x} = \mathbf{U}\mathbf{z} \quad (2.7)$$

D'où :

$$\mathbf{z} = \mathbf{U}^{-1}\mathbf{x} \quad (2.8)$$

En substituant ces deux dernières expressions dans l'équation d'état, on obtient :

$$\dot{\mathbf{z}} = \mathbf{U}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{U}\mathbf{z} \quad (2.9)$$

De plus, en tenant compte de l'équation (2.6), on trouve :

$$\dot{\mathbf{z}} = \mathbf{\Lambda}\mathbf{z} \quad (2.10)$$

Cette écriture est une forme modale de l'équation d'état du système (2.1). Puisque la matrice $\mathbf{\Lambda}$ est diagonale, la relation (2.10) décrit un système d'équations différentielles découplées :

$$\dot{z}_i = \lambda_i \cdot z_i \quad \text{pour } i=1, \dots, n \quad (2.11)$$

Les fonctions $z_i(t)$, solution de (2.11), représentent les modes du système linéaire (2.1) :

$$z_i(t) = e^{\lambda_i t} z_{i0} \quad (2.12)$$

Où z_{j0} sont les conditions initiales de ces modes. La solution pour chaque variable d'état est donnée par une combinaison linéaire de tous les modes d'oscillations définis plus haut, soit :

$$x_i(t) = \sum_{j=1}^n u_{ij} z_j(t) = \sum_{j=1}^n u_{ij} e^{\lambda_j t} z_{j0} \quad (2.13)$$

Où u_{ij} est l'élément (i, j) de la matrice des vecteurs propres \mathbf{U} , il représente la contribution des modes $z_j(t)$ dans une variable d'état particulière $x_i(t)$. En d'autres termes, si les vecteurs propres sont normalisés, u_{ij} détermine l'activité relative de la variable d'état $x_i(t)$ lorsque un mode particulier $z_j(t)$ est excité [22].

Selon l'équation (2.13), On constate que le comportement dynamique d'un état $x_i(t)$ est une combinaison linéaire des comportement dynamiques des différents modes du système linéaire. Physiquement, le vecteur propre détermine comment chaque mode d'oscillations est distribué le long des variables d'état.

Si on pose :

$$\mathbf{W} = \mathbf{U}^{-1} \quad (2.14)$$

L'équation (2.8) devient pour chaque mode individuel comme suit :

$$z_i(t) = \sum_{j=1}^n w_{ij} x_j(t) \quad (2.15)$$

Dans cette équation, les coefficients w_{ij} mesurent l'étendue ou l'amplitude de l'activité d'une variable d'état particulière $x_j(t)$ dans le mode $z_i(t)$.

Le vecteur ligne \mathbf{w}'_i de la matrice \mathbf{W} est relié aux valeurs propres par la relation :

$$\mathbf{w}'_i \mathbf{A} = \lambda_i \mathbf{w}'_i \quad (2.16)$$

w_i est appelé vecteur propre à gauche. Les vecteurs propres à droite et à gauche normalisés ont la propriété d'être orthogonaux, i.e. :

$$w_i' u_j = \begin{cases} 1 & i = j \\ 0 & i \neq j \end{cases} \quad (2.17)$$

L'analyse modale est très importante pour comprendre l'algorithme d'identification des générateurs cohérents par l'approche de la cohérence lente. En effet, l'examen de la méthode de la cohérence lente montre qu'une fois les modes lents sont choisis, les colonnes correspondantes de la matrice modale vont déterminer l'effet des modes sélectionnés sur les variables d'état du système. Par conséquent, si deux lignes de la matrice des vecteurs propres sont identiques, les machines correspondantes devraient être cohérentes entre elles par rapport aux modes sélectionnés.

2.4 Réseau électrique et échelles de temps

Les modèles des réseaux électriques sont caractérisés par une large échelle de temps représentant l'interaction des phénomènes dynamiques se produisant dans un large spectre de fréquence. Pour analyser tous ces phénomènes, les dynamiques des réseaux sont modélisées généralement sur quatre échelles de temps telles que :

- Les dynamiques long terme (quelques minutes et plus) représentent l'évolution des charges, les dynamiques des chaudières,...etc.;
- Les dynamiques moyen terme (1 à 5 min) comme les réglages automatiques de production (AGC);
- Les dynamiques transitoires (secondes) pour représenter l'évolution des variables des générateurs, des régulateurs automatiques de tension (AVR), ...etc.;
- Les transitoires électromagnétiques (inférieur à ms) pour les phénomènes transitoires rapides.

Dans les modèles de réseaux à large échelle de temps, des dynamiques rapides et dynamiques lentes sont présentes en même temps. Avec une répartition appropriée du réseau en différentes zones, la dynamique de la variable associée à chaque zone telle que la variable représentant le centre des angles (COA) est beaucoup plus lente que le mouvement oscillatoire entre deux machines à l'intérieur de la même zone. L'interprétation physique de ce phénomène est que les connexions entre les machines de la même zone sont beaucoup plus rigides alors que celles entre zones sont faibles. Par conséquent les machines dans le même zone interagissent sur une base court terme. À long terme, ces dynamiques rapides s'estompent, les machines dans le même groupe vont se mouvoir ensemble, ce qui les rend cohérentes par rapport aux modes lents. Ces dynamiques lentes, qui sont représentées par les variables équivalentes (telle que le centre des angles) sont produites par l'interaction entre les groupes de machines à travers des connexions faibles. Ces dynamiques deviennent significatives et représentatives du réseau à long terme.

2.5 Développement de la procédure de répartition des réseaux

La procédure de répartition de cohérence lente est utilisée pour identifier les générateurs cohérents par la sélection des modes oscillatoires lents dans le réseau électrique et l'affectation des variables d'état du système aux différents modes choisis. La procédure commence par la modélisation appropriée du réseau, puis, le choix du nombre de zones sur lesquelles le réseau sera réparti. L'algorithme de répartition est, ensuite, appliqué sur les matrices des valeurs propres et vecteurs propres des modes sélectionnés. Cet algorithme est basé sur l'élimination gaussienne avec pivotement complet [36] [37].

2.5.1 Modélisation

Dans cette analyse modale, il n'est pas nécessaire d'utiliser un modèle détaillé pour représenter les machines synchrones et il n'est pas nécessaire non plus de représenter les

systèmes de commande. En effet, dans cette analyse on s'intéressera surtout aux dynamiques lentes représentées par la dynamique de l'angle (position de l'arbre) ainsi que la dynamique de la vitesse de l'arbre. Autrement dit, les dynamiques électromécaniques de la machine. Les dynamiques électriques telles que le champ dans les axes d et q sont relativement plus rapides et ne sont pas par conséquent représentées. D'autre part, les systèmes de commandes sont ignorés du fait qu'ils interviennent surtout pour amortir ou stabiliser les oscillations électromécaniques et agissent par conséquent sur l'amplitude des modes d'oscillations et peu ou pas du tout sur leurs fréquences.

Le modèle utilisé pour l'identification de la cohérence est le modèle électromécanique représentant un réseau électrique multimachines. Bien qu'il soit réduit et simple, ce modèle est recommandé pour l'évaluation des propriétés de cohérence et il est suffisant pour capter les oscillations interzones d'un réseau électrique.

Le régime transitoire électromécanique d'une machine est représenté par :

$$\dot{\delta}_i = \Delta\omega_i \quad (2.18)$$

$$M_i \cdot \Delta\dot{\omega}_i = P_{mi} - P_{ei} - D_i \Delta\omega_i \quad (2.19)$$

Avec $i = 1, \dots, m$ et $\Delta\omega_i = \omega_i - \omega_s$ et ω_s , la fréquence de base en rad/s, m étant le nombre de générateurs dans le réseau. δ_i , $\Delta\omega_i$, P_{mi} , P_{ei} , M_i et D_i sont respectivement, l'angle rotorique, la déviation de la vitesse de l'arbre, la puissance mécanique, la puissance électrique, les constantes d'inertie et d'amortissement de la machine i .

Dans ce modèle, la puissance mécanique de chaque machine est supposée constante. La puissance électrique générée par la machine i est donnée comme suit :

$$P_{ei} = E_i^2 |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^m |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (2.20)$$

Où l'amplitude la tension E_i derrière la réactance transitoire est supposée constante :

$$E_i = |E_i| e^{j\delta_i} \quad (2.21)$$

Les charges sont représentées par des impédances passives ajoutées à la matrice admittance réduite aux nœuds internes des machines dont les éléments s'écrivent :

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| e^{j\theta_{ij}} \quad (2.22)$$

En exprimant les éléments de la matrice admittance dans une forme complexe telle que :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.23)$$

Où les parties réelles et imaginaires sont données ci-dessous :

$$G_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} \quad (2.24)$$

$$B_{ij} = |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \quad (2.25)$$

L'expression de la puissance électrique (2.20) peut alors s'écrire comme suit :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^m |E_i| |E_j| (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (2.26)$$

L'emploi de ce modèle classique est restreint exclusivement à l'identification des groupes cohérents. Les résultats restent valables pour tous les modèles complets et détaillés des machines qu'on utilisera dans les étapes de regroupement.

La linéarisation du modèle (2.18) et (2.19) autour d'un point d'équilibre stable donne :

$$\Delta \dot{\delta}_i = \Delta \omega_i \quad (2.27)$$

$$\Delta \dot{\omega}_i = -\frac{\Delta P_{ei}}{M_i} - \frac{\Delta D_i}{M_i} \Delta \omega_i \quad (2.28)$$

Dans une représentation d'état les équations (2.27) et (2.28) s'écrivent :

$$\begin{pmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{1} \\ \mathbf{M}^{-1} \mathbf{K} & \mathbf{M}^{-1} \mathbf{D} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{pmatrix} = \mathbf{A} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{pmatrix} \quad (2.29)$$

Où $\mathbf{0}$ et $\mathbf{1}$ sont des matrices ($m \times m$) nulle et unitaire respectivement. $\mathbf{D} = \text{diag}(D_i)$ et \mathbf{K} est une matrice $m \times m$ dont les éléments K_{ij} sont définis en fonction des admittances du réseau et du point d'équilibre, comme suit :

$$K_{ij} = -\frac{\partial \Delta P_{ei}}{\partial \Delta \delta_j} \quad i \neq j \quad (2.30)$$

$$= |E_i| |E_j| (B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j))$$

$$K_{ii} = -\frac{\partial \Delta P_{ei}}{\partial \Delta \delta_i} \quad (2.31)$$

$$= -\sum_{k=1, k \neq i}^m [|E_i| |E_k| (B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k))]$$

En négligeant, d'une part, les constantes d'amortissement D_i qui, en fait, n'affectent pas considérablement la fréquence des modes oscillatoires et d'autre part, les termes G_{ij} (ou conductances) qui sont généralement petits relativement aux termes B_{ij} , on peut réduire le système (2.29) à une représentation de deuxième ordre comme suit :

$$\Delta \ddot{\delta} = \mathbf{M}^{-1} \cdot \mathbf{K} \Delta \delta \quad (2.32)$$

Avec :

$$\mathbf{M} = \text{diag}(M_1, M_2, \dots, M_m) \quad (2.33)$$

Les expressions de K_{ij} deviennent :

$$K_{ij} = E_i E_j B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.34)$$

$$K_{ii} = -\sum_{j=1, j \neq i}^m K_{ij} \quad (2.35)$$

À partir de (2.30) et (2.31), on déduit que la matrice \mathbf{K} est symétrique lorsque la matrice \mathbf{B} l'est aussi, ce qui est vrai dans le cas d'un réseau électrique sans transformateurs déphaseurs. En général, les éléments B_{ij} sont positifs et les écarts $(\delta_i - \delta_j)$ sont petits, ce

qui rend \mathbf{K} une matrice semi définie négative et les valeurs propres de la matrice $\mathbf{M}^{-1}\mathbf{K}$ sont alors négatives ou nulles.

2.5.1.1 Caractéristiques de la matrice \mathbf{K}

La matrice d'état \mathbf{K} a des propriétés structurelles très importantes pour l'analyse modale d'un réseau électrique. C'est une matrice dite de réseau car elle est étroitement liée à la matrice admittance réduite du réseau à laquelle sont ajoutées les charges représentées par des admittances constantes [36].

- \mathbf{K} est symétrique si le réseau ne contient pas de transformateurs déphaseurs;
- La somme des éléments non diagonaux de chaque ligne est égale au négatif de l'élément diagonal (équation 2.35);
- \mathbf{K} est une matrice semi définie négative à diagonale dominante ayant des éléments diagonaux négatifs et les éléments non diagonaux positifs ou nuls. Elle est diagonalisable et possède, par conséquent, des valeurs propres réelles. C'est ainsi que toutes les valeurs propres μ_i de \mathbf{K} sont réelles.

Si les constantes d'amortissement D_i ne sont pas négligées, néanmoins, ils sont supposés uniformes tels que [22]:

$$\frac{D_1}{M_1} = \frac{D_2}{M_2} = \dots = \frac{D_m}{M_m} = d \quad (2.36)$$

Alors, on montre que la relation entre les valeurs propres de la matrice d'état \mathbf{A} et celles de la matrice \mathbf{K} dans le système (2.29) s'écrit [22] :

$$\lambda_i^2 + d\lambda_i - \mu_i = 0 \quad (2.37)$$

λ_i sont les valeurs propres de la matrice \mathbf{A} et μ_i sont les valeurs propres de la matrice \mathbf{K} . Si on connaît les valeurs propres μ_i de la matrice réduite \mathbf{K} , il est possible de déterminer les valeurs propres de la matrice augmentée \mathbf{A} à partir de l'équation (2.37) :

$$\lambda_i = -\frac{d}{2} \pm \sqrt{\frac{d^2}{4} + \mu_i} \quad (2.38)$$

Ce résultat montre que l'on peut évaluer la stabilité du système (2.29) en connaissant seulement les valeurs propres de la sous matrice \mathbf{K} et la constante d'amortissement d . Évidemment, le calcul des valeurs propres de la matrice \mathbf{K} de rang $(n-1)$ est beaucoup moins fastidieux en terme de temps de calcul que la détermination des valeurs propres de la matrice \mathbf{A} qui est de rang $(2n-2)$.

Par ailleurs, si on néglige la constante d'amortissement d , pour des valeurs propres μ_i négatives correspondent des valeurs propres de la matrice \mathbf{A} purement imaginaires de valeurs $\mp\sqrt{\mu_i}$, le système serait alors purement oscillatoire non amorti.

Les valeurs propres de la matrice \mathbf{A} du système (2.29) représentent les modes d'oscillations naturelles du réseau. Il ressort de l'analyse modale que la matrice \mathbf{A} renferme trois types de valeurs propres [35] :

- Une valeur propre nulle correspond au centre de gravité de tous les angles du système (référence absolue);
- une petite valeur propre réelle négative correspond au centre d'inertie des vitesses angulaires (fréquence du système);
- les $(n-1)$ paires de modes oscillatoires légèrement amortis de fréquences allant de 0.05 à 2 Hz. La présence des systèmes de commande rend ces modes beaucoup plus amortis en amplitude mais très peu en fréquence.

Les modes non oscillatoires, appelés modes globaux ont des fréquences nulles. Ils sont représentés par les deux premières valeurs propres réelles. Les modes interzones représentant les modes les plus lents, se produisant entre variables de différentes zones

et ayant des fréquences allant de 0.05 à 1Hz et les modes locaux sont les modes qui se produisent entre variables d'une même zone, leurs fréquences sont supérieures à 1 Hz.

Remarque : Il est possible d'éliminer la valeur propre nulle de la matrice $\mathbf{M}^{-1}.\mathbf{K}$ en considérant une des variables (angles) comme étant la référence et exprimer toutes les autres variables par rapport à cette variable de référence. On réécrit alors le système (2.32) en termes de différences d'angles (ou angles relatifs). On dit que le système est dans un référentiel relatif, il est asymptotiquement stable si ses $(n-1)$ valeurs propres sont négatives. Par contre, le système original (2.32) qui est dans un référentiel absolu est marginalement stable.

2.5.2 Identification des groupes cohérents

La première étape de la méthode de cohérence lente consiste à calculer les valeurs propres de la matrice \mathbf{K} ($m \times m$) définie dans (2.29). Ensuite, on choisit le nombre de zones correspond aux plus petites valeurs propres, soit r , ce nombre. Le choix de ce nombre est examiné dans la section suivante [38].

2.5.2.1 Choix du nombre de zones

Le nombre de zones dépend de beaucoup de paramètres, la connaissance du réseau, la nette séparation entre les modes lents et rapides, les objectifs de l'étude, la capacité de simulation disponible, la comparaison des indices de cohérence, ... etc.

En effet, la question qui est souvent posée c'est comment choisir le nombre de modes lents. En pratique, ce nombre peut être choisi librement puisque la notion de cohérence n'est pas définie d'une façon absolue. Dans ce qui suit, nous examinons la relation entre la cohérence et l'ensemble des modes lents choisis. Le choix optimal c'est celui pour lequel les différentes zones du réseau soient partitionnées le long des frontières

faiblement connectées. Ceci est le résultat de la séparation des échelles de temps entre le modèle interzone et les modèles locaux ainsi que le découplage entre les différents modèles locaux [8].

La relation fondamentale entre les faibles connexions et les échelles de temps est due au fait que dans un grand réseau électrique, il existe toujours des groupes de machines qui interagissent fortement de telle sorte que l'interaction entre les machines du même groupe est beaucoup plus forte que celle entre machines de différents groupes. L'étude des transitoires rapides de ces systèmes peut se faire en analysant individuellement les groupes de machines comme des systèmes isolés. Par contre, pour les études du comportement long terme, cette décomposition est en général erronée. En effet, une faible interaction entre groupes va devenir significative après quelques périodes de temps. Pour étudier les comportements long terme, chaque groupe peut être représenté par une variable regroupée (variable représentant toutes les variables du même groupe). L'interconnexion entre les variables regroupées des différents groupes forme le modèle regroupé ou modèle équivalent.

Il a été fréquemment observé dans les systèmes physiques réels que, dans le long terme, des machines d'un même groupe sont cohérentes par rapport aux modes lents. Par exemple, dans les réseaux électriques, les mouvements rapides non cohérents sont typiquement attribués aux machines près de la perturbation. Cependant les groupes suffisamment loin de la perturbation exhibent des mouvements cohérents lents.

On montre que la cohérence lente est présente dans les réseaux lorsque les connexions entre différentes zones sont faibles. Ces réseaux ont des propriétés importantes dans les applications pratiques :

- Le découplage entre les transitoires rapides se produisant dans les zones différentes;

- Les transitoires rapides ont un effet négligeable sur le comportement cohérent des machines;
- La cohérence lente est satisfaite non pas par rapport aux inerties comparables et aux connexions entre machines mais plus par rapport aux faibles connexions entre groupes cohérents.

Un autre avantage de la cohérence lente est dû au fait que ses propriétés ne dépendent pas de la linéarité, elles peuvent être étendues aux systèmes non linéaires [8].

C'est ainsi qu'une répartition des réseaux en zones faiblement connectées entre elles est plus rigoureux physiquement car elle assure une forte connexion entre les variables dans un même groupe. Dans les réseaux électriques très larges, il n'est pas souvent facile d'identifier visuellement ces faibles connexions entre différentes zones. L'analyse modale permet de déterminer les modes lents et rapides du système, s'il n'y a pas une séparation nette entre ces différents modes, on détermine l'écart le plus élevé entre deux modes successifs représentés par les valeurs propres λ_r et λ_{r+1} , soit :

$$\varepsilon = |\lambda_r| \leq |\lambda_{r+1}| \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.39)$$

Pour revenir à l'algorithme de répartition, une fois le nombre de zones choisi, l'étape subséquente consiste à calculer la matrice \mathbf{U} (rxm) des vecteurs propres correspondants aux r valeurs propres sélectionnées. Ensuite, l'algorithme d'élimination de Gauss avec pivotement complet est appliqué sur la matrice \mathbf{U} . Ainsi, on obtient les lignes les plus linéairement indépendantes. Ces lignes correspondent aux valeurs propres des générateurs de référence définissant chacun une zone, soit donc r générateurs de référence.

Pour affecter les $(m-r)$ générateurs restants aux différentes zones, on partitionne la matrice \mathbf{U} en deux sous matrices \mathbf{U}_r (rxr) et \mathbf{U}_{m-r} ($(m-r) \times r$), tel que la première

contient les vecteurs propres des r générateurs de référence et la deuxième, les vecteurs propres des $m-r$ générateurs restants. \mathbf{U} est alors ordonnée comme suit [37] :

$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_r \\ \mathbf{U}_{m-r} \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Ensuite, on définit la matrice de regroupement \mathbf{L} qui est la solution de l'équation suivante :

$$\mathbf{U}_r^T \cdot \mathbf{L}^T = \mathbf{U}_{m-r}^T \quad (2.41)$$

La matrice \mathbf{L} ($m-r \times r$) est utilisée pour affecter chacun des générateurs restants à la zone correspondante, en tenant compte de la plus grande valeur dans chaque ligne de \mathbf{L} . Cette matrice est la matrice de répartition du réseau, elle est composée de r colonnes (pour r modes lents) correspondant aux machines de références et ($m-r$) lignes correspondant aux générateurs restants qui sont affectés aux machines de référence selon l'élément le plus élevé de chaque ligne de la matrice de regroupement. L'algorithme se termine à cette étape. La figure 5 résume les étapes d'identification des groupes cohérents.

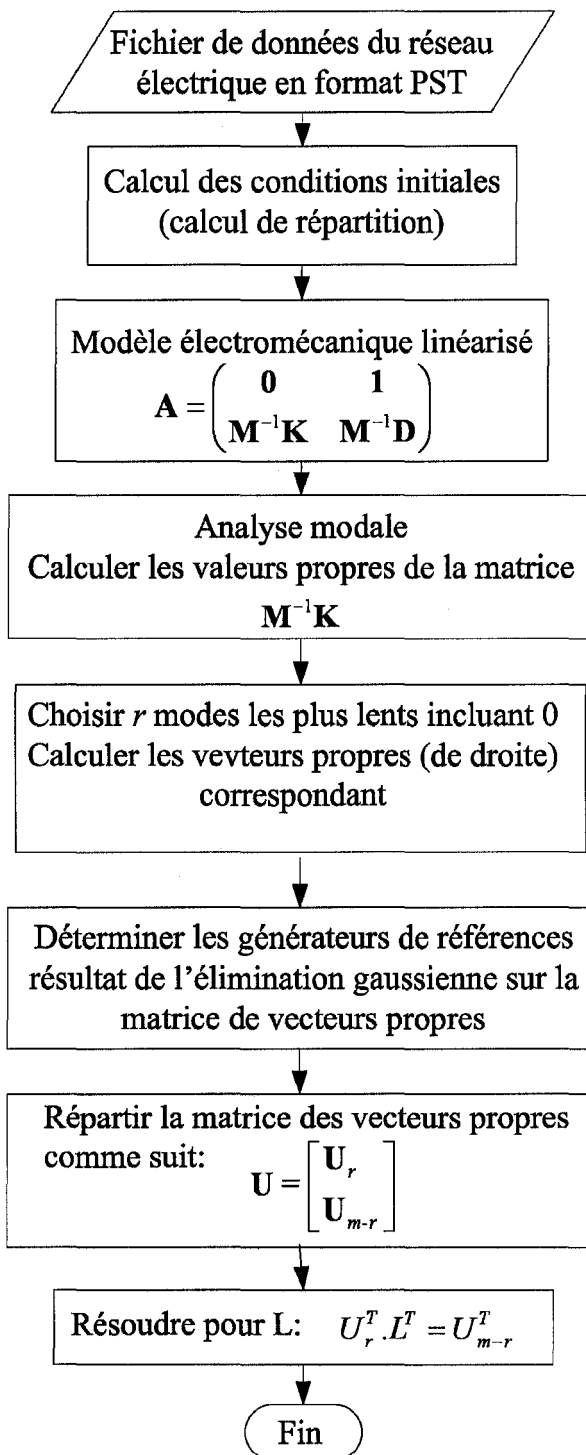


Figure 5 Algorithme d'identification des groupes cohérents

CHAPITRE 3

RÉDUCTION ET REGROUPEMENT NODAL

*"L'homme ne peut pas faire des principes, il peut seulement les découvrir",
Thomas Paine.*

3.1 Introduction

Le présent chapitre est consacré à la présentation de la deuxième étape de la procédure de modélisation des équivalents dynamiques. Il s'agit de la réduction et du regroupement nodal. Une fois que les zones cohérentes sont identifiées, l'étape suivante consiste à remplacer les zones cohérentes du réseau externe par des équivalents dynamiques. Ce processus nécessite la transformation du réseau original de grande taille vers un réseau de taille réduite par le regroupement nodal de tous les nœuds des machines cohérentes mais également par l'élimination des tous les nœuds de charge appartenant à la même zone. Dans cette étape de transformation du réseau, seules les parties statiques du réseau sont considérées étant donné que le regroupement concerne seulement les nœuds auxquelles les machines sont connectées et non pas les machines elles-mêmes. Le générateur équivalent avec tous les systèmes de commande qui lui sont associés fera l'objet du quatrième chapitre.

3.2 Regroupement et élimination des nœuds

Cette étape est divisée en deux parties successives, la première consiste à regrouper les nœuds terminaux des machines considérées cohérentes et la deuxième concerne l'élimination de tous les nœuds de la zone cohérente sauf le nœud équivalent résultant du regroupement ainsi que les nœuds frontières qui jouent de rôle d'interface entre l'équivalent dynamique et le reste du réseau.

3.2.1 Regroupement nodal

Ce regroupement est construit sur la base de l'invariance de la puissance apparente au nœud équivalent. Cette méthode appelée «Ward Equivalent» [34] consiste à remplacer une série de nœuds appartenant à une zone cohérente identifiée au préalable par un seul nœud équivalent. Dans ce processus de regroupement, on distingue également les nœuds à retenir appelés nœuds périphériques (ou frontières) qui interconnectent les différentes zones à travers les lignes d'interconnexion. Ainsi, les nœuds terminaux cohérents sont remplacés par un seul nœud équivalent, de telle sorte à satisfaire les conditions d'invariance suivantes :

- Les courants et les tensions aux nœuds périphériques resteraient inchangés;
- Les puissances active et réactive injectées au nœud équivalent doivent être égales à la somme des puissances injectées aux différents nœuds cohérents, soit : $S_e = \sum_i S_i$.

Pour illustrer ce processus de regroupement, la figure 6 montre la transformation de la topologie du réseau original, notamment, la zone cohérente qui est l'objet de la réduction. Dans ce processus, la matrice admittance de la zone cohérente Y_{orig} est transformée en Y_{red} représentant le réseau équivalent réduit.

Trois types de nœuds sont considérés, les nœuds générateurs d'indice « c » pour nœuds cohérents, les nœuds périphériques d'indice « r » pour nœuds retenus et le nœud équivalent « e ». Évidemment, on a omis les nœuds de charges, ces derniers sont éliminées directement en remplaçant les charges par leurs admittances constantes respectives.

Les matrices admittances des réseaux original et réduit ont respectivement les formes suivantes :

$$\mathbf{Y}_{orig} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{rr} & \mathbf{Y}_{rc} \\ \mathbf{Y}_{cr} & \mathbf{Y}_{cc} \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

$$\mathbf{Y}_{red} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{rr} & \mathbf{Y}_{re} \\ \mathbf{Y}_{er} & Y_{ee} \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

Ainsi, le réseau original peut être décrit par l'équation nodale suivante :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_r \\ \mathbf{I}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{rr} & \mathbf{Y}_{rc} \\ \mathbf{Y}_{cr} & \mathbf{Y}_{cc} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{V}_r \\ \mathbf{V}_c \end{pmatrix} \quad (3.3)$$

Et le réseau réduit est décrit par les équations suivantes :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_r \\ I_e \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{rr} & \mathbf{Y}_{re} \\ \mathbf{Y}_{er} & Y_{ee} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{V}_r \\ V_e \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

Du fait qu'il y a un seul nœud équivalent, on déduit que l'élément \mathbf{Y}_{re} est un vecteur colonne représentant les branches qui relient les nœuds frontières au nœud équivalent. Son transposé est le vecteur ligne \mathbf{Y}_{er} . Évidemment, Y_{ee} est un scalaire qui représente la somme des admittances des branches reliées au nœud équivalent y compris l'admittance shunt.

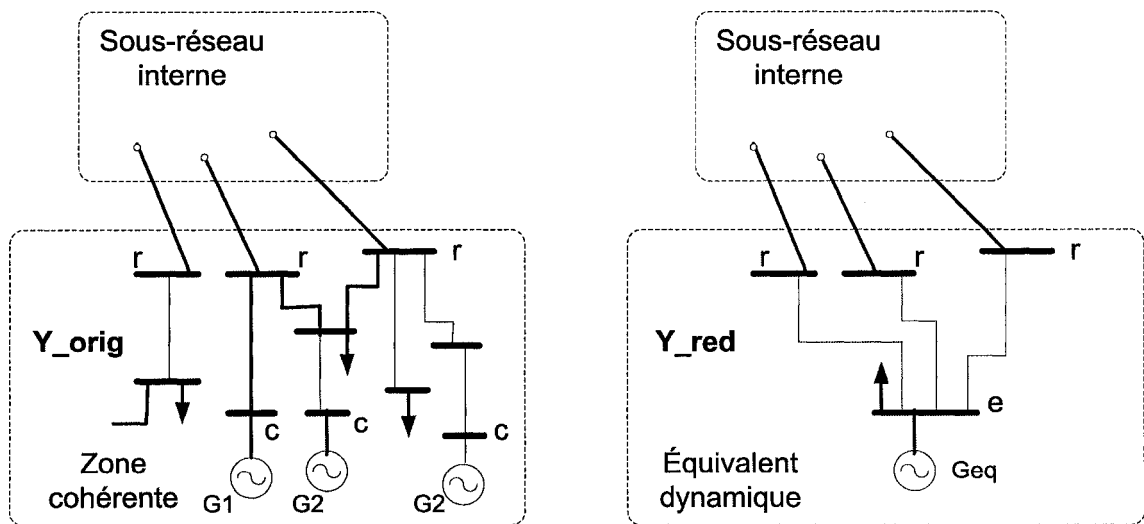


Figure 6 Regroupement et élimination nodaux

La transformation des équations (3.3) en (3.4) permet de déterminer la matrice d'admittance du réseau réduit Y_{red} en fonction des admittances du réseau original en tenant compte des conditions d'invariance des puissances avant et après la réduction.

C'est ainsi que la condition relative à l'invariance des courants et des tensions aux nœuds périphériques se traduit par l'équation :

$$Y_{rr} \cdot V_r + Y_{rc} \cdot V_c = Y_{rr} \cdot V_r + Y_{re} \cdot V_e \quad (3.5)$$

Alors pour tout vecteur V_c , on a :

$$Y_{re} \cdot V_e = Y_{rc} \cdot V_c \quad (3.6)$$

L'interprétation physique de l'équation (3.6) est telle que les nœuds cohérents sont tous transformés en un nœud équivalent à travers des transformateurs réglés de charge avec des rapports de transformation complexes comme l'illustre la figure 7.

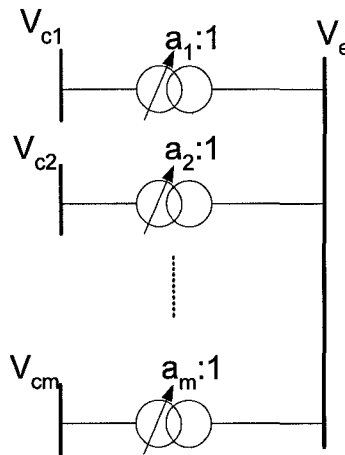


Figure 7 Transformation des nœuds terminaux du groupe cohérent

le vecteur des rapports de transformation \mathbf{a} est donnée selon l'équation (3.6) comme suit :

$$\mathbf{a} = V_e^{-1} \cdot \mathbf{V}_c \quad (3.7)$$

La deuxième condition relative à l'invariance de la puissance apparente avant et après réduction se traduit par l'équation suivante :

$$V_e \cdot I_e^* = \mathbf{V}_c^t \cdot \mathbf{I}_c^* \quad (3.8)$$

Le membre de gauche de cette équation exprime la puissance totale injectée au nœud équivalent et le membre de droite indique la somme des puissances injectées dans tous les nœuds cohérents. En substituant dans (3.8) les expressions des courants \mathbf{I}_c et I_e données respectivement dans les équations (3.3) et (3.4), on obtient :

$$V_e \cdot (\mathbf{Y}_{er}^* \cdot \mathbf{V}_r^* + Y_{ee}^* \cdot V_e^*) = \mathbf{V}_c^t \cdot (\mathbf{Y}_{cr}^* \cdot \mathbf{V}_r^* + \mathbf{Y}_{cc}^* \cdot \mathbf{V}_c^*) \quad (3.9)$$

À partir de cette équation , on déduit que pour tout vecteur \mathbf{V}_r et \mathbf{V}_c , on peut écrire :

$$V_e \cdot \mathbf{Y}_{er}^* \cdot \mathbf{V}_r^* = \mathbf{V}_c^t \cdot \mathbf{Y}_{cr}^* \cdot \mathbf{V}_r^* \quad (3.10)$$

Et

$$V_e \cdot Y_{ee}^* \cdot V_e^* = \mathbf{V}_c^t \cdot \mathbf{Y}_{cc}^* \cdot \mathbf{V}_c^* \quad (3.11)$$

En tenant compte de (3.7), l'équation (3.10) permet de déterminer la matrice admittance des branches reliant le nœud équivalent aux nœuds frontières, soit :

$$\mathbf{Y}_{er} = (V_e^{-1} \cdot \mathbf{V}_c^t \cdot \mathbf{Y}_{cr}^*)^* = \mathbf{a}^{t*} \cdot \mathbf{Y}_{cr} \quad (3.12)$$

De même, l'équation (3.11) permet de déterminer l'admittance équivalente au nœud équivalent :

$$Y_{ee} = (V_e^{-1} \cdot \mathbf{V}_c^t \cdot \mathbf{Y}_{cc}^* \cdot \mathbf{V}_c^* V_e^{-1*})^* = \mathbf{a}^{t*} \cdot \mathbf{Y}_{cc} \cdot \mathbf{a} \quad (3.13)$$

Par ailleurs, l'équation (3.6) permet de calculer la matrice admittance des branches reliant les nœuds frontières au nœud équivalent dans la direction indiquée, soit :

$$\mathbf{Y}_{re} = \mathbf{Y}_{rc} \cdot \mathbf{V}_c V_e^{-1} = \mathbf{Y}_{rc} \cdot \mathbf{a} \quad (3.14)$$

À partir des équations (3.2), (3.12), (3.13) et (3.14), l'admittance du réseau réduit (ou réseau équivalent) est alors donnée par :

$$\mathbf{Y}_{red} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{rr} & \mathbf{Y}_{re} \cdot \mathbf{a} \\ \mathbf{a}'^* \cdot \mathbf{Y}_{cr} & \mathbf{a}'^* \cdot \mathbf{Y}_{cc} \cdot \mathbf{a} \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

On voit bien que les admittances des branches équivalentes reliant le noeud équivalent aux noeuds périphériques dépendent toutes des rapports de transformation \mathbf{a} .

Si on examine l'équation qui donne le vecteur de transformation (3.7), on constate que ce vecteur est complexe, il dépend à la fois des amplitudes et des angles des tensions aux noeuds terminaux des machines cohérentes et au noeud équivalent. Par conséquent la matrice admittance du réseau réduit \mathbf{Y}_{red} devient non symétrique (i.e, $\mathbf{Y}_{re} \neq \mathbf{Y}_{er}'$). D'un point de vue de calcul, l'asymétrie de la matrice admittance est un inconvénient. Ce problème d'asymétrie est contourné en injectant un courant de correction I_0 au noeud équivalent e [22]. L'équation nodale du système déduit (3.4) peut s'écrire avec cette correction comme suit :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_r \\ I_a \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{rr} & \mathbf{Y}_{re} \\ \mathbf{Y}_{re}' & Y_{ee} + I_0 / V_e \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{V}_r \\ V_e \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

Où :

$$I_0 = [(\mathbf{a}^* - \mathbf{a})' \mathbf{Y}_{er}]. \mathbf{V}_r \quad (3.17)$$

Ce courant I_0 n'est pas constant car il dépend des tensions dans les noeuds frontières. Par contre, selon son expression, sa valeur est faible et négligeable par rapport au courant injecté au noeud équivalent I_e puisque la différence $(\mathbf{a}^* - \mathbf{a})$ est très faible lorsque les parties imaginaires des rapports de transformation sont faibles. Cette condition est généralement satisfaite du fait que l'angle de la tension équivalente V_e peut être

considéré, dans une première approximation, comme la moyenne des angles des tensions aux nœuds terminaux des groupes cohérents. Par conséquent la variation du courant de correction est vraiment négligeable, alors I_0 est considéré constant et le rapport I_0/V_e peut être remplacé par une admittance constante :

$$y_0 = \frac{I_0}{V_e} \quad (3.18)$$

Celle-ci est alors ajoutée à l'admittance shunt au nœud équivalent [22].

3.2.2 Élimination nodale

Après le regroupement, trois types de nœuds demeurent dans la zone réduite, les nœuds frontières, le nœud équivalent et les nœuds de charge. Dans le processus d'élimination des nœuds, on définit l'ensemble $\{R\}$ comme étant l'ensemble des nœuds frontières en plus du nœud équivalent et l'ensemble $\{L\}$ comme celui regroupant le reste des nœuds qui sont, en général, des nœuds de charge qu'il faudrait éliminer.

Avant que les nœuds soient éliminés, les équations nodales décrivant la zone sont :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_R \\ \mathbf{I}_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{RR} & \mathbf{Y}_{RL} \\ \mathbf{Y}_{LR} & \mathbf{Y}_{LL} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{V}_R \\ \mathbf{V}_L \end{pmatrix} \quad (3.19)$$

Tous les nœuds de l'ensemble $\{L\}$ sont éliminés du réseau de sorte que les courants et tensions des nœuds de l'ensemble $\{R\}$ soient inchangés. Les puissances injectées aux nœuds de charge sont remplacées par des admittances shunt comme suit :

$$Y_{L_i} = S_i^* / V_i^2 = (P_i - jQ_i)^* / V_i^2 \quad (3.20)$$

Ces admittances sont ajoutées avec un signe approprié aux éléments diagonaux de la sous matrice \mathbf{Y}_{LL} . Ainsi, les courants injectés aux nœuds à éliminer deviennent alors nuls, soit :

$$\mathbf{I}_L = \mathbf{0} \quad (3.21)$$

L'élimination des nœuds de charge permet de déterminer le courant d'injection nodal dans l'ensemble des barres frontières et la barre équivalente comme suit :

$$\mathbf{I}_R = \mathbf{Y}_R \mathbf{V}_R \quad (3.22)$$

Avec :

$$\mathbf{Y}_R = \mathbf{Y}_{RR} - \mathbf{Y}_{RL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LR} \quad (3.23)$$

\mathbf{Y}_R est la matrice admittance du réseau équivalent après l'élimination des nœuds.

Remarque : l'utilisation des admittances shunt en remplacement des puissances injectées peut induire parfois des problèmes de convergence dans les programmes d'écoulement de puissance en raison des faibles rapports entre les inductances et les résistances des branches du réseau équivalent réduit. En effet, les branches shunt équivalentes obtenues par ce processus d'élimination ont généralement des conductances très grandes correspondant à la totalité des puissances actives injectées.

L'équation (3.23) décrit l'algorithme d'élimination. Pour évaluer la matrice réduite \mathbf{Y}_R du réseau équivalent, on fait appel, en pratique, aux propriétés des matrices creuses. Ceci permet, d'éliminer les nœuds un à la fois et non tous en même temps ce qui permet de minimiser la mémoire requise au processus d'élimination. Considérons une étape d'élimination telle que l'élimination d'un nœud k du groupe $\{L\}$. La 2^{ème} partie du membre de droite de l'équation (3.23) est évaluée comme suit :

$$\mathbf{Y}_{RL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LR} = \frac{1}{Y_{kk}} \begin{pmatrix} Y_{1k} \\ \cdot \\ Y_{ik} \\ \cdot \\ Y_{nk} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Y_{k1} & \cdot & Y_{kj} & \cdot & Y_{kn} \end{pmatrix} = \frac{1}{Y_{kk}} \begin{pmatrix} \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & Y_{ik} Y_{kj} & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{pmatrix} \quad (3.24)$$

Supposons que Y_{ij}^{old} est un élément de \mathbf{Y}_{RR} tandis que Y_{ij}^{new} est un élément de la matrice du réseau équivalent \mathbf{Y}_R .

Les équations (3.23) et (3.24) montrent que l'élimination d'un nœud quelconque k modifie chaque élément de la nouvelle matrice \mathbf{Y}_R comme suit :

$$Y_{ij}^{new} = Y_{ij}^{old} - \frac{Y_{ik} Y_{kj}}{Y_{kk}} \quad \text{pour } i \neq k \text{ et } j \neq k \quad (3.25)$$

Si le nœud i est adjacent au nœud k , autrement dit, les nœuds i et k sont directement reliés à travers une branche dont l'admittance est non nulle, donc $Y_{ik} \neq 0$. Par contre, si les nœuds i et k ne sont pas adjacents, l'admittance correspondante est nulle, $Y_{ik} = 0$.

Si on examine l'équation (3.25), elle révèle des propriétés relatives à l'ordonnement des nœuds du réseau original de la zone cohérente [22] :

- Si les nœuds i et j ne sont pas adjacents au nœud k alors l'élimination du nœud k ne doit pas modifier l'admittance Y_{ij} ;
- L'élimination du nœud k modifie l'admittance entre tous les nœuds qui lui sont adjacents, ceci crée des connexions additionnelles entre les nœuds voisins;
- Les admittances propres de tous les nœuds adjacents au nœud k sont aussi modifiées, elles sont calculées par l'équation (3.25) pour $i=j$.

On voit bien que la disposition des éléments dans la matrice admittance (ou l'ordre des nœuds du réseau) est importante pour la préservation de la propriété creuse de la matrice réduite résultante. Ce qui a pour conséquence de minimiser le nombre d'opérations algébriques requises dans le processus d'élimination des nœuds. Ainsi, à chaque étape d'élimination, on doit éliminer d'une part, le nœud qui a le moins de nœuds adjacents, d'autre part, le nœud qui introduit moins de connexions possibles.

CHAPITRE 4

REGROUPEMENT DES GÉNÉRATEURS ET PRÉSERVATION DE LA STRUCTURE DU MODÈLE

*"Tout devrait être rendu aussi simple que possible, mais pas plus simple",
Albert Einstein.*

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons la procédure de regroupement des machines synchrones et leurs systèmes de commande. La méthode proposée pour calculer les paramètres équivalents est une des contributions de notre thèse, elle est basée sur le principe de la préservation de la structure du modèle des machines et des systèmes de commande. Les paramètres équivalents sont calculés directement d'une façon analytique, dans le domaine temporel. Un aperçu sur la modélisation des réseaux électriques multimachines est présenté pour expliquer la méthodologie proposée de regroupement des machines [39]. Le regroupement des machines ayant des caractéristiques différentes et les modèles des systèmes de commande différents sont analysés et discutés à la fin de ce chapitre.

4.2 Modélisation des réseaux électriques multimachines

Dans un réseau multimachines, les différents générateurs sont reliés à travers un réseau électrique constitué principalement des lignes, des transformateurs et des charges.

Le diagramme conceptuel de la figure 8 illustre bien les interactions entre les différentes grandeurs électriques et/ou mécaniques dans un réseau électrique où toutes les variables sont indiquées explicitement. Ce diagramme est utilisé dans la modélisation des réseaux électriques notamment pour les études de la stabilité transitoire. Cette représentation schématique est constituée des modèles de chaque composante du réseau, les

générateurs et leurs systèmes de commande (systèmes d'excitations, turbines et régulateurs de vitesse), le réseau constitué des lignes et des transformateurs, les charges statiques et dynamiques et autres dispositifs tels que les convertisseurs de courant continu à haute tension (CCHT) et les différents dispositifs de compensation d'énergie réactive (SVC).

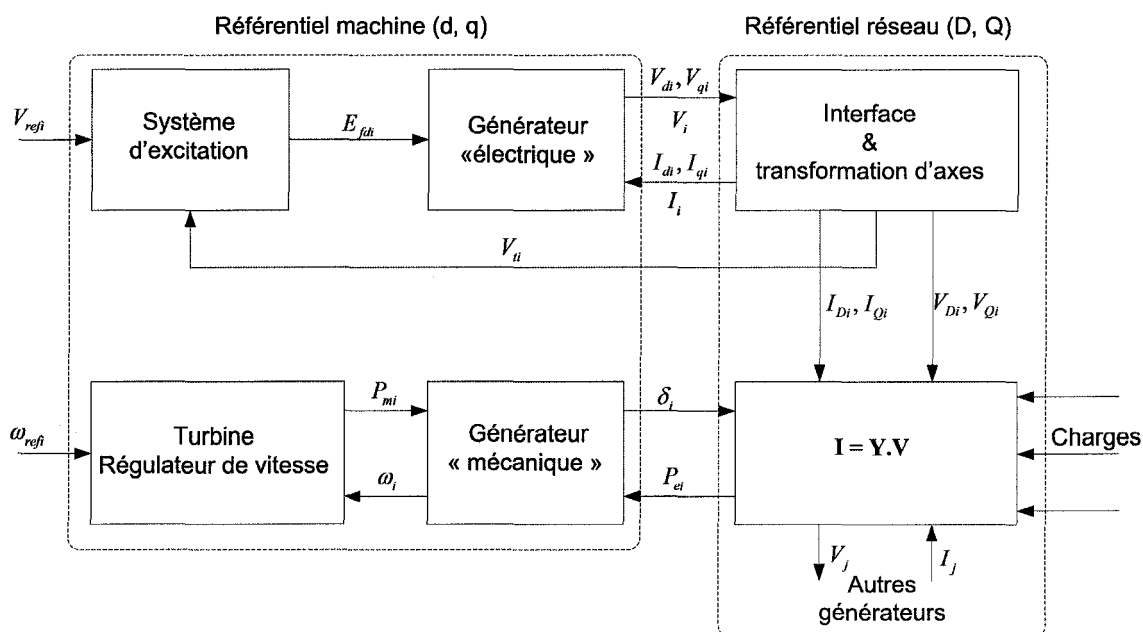


Figure 8 Diagramme conceptuel pour la modélisation des réseaux électriques

4.2.1 Transformation de référentiels

En raison des interactions entre les différentes machines, nous sommes amenés à définir un référentiel (D, Q) lié à l'ensemble des machines et tournant à la vitesse de synchronisme. Ce référentiel constitue la référence commune. Toutes les grandeurs liées à la dynamique de chaque machine prise individuellement sont exprimées dans leur propre repère (d, q), appelé repère machine alors que les grandeurs du réseau sont exprimées dans le repère commun (D, Q).

Pour illustrer le passage d'un référentiel à un autre, nous considérons un vecteur \mathbf{V}_k dans les deux systèmes de coordonnées de la figure 9 [40].

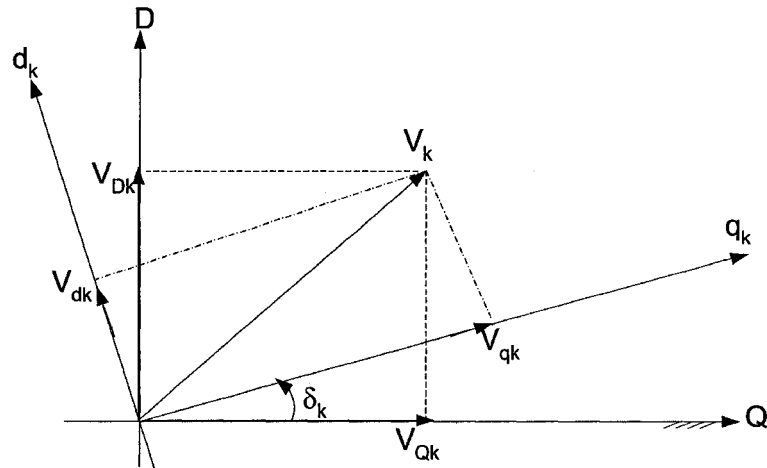


Figure 9 Transformation des référentiels

Dans le repère machine (d,q), \mathbf{V}_k s'écrit comme suit :

$$\mathbf{V}_k = \mathbf{V}_{dqk} = V_{qk} + jV_{dk} \quad (4.1)$$

Dans le référentiel commun (D, Q), la tension s'écrit :

$$\mathbf{V}_k = \mathbf{V}_{DQk} = V_{Qk} + jV_{Dk} \quad (4.2)$$

La figure 9 montre que l'on peut écrire :

$$\mathbf{V}_{DQk} = V_{Qk} + jV_{Dk} = (V_{qk} \cos \delta_k - V_{dk} \sin \delta_k) + j(V_{dk} \cos \delta_k + V_{qk} \sin \delta_k) \quad (4.3)$$

Pour chaque machine nous avons donc :

$$\mathbf{V}_{DQk} = \mathbf{V}_{dqk} \cdot e^{j\delta_k} \quad (4.4)$$

En notation matricielle, le changement de référentiel s'effectue selon la relation suivante

$$\mathbf{V}_{DQk} = \mathbf{T}_k \cdot \mathbf{V}_{dqk} \quad (4.5)$$

Avec :

$$T_{ii} = e^{j\delta_i} \quad (4.6)$$

Et

$$T_{ik} = 0 \quad \text{pour } i \neq k \quad (4.7)$$

Où \mathbf{T} est la matrice de transformation de référentiels ou matrice de passage.

4.2.2 Modélisation des charges

Pour une modélisation plus réaliste des charges, on tient compte de la variation des consommations actives et réactives en fonction de la fréquence et de la tension, soit des fonctions non linéaires suivantes [22] :

$$P = K_p \cdot V^{a_p} \cdot f^{a_q} \quad (4.8)$$

$$Q = K_q \cdot V^{b_p} \cdot f^{b_q} \quad (4.9)$$

Les coefficients K_p , a_p , b_p , K_q , a_q et b_q dépendent de la nature de la charge et des conditions d'équilibre.

Si $b_q = b_p = 0$, les charges ne dépendront que de la tension nodale, soit :

$$P = K_p \cdot V^{a_p} = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a_p} \quad (4.10)$$

$$Q = K_q \cdot V^{a_q} = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a_q} \quad (4.11)$$

De plus, en posant $a_p = a_q = 0$, on obtient un modèle de charge appelé modèle à puissances absorbées constantes : $P = P_0$ et $Q = Q_0$.

Si $a_p = a_q = 1$, le modèle de la charge obtenu est appelé charge à courant demandé constant. Soient :

$$P = \frac{P_0}{V_0} \cdot V \quad (4.12)$$

$$Q = \frac{Q_0}{V_0} \cdot V \quad (4.13)$$

Dont le courant consommé peut s'écrire :

$$I = \frac{P - jQ}{V^*} = \frac{P_0 - jQ_0}{V_0} \cdot \frac{V}{V^*} = C^{ste} \quad (4.14)$$

Enfin, pour $a_p = a_q = 2$, le modèle de la charge est dit charge statique. À défaut de connaître la nature de la charge, on fait souvent appel à la représentation statique des charges où celles-ci sont représentées par des impédances ou admittances constantes telle que :

$$Y = \frac{P - jQ}{V^2} \quad (4.15)$$

Cette dernière représentation est le modèle de charge adopté dans ce document.

4.2.3 Modélisation du réseau

Les lignes, les câbles et les transformateurs sont représentés par des éléments à admittances constantes identiques à ceux utilisés dans les calculs de répartition. L'état du réseau est décrit par des relations algébriques en phaseur comme suit :

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \quad (4.16)$$

Où \mathbf{Y} représente la matrice admittance du réseau de dimensions $(n_{bus} \times n_{bus})$, \mathbf{I} est le vecteur des courants injectés et \mathbf{V} , le vecteur des tensions nodales. On considère, pour la suite, un réseau ayant n_{bus} nœuds (barres) comprenant n_g machines et n_{pq} charges telles que : $n_{bus} = n_g + n_{pq}$.

Cette représentation en phaseur suppose que l'on s'écarte peu de la fréquence fondamentale de 60 Hz, et que l'on ne tiendra pas compte des variations d'impédance avec la fréquence.

En distinguant les noeuds générateurs des noeuds de charges, l'équation nodale du réseau (4.16) peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_G \\ \mathbf{I}_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LL0} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{V}_G \\ \mathbf{V}_L \end{pmatrix} \quad (4.17)$$

Avec \mathbf{I}_G et \mathbf{I}_L les vecteurs de courants injectés aux noeuds terminaux de générateurs et de charges respectivement.

En considérant les charges comme des admittances constantes, les éléments diagonaux de la matrice \mathbf{Y}_{LL0} de l'équation (4.17) sont modifiés pour inclure des admittances représentant les charges. Ainsi, on obtient :

$$\mathbf{Y}_{LL} = \mathbf{Y}_{LL0} + \begin{pmatrix} (p_1 - jq_1)/V_1^2 & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & (p_{n_{pq}} - jq_{n_{pq}})/V_{n_{pq}}^2 \end{pmatrix} \quad (4.18)$$

Les courants d'injections \mathbf{I}_L deviendront nuls et l'équation (4.17) s'écrit :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_G \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} = \mathbf{Y}_b \cdot \mathbf{V}_{bus} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LL} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{V}_G \\ \mathbf{V}_L \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

Avec :

$$\mathbf{Y}_b = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LL} \end{pmatrix} \quad (4.20)$$

Nous allons maintenant modifier cette dernière représentation pour inclure les nœuds internes des générateurs comme l'illustre la figure 10. Le système d'équation (4.19) s'écrit alors :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_g \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_{gg} & \mathbf{Y}_{gbus} \\ \mathbf{Y}_{busg} & \mathbf{Y}_{bus} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{E}_g \\ \mathbf{V}_{bus} \end{pmatrix} \quad (4.21)$$

Avec :

$$Y_{gg}(i, j) = \begin{cases} \frac{1}{x'_{di}} & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad (4.22)$$

$$Y_{gbus}(i, i) = Y_{busg}(i, i) = \begin{cases} -\frac{1}{jx'_{di}} & \text{si } i \leq n_g \\ 0 & \text{si } i > n_g \end{cases} \quad (4.23)$$

$$Y_{gbus}(i, j) = Y_{busg}(i, j) = 0 \quad \text{si } i \neq j \quad (4.24)$$

$$Y_{bus}(i, i) = \begin{cases} Y_b(i, i) + \frac{1}{jx'_{di}} & \text{pour } i \leq n_g \\ Y_b(i, i) & \text{pour } i > n_g \end{cases} \quad (4.25)$$

$$Y_{bus}(i, j) = Y_b(i, j) \quad \text{si } i \neq j \quad (4.26)$$

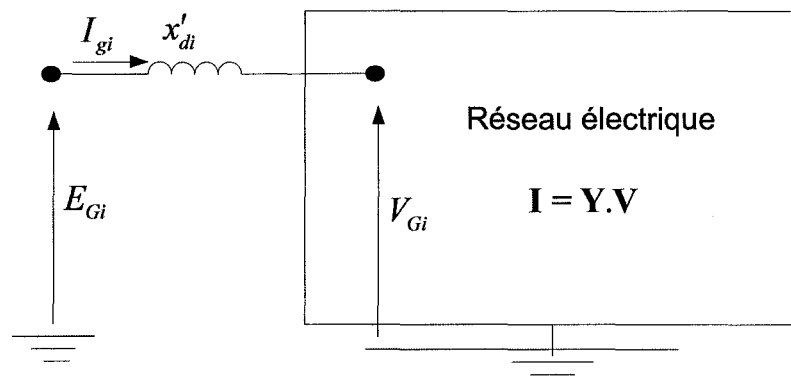


Figure 10 Représentation du réseau étendu aux noeuds internes des machines

Il faut noter que si on utilise un modèle subtransitoire pour représenter les machines, on remplace les réactances transitoires par les réactances subtransitoires dans les expressions des équations précédentes.

Les nœuds appelés "bus" renferment les nœuds terminaux des générateurs ainsi que les nœuds de charges. À partir de l'équation (4.21), on peut écrire :

$$\mathbf{I}_g = \mathbf{Y}_{gg} \cdot \mathbf{E}_g + \mathbf{Y}_{gbus} \cdot \mathbf{V}_{bus} \quad (4.27)$$

$$0 = \mathbf{Y}_{busg} \cdot \mathbf{E}_g + \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}_{bus} \quad (4.28)$$

De l'équation (4.28), on trouve :

$$\mathbf{V}_{bus} = -\mathbf{Y}_{bus}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{busg} \cdot \mathbf{E}_g \quad (4.29)$$

Ainsi, les courants injectés aux nœuds internes des générateurs sont obtenus en substituant cette dernière expression dans l'équation (4.27), soit :

$$\mathbf{I}_g = \left(\mathbf{Y}_{gg} - \mathbf{Y}_{gbus} \cdot \mathbf{Y}_{bus}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{busg} \right) \cdot \mathbf{E}_g \quad (4.30)$$

On peut alors récrire les deux dernières équations, sous forme matricielle, comme suit :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{I}_g \\ \mathbf{V}_{bus} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_g \\ \mathbf{K}_{bus} \end{pmatrix} \cdot \mathbf{E}_g \quad (4.31)$$

Avec :

$$\mathbf{Y}_g = \mathbf{Y}_{gg} - \mathbf{Y}_{gbus} \cdot \mathbf{Y}_{bus}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{busg} \quad (4.32)$$

Et

$$\mathbf{K}_{bus} = -\mathbf{Y}_{bus}^{-1} \cdot \mathbf{Y}_{busg} \quad (4.33)$$

La matrice $\mathbf{Y}_g(n_g, n_g)$ est appelée matrice admittance nodale réduite aux nœuds internes des générateurs et $\mathbf{K}_{bus}(n_{bus}, n_g)$ est la matrice de reconstitution permettant d'exprimer les tensions terminales de tous les nœuds du réseau électrique en fonction des

tensions internes des générateurs. De ce fait, le courant injecté au nœud interne de chaque générateur s'écrit dans le référentiel commun comme suit :

$$\mathbf{I}_{gi} = I_{Qi} + jI_{Di} = \sum_{j=1}^{n_g} Y_{gij} \cdot E_{gj} \quad (4.34)$$

Si on considère une représentation transitoire (modèle à deux axes) pour les machines synchrones, on peut écrire :

$$E_{gi} = E'_{Qi} + jE'_{Di} \quad (4.35)$$

Et si on exprime l'admittance en coordonnées rectangulaires :

$$Y_{gij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (4.36)$$

Alors le courant injecté au nœud i du réseau s'écrit :

$$I_{gi} = \sum_{j=1}^{n_g} (G_{ij} + jB_{ij})(E'_{Qj} + jE'_{Dj}) \quad (4.37)$$

D'où :

$$I_{Qi} = \sum_{j=1}^{n_g} (G_{ij}E'_{Qj} - B_{ij}E'_{Dj}) \quad (4.38)$$

$$I_{Di} = \sum_{j=1}^{n_g} (G_{ij}E'_{Dj} + B_{ij}E'_{Qj}) \quad (4.39)$$

Rappelons qu'il est nécessaire de transformer ces expressions de courants vers le repère propre de chaque machine afin d'exprimer les équations algébriques et dynamiques dans un même repère propre à chaque machine. Pour ce faire, on utilise la transformation de coordonnées définie auparavant dans l'équation (4.5) dont la forme rectangulaire, est :

$$\mathbf{T}_k = \begin{pmatrix} \cos \delta_k & \sin \delta_k \\ -\sin \delta_k & \cos \delta_k \end{pmatrix} \quad (4.40)$$

L'angle δ_k définit la position de l'axe q_k de la k^{eme} machine par rapport au référentiel commun. La matrice de transformation \mathbf{T}_k est orthogonale (i.e., $\mathbf{T}_k^{-1} = \mathbf{T}_k^*$) [40]. On peut écrire alors :

$$\begin{aligned} E'_{Qj} &= E'_{qj} \cos \delta_j - E'_{dj} \sin \delta_j \\ E'_{Dj} &= E'_{qj} \sin \delta_j + E'_{dj} \cos \delta_j \end{aligned} \quad (4.41)$$

De même pour le courant :

$$\begin{aligned} I_{qi} &= I_{Qi} \cos \delta_i + I_{Di} \sin \delta_i \\ I_{di} &= -I_{Qi} \sin \delta_i + I_{Di} \cos \delta_i \end{aligned} \quad (4.42)$$

Dans le repère machine (d, q), les expressions des courants injectés deviennent :

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^m (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) E'_{qj} - (B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}) E'_{dj} \quad (4.43)$$

$$I_{di} = \sum_{j=1}^m (B_{ij} \cos \delta_{ij} - G_{ij} \sin \delta_{ij}) E'_{qj} + (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) E'_{dj} \quad (4.44)$$

Avec

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j \quad (4.45)$$

Pour une modélisation complète du réseau, les équations algébriques du réseau (4.43) et (4.44) sont ajoutées aux équations dynamiques représentant les machines électriques.

4.2.4 Modélisation des machines

Une machine synchrone a essentiellement trois caractéristiques fondamentales qui doivent être représentées dans un modèle dynamique. Ce sont la dynamique de l'enroulement d'excitation, la dynamique des enroulements amortisseurs, et la dynamique de l'arbre. À partir de ces caractéristiques, on peut définir une multitude de modèles, chacun est défini par son domaine de validité adapté au besoin de l'étude.

Dans ce document, nous avons considéré le modèle transitoire, appelé modèle à deux axes, pour représenter les dynamiques électriques des machines synchrones. Ce choix est motivé par sa simplicité permettant d'expliquer clairement la procédure de regroupement des machines et le calcul des paramètres équivalents. Cependant, pour toute autre représentation des machines, la procédure de regroupement reste valide.

Le modèle à deux axes, dans le domaine temporel, est décrit par les équations dynamiques suivantes [38] :

$$\dot{\delta}_i = \Delta\omega_i \quad (4.46)$$

$$M_i \cdot \Delta\dot{\omega}_i = P_{mi} - P_{ei} - D_i \Delta\omega_i \quad (4.47)$$

$$T'_{d0i} \dot{E}'_{qi} = -E'_{qi} - (x_{di} - x'_{di}) I_{di} + E_{fdi} \quad (4.48)$$

$$T'_{q0i} \dot{E}'_{di} = -E'_{di} - (x_{qi} - x'_{qi}) I_{qi} \quad (4.49)$$

Dans ce modèle, la machine synchrone est représentée par les f.e.m transitoires E'_q et E'_d derrière les réactances transitoires d'axe q et d respectivement. Elles sont définies par les composantes directe et quadratique de la tension terminale de la machine comme suit :

$$\begin{pmatrix} V_{di} \\ V_{qi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E'_{di} \\ E'_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & x'_{qi} \\ -x'_{di} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{di} \\ I_{qi} \end{pmatrix} \quad (4.50)$$

La puissance active générée par chaque machine s'écrit alors :

$$P_{ei} = E'_{qi} I_{qi} + E'_{di} I_{di} + (x'_{di} - x'_{qi}) I_{qi} \cdot I_{di} \quad (4.51)$$

4.3 Regroupement générateurs

Le regroupement des générateurs consiste à remplacer un groupe de générateurs cohérents par un générateur équivalent et ses systèmes de commandes équivalents. Le générateur équivalent est représenté soit par un modèle classique ou par un modèle

détaillé. Dans sa forme la plus simple, l'inertie du générateur équivalent est la somme des inerties de tous les générateurs regroupés, sa réactance transitoire est obtenue par la mise en parallèle des réactances transitoires de tous les générateurs considérés.

Souvent, le regroupement classique est utilisé pour sa simplicité et le gain en temps de calcul mais aussi pour ses performances comparables à celles d'un regroupement détaillé. En fait, la représentation détaillée n'est requise que pour les études de certains phénomènes telles que les oscillations interzones dans les réseaux interconnectés ou les études de l'influence des systèmes de commande dans la stabilité des réseaux électriques. La présence, dans ce cas, des systèmes de réglage et des stabilisateurs de puissance est indispensable. Les paramètres des systèmes équivalents, essentiellement, des gains et des constantes de temps sont souvent déterminés par des méthodes d'identification dans le domaine fréquentiel et dans un processus itératif.

La méthode de regroupement développée dans ce document utilise un processus non itératif pour déterminer les paramètres équivalents du générateur. Elle est basée sur la préservation de la structure des coefficients des matrices représentant les modèles des générateurs dans le domaine temporel [6]. Les paramètres équivalents du système de commande incluant le système d'excitation, la turbine, le régulateur de vitesse et le système stabilisateur de puissance, sont déterminés en utilisant ce même principe de la préservation de la structure physique du modèle en considérant, néanmoins, que les parties linéaires des modèles.

La méthode de regroupement que nous proposons nécessite beaucoup moins de temps de calcul que la plupart des méthodes connues qui sont le plus souvent réalisées dans le domaine fréquentiel en faisant appel à l'identification des paramètres [4] [29].

Pour appliquer la méthode, on suppose que toutes les machines cohérentes sont représentées par des modèles ayant des structures identiques. Le modèle équivalent des

machines cohérentes est alors construit sur la base de la même structure que celles représentées dans les équations (4.46) à (4.50).

Dans ce qui suit, nous considérons m machines cohérentes à regrouper. En utilisant l'équation (4.50), les courants injectés par la $i^{\text{ème}}$ machine exprimés dans le référentiel propre de la machine (d_i, q_i) sont donnés par :

$$\begin{pmatrix} I_{di} \\ I_{qi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1/x'_{di} \\ -1/x'_{qi} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_{di} \\ V_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & 1/x'_{di} \\ -1/x'_{qi} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} E'_{di} \\ E'_{qi} \end{pmatrix} \quad (4.52)$$

Où, sous la forme matricielle comme suit :

$$\mathbf{I}_i = \mathbf{A}'_i \cdot \mathbf{V}_i - \mathbf{A}'_i \cdot \mathbf{E}'_i \quad (4.53)$$

L'équation correspondante pour la machine équivalente devra, selon le principe de préservation de la structure, avoir la forme suivante :

$$\mathbf{I}_e = \mathbf{A}'_e \cdot \mathbf{V}_e - \mathbf{A}'_e \cdot \mathbf{E}'_e \quad (4.54)$$

Où \mathbf{A}'_e doit avoir la même structure que la matrice \mathbf{A}'_i définie en (4.53). \mathbf{I}_e est le courant injecté par la machine équivalente, il est exprimé dans le référentiel propre de la machine équivalente (d_e, q_e) .

Dans le référentiel commun du réseau, le courant injectée par la machine équivalente est égal à la somme des courants injectés par les machines cohérentes et s'écrit :

$$\mathbf{I}_{DQe} = \sum_{k=1}^m \mathbf{I}_{DQk} = \sum_{k=1}^m (\mathbf{T}_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{T}_k^{-1} \cdot \alpha_k) \mathbf{V}_{DQe} - \sum_{k=1}^m \mathbf{T}_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{E}'_{dqk} \quad (4.55)$$

Où α_k est l'amplitude du rapport de transformation entre le nœud terminal \mathbf{k} du groupe cohérent et le nœud terminal de la machine équivalente comme il a été déjà défini dans l'équation (3.5) du chapitre précédent.

L'équation (4.55) exprimée dans le référentiel de la machine équivalente devient :

$$\mathbf{I}_e = \sum_{k=1}^m \mathbf{a}_k (\mathbf{P}_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{P}_k^{-1}) \mathbf{V}_e - \sum_{k=1}^m \mathbf{P}_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{E}'_{dqk} \quad (4.56)$$

Où

$$\mathbf{P}_k = \mathbf{T}_e^{-1} \cdot \mathbf{T}_k = \begin{pmatrix} \cos(\delta_k - \delta_e) & \sin(\delta_k - \delta_e) \\ -\sin(\delta_k - \delta_e) & \cos(\delta_k - \delta_e) \end{pmatrix} \quad (4.57)$$

Par conséquent :

$$\mathbf{A}'_e = \sum_{k=1}^m \mathbf{a}_k \cdot (\mathbf{P}_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{P}_k^{-1}) \quad (4.58)$$

Et

$$A'_{e11} = -A'_{e22} = (1/2) \cdot \sum_{k=1}^m a_k \cdot (1/x'_{dk} - 1/x'_{qk}) \sin 2(\delta_k - \delta_e) \quad (4.59)$$

$$A'_{e12} = \sum_{k=1}^m a_k \cdot (\cos^2(\delta_k - \delta_e)/x'_{dk} + \sin^2(\delta_k - \delta_e)/x'_{qk}) \quad (4.60)$$

$$A'_{e21} = -\sum_{k=1}^m a_k \cdot (\cos^2(\delta_k - \delta_e)/x'_{qk} + \sin^2(\delta_k - \delta_e)/x'_{dk}) \quad (4.61)$$

Le principe de la préservation de la structure physique de la matrice \mathbf{A}'_e force les éléments diagonaux A'_{e11} et A'_{e22} à être nuls. Cette contrainte permet de déterminer l'angle interne de la machine équivalente. En effet, à partir de l'équation (4.59), on peut déduire :

$$\text{tg} 2\delta_e = \frac{\sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{1}{x'_{dk}} - \frac{1}{x'_{qk}} \right) \sin 2\delta_k}{\sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{1}{x'_{dk}} + \frac{1}{x'_{qk}} \right) \cos 2\delta_k} \quad (4.62)$$

Cet angle représente l'angle interne de la machine équivalente. Il est parfois calculé en utilisant la notion du centre des angles (ou COA pour Centre Of Angles) qui représente la moyenne pondérée dans angles des machines équivalentes par rapport à leurs inerties respectives [41] :

$$C.O.A = \frac{\sum_{k=1}^m M_k \delta_k}{\sum_{k=1}^m M_k} \quad (4.63)$$

4.3.1 Calcul des réactances transitoires équivalentes

À partir des résultats obtenus dans la section précédente, les réactances transitoires équivalentes représentent les termes non diagonaux de la matrice \mathbf{A}'_e de l'équation (4.58), soient :

$$x'_{de} = 1 / \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{(\cos^2(\delta_k - \delta_e))}{x'_{dk}} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x'_{qk}} \right) \quad (4.64)$$

$$x'_{qe} = 1 / \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{(\cos^2(\delta_k - \delta_e))}{x'_{qk}} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x'_{dk}} \right) \quad (4.65)$$

On remarque que les réactances transitoires équivalentes sont des fonctions du terme $(\delta_k - \delta_e)$ qui représente la différence entre les angles internes des machines cohérentes et celui de la machine équivalente. Sachant que, par définition, la différence entre les angles internes des machines cohérentes reste sensiblement constant et du fait que la machine équivalente est elle-même cohérente avec le groupe de machines qu'elle représente on conclut que les termes $(\delta_k - \delta_e)$ vont demeurer sensiblement constants en régime dynamique.

Par ailleurs, les réactances équivalentes dépendent également des modules des rapports de transformation a_k . Ces rapports sont théoriquement des valeurs complexes, cependant, leurs parties imaginaires sont négligeables devant leurs parties réelles, c'est pourquoi, seul leurs modules sont pris en considération.

De ce fait, la méthode de regroupement que nous proposons met en évidence l'influence de la topologie et des conditions initiales du réseau original sur les paramètres équivalents des machines. Elle tient compte de la localisation des machines à regrouper dans le réseau, contrairement à la plupart des méthodes dans cette catégorie qui considèrent les machines cohérentes ayant des tensions terminales identiques, autrement dit, toutes les machines cohérentes sont considérées connectées à la même barre du réseau [6].

4.3.2 Calcul des réactances synchrones équivalentes

La même procédure que précédemment est suivie pour évaluer les réactances synchrones x_{de} et x_{qe} . On remplacera, cependant, l'équation (4.50) par l'expression qui donne les composantes directes et quadratiques de la tension terminale en fonction des mêmes composantes de la f.e.m synchrone, soit :

$$\begin{pmatrix} V_{di} \\ V_{qi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E_{di} \\ E_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & x_{qi} \\ -x_{di} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{di} \\ I_{qi} \end{pmatrix} \quad (4.66)$$

En utilisant cette dernière équation, les courants injectés par la $i^{\text{ème}}$ machine exprimés dans le référentiel propre de la machine (d_k, q_k) sont donnés par :

$$\begin{pmatrix} I_{di} \\ I_{qi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1/x_{di} \\ -1/x_{qi} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_{di} \\ V_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & 1/x_{di} \\ -1/x_{qi} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} E_{di} \\ E_{qi} \end{pmatrix} \quad (4.67)$$

Ou, sous la forme matricielle comme suit :

$$\mathbf{I}_i = \mathbf{A}_i \cdot \mathbf{V}_i - \mathbf{A}_i \cdot \mathbf{E}_i \quad (4.68)$$

On aboutit finalement aux expressions des réactances synchrones similaires à celles des réactances transitoires :

$$x_{de} = 1 / \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{(\cos^2(\delta_k - \delta_e) + \sin^2(\delta_k - \delta_e))}{x_{dk}} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{qk}} \right) \quad (4.69)$$

$$x_{qe} = 1 / \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{(\cos^2(\delta_k - \delta_e) + \sin^2(\delta_k - \delta_e))}{x_{qk}} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}} \right) \quad (4.70)$$

Pour évaluer les réactances subtransitoires équivalentes x_{de}'' et x_{qe}'' . On procédera de la même façon que précédemment en exprimant la tension terminale en fonction des f.e.m subtransitoires comme suit :

$$\begin{pmatrix} V_{di} \\ V_{qi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E_{di}'' \\ E_{qi}'' \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & x_{qi}'' \\ -x_{di}'' & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{di} \\ I_{qi} \end{pmatrix} \quad (4.71)$$

On aboutit finalement à :

$$x_{de}'' = 1 / \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{(\cos^2(\delta_k - \delta_e) + \sin^2(\delta_k - \delta_e))}{x_{dk}''} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{qk}''} \right) \quad (4.72)$$

$$x_{qe}'' = 1 / \sum_{k=1}^m a_k \left(\frac{(\cos^2(\delta_k - \delta_e) + \sin^2(\delta_k - \delta_e))}{x_{qk}''} + \frac{\sin^2(\delta_k - \delta_e)}{x_{dk}''} \right) \quad (4.73)$$

4.3.3 Calcul des constantes de temps équivalentes

Les constantes de temps équivalentes transitoires du circuit ouvert sont obtenues par le regroupement des variables d'état des machines cohérentes. En combinant les équations (4.48), (4.49) et (4.52), le modèle de la $i^{\text{ème}}$ machine s'écrit :

$$\begin{pmatrix} \dot{E}_{di}' \\ \dot{E}_{qi}' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1/T_{q0i}' & 0 \\ 0 & -1/T_{d0i}' \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} E_{di} \\ E_{qi} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ 1/T_{d0i}' \end{pmatrix} E_{fdi} \quad (4.74)$$

Cette équation devient en forme matricielle :

$$\dot{\mathbf{E}}'_i = \mathbf{C}_i \mathbf{E}_i + \mathbf{D}_i \mathbf{E}_{fdi} \quad (4.75)$$

L'équation correspondante à la machine équivalente peut s'écrire :

$$\dot{\mathbf{E}}'_e = \mathbf{C}_e \mathbf{E}_e + \mathbf{D}_e \mathbf{E}_{fde} \quad (4.76)$$

La matrice de regroupement des variables $[\mathbf{E}'_1 \dots \mathbf{E}'_m]$ est obtenue en égalisant les deuxièmes membres des équations (4.54) et (4.56), soit :

$$\mathbf{A}'_e \cdot \mathbf{E}'_e = \sum_{k=1}^m \mathbf{P}'_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{E}'_{dqk} \quad (4.77)$$

d'où

$$\mathbf{E}'_e = \mathbf{A}'_e{}^{-1} \cdot \sum_{k=1}^m \mathbf{P}'_k \cdot \mathbf{A}'_k \cdot \mathbf{E}'_{dqk} = \sum_{k=1}^m \mathbf{N}'_k \cdot \mathbf{E}'_{dqk} \quad (4.78)$$

Avec :

$$\mathbf{N}'_k = \mathbf{A}'_e{}^{-1} \cdot \mathbf{P}'_k \cdot \mathbf{A}'_k \quad (4.79)$$

La même procédure peut être utilisée pour déterminer la matrice de regroupement des variables $[\mathbf{E}_1 \dots \mathbf{E}_m]$, soit :

$$\mathbf{N}_k = \mathbf{A}_e{}^{-1} \cdot \mathbf{P}_k \cdot \mathbf{A}_k \quad (4.80)$$

Les matrices de regroupement \mathbf{N}_k et \mathbf{N}'_k sont traitées comme des matrices à paramètres constants du fait que les termes $(\delta_k - \delta_e)$ sont pratiquement constants comme nous l'avons expliqué auparavant. À cet effet, la dérivée par rapport au temps des deux membres de l'équation (4.78) donne :

$$\dot{\mathbf{E}}'_e = \sum_{k=1}^m \mathbf{N}'_k \cdot \dot{\mathbf{E}}'_{dqk} \quad (4.81)$$

En utilisant l'équation (4.75), on déduit que le modèle composé, constitué de m machines cohérentes, est obtenu par l'assemblage des composantes des modèles d'état de chaque machine pour aboutir à des matrices d'état diagonales par blocs :

$$\begin{pmatrix} [\dot{\mathbf{E}}'_1] \\ \vdots \\ [\dot{\mathbf{E}}'_m] \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} [\mathbf{C}_1] & \dots & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [0] & \dots & [\mathbf{C}_m] \end{pmatrix} \begin{pmatrix} [\mathbf{E}_1] \\ \vdots \\ [\mathbf{E}_m] \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} [\mathbf{D}_1] & \dots & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [0] & \dots & [\mathbf{D}_m] \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_{fd1} \\ \vdots \\ E_{fdm} \end{pmatrix} \quad (4.82)$$

Les sous matrices (ou blocs de matrices) \mathbf{C}_k et \mathbf{D}_k sont similaires à celles définies dans l'équation (4.74) pour une seule machine. En substituant l'équation (4.82) dans l'équation (4.81), on obtient :

$$\dot{\mathbf{E}}'_e = ([\mathbf{N}'_1] \dots [\mathbf{N}'_m]) \cdot \begin{pmatrix} [\mathbf{C}_1] & \dots & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [0] & \dots & [\mathbf{C}_m] \end{pmatrix} \begin{pmatrix} [\mathbf{E}_1] \\ \vdots \\ [\mathbf{E}_m] \end{pmatrix} + ([\mathbf{N}'_1] \dots [\mathbf{N}'_m]) \cdot \begin{pmatrix} [\mathbf{D}_1] & \dots & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [0] & \dots & [\mathbf{D}_m] \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_{fd1} \\ \vdots \\ E_{fdm} \end{pmatrix} \quad (4.83)$$

Par ailleurs, le vecteur $[\mathbf{E}_1 \dots \mathbf{E}_m]$ peut être exprimé en termes du vecteur \mathbf{E}_e selon l'équation (4.80) :

$$\begin{pmatrix} [\mathbf{E}_1] \\ \vdots \\ [\mathbf{E}_m] \end{pmatrix} = ([\mathbf{N}_1] \dots [\mathbf{N}_m])^R \cdot [\mathbf{E}_e] \quad (4.84)$$

L'exposant « R » indique la pseudo inverse de la matrice à droite.

En substituant (4.84) dans (4.83), on obtient :

$$\begin{aligned} [\dot{\mathbf{E}}'_e] &= ([\mathbf{N}'_1][\mathbf{C}_1] \dots [\mathbf{N}'_m][\mathbf{C}_m]) \cdot ([\mathbf{N}_1] \dots [\mathbf{N}_m])^R [\mathbf{E}_e] \\ &\quad + ([\mathbf{N}'_1][\mathbf{D}_1] \dots [\mathbf{N}'_m][\mathbf{D}_m]) \cdot (E_{fd1} \dots E_{fdm})' \end{aligned} \quad (4.85)$$

Et en comparant (4.85) à (4.76), on trouve :

$$[\mathbf{C}_e] = ([\mathbf{N}'_1][\mathbf{C}_1] \cdots [\mathbf{N}'_m][\mathbf{C}_m]) \cdot ([\mathbf{N}_1] \cdots [\mathbf{N}_m])^R \quad (4.86)$$

$$[\mathbf{D}_e] = ([\mathbf{N}'_1][\mathbf{D}_1] \cdots [\mathbf{N}'_m][\mathbf{D}_m]) \quad (4.87)$$

On sait bien que la pseudo inverse d'une matrice rectangulaire quelconque \mathbf{L} n'est pas unique. Néanmoins, une des solutions optimales est obtenue par la minimisation du critère quadratique (critère des moindres carrés). Cette solution est unique, elle est obtenue par la formule de la pseudo inverse minimale donnée par [6] :

$$\mathbf{L}^{RM} = \mathbf{L}' \cdot [\mathbf{L} \cdot \mathbf{L}']^{-1} \quad (4.88)$$

Le second membre de l'équation (4.86) est calculé de façon à contraindre la structure de la matrice \mathbf{C}_e à être diagonale. Ce qui permet d'identifier aisément ses éléments diagonaux comme étant des réciproques des constantes de temps équivalentes du circuit ouvert, soient :

$$T'_{d0e} = -1/C_{e22} \quad (4.89)$$

$$T'_{q0e} = -1/C_{e11} \quad (4.90)$$

4.3.4 Calcul des constantes d'inertie et d'amortissement équivalentes

L'équation du mouvement du groupe de machines cohérentes peut être obtenue à partir de l'équation (4.47) en admettant que toutes les machines du même groupe cohérent ont des écarts de vitesse semblable, soit :

$$\left(\sum_{k=1}^m 2H_k \right) \cdot \Delta \dot{\omega} = \sum_{k=1}^m P_{mk} - \sum_{k=1}^m P_{ek} - \left(\sum_{k=1}^m D_k \right) \cdot \Delta \omega \quad (4.91)$$

les paramètres équivalents représentant la constante d'inertie et la constante d'amortissement de la machine équivalente sont données par rapport à la base MVA du système comme suit :

$$H_e = \sum_{k=1}^m H_k \quad (4.92)$$

$$D_e = \sum_{k=1}^m D_k \quad (4.93)$$

4.4 Regroupement des systèmes d'excitation

Le regroupement des systèmes de commande tels que les systèmes d'excitation les turbines et régulateurs de vitesse ainsi que les stabilisateurs de puissance est basé sur la combinaison de deux principes, le principe de préservation de la structure des modèles tel que présenté dans la section précédente et le principe du regroupement linéaire qui utilise les modèles composés pour déterminer le modèle équivalent.

Dans notre analyse, le système d'excitation IEEE-type1, non saturé, est utilisé comme modèle de base pour équiper tous les générateurs [40]. Il est représenté par le diagramme block de la figure 11. Ce modèle est pris comme exemple pour illustrer la procédure de regroupement.

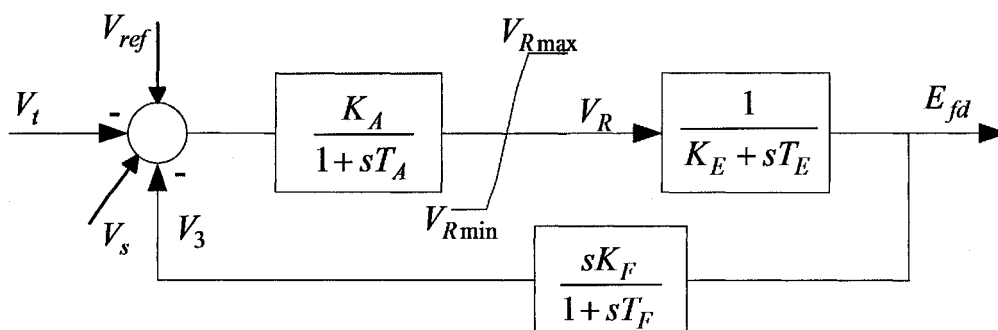


Figure 11 Système d'excitation IEEE type 1

Il y a principalement 3 catégories de modèles de systèmes d'excitation recommandés par IEEE pour des études de stabilité des réseaux électriques, les types DC, AC et ST [7]. Ces types sont définis selon la nature de la source de l'excitatrice. Dans chaque catégorie, divers modèles existent, le type 1 décrit ci-dessus est le type DCA1 qui est le modèle plus utilisé dans l'industrie et parfois utilisé pour représenter d'autres types de systèmes d'excitation quand les données détaillées ne sont pas disponibles ou lorsque le modèle simplifié est recommandé. Seules des machines avec la même catégorie de systèmes d'excitation sont regroupées.

La représentation d'état linéaire du système d'excitation est donnée par le système d'équation suivant :

$$\dot{V}_{3i} = \left(-V_{3i} + (K_{Fi} / T_{Ei}) (V_{Ri} - K_{Ei} E_{fdi}) \right) / T_{Fi} \quad (4.94)$$

$$\dot{V}_{Ri} = \left(-V_{Ri} + K_{Ai} V_{3i} + K_{Ai} \Delta V_{ti} \right) / T_{Ai} \quad (4.95)$$

$$\dot{E}_{fdi} = \left(-K_{Ei} E_{fdi} + V_{Ri} \right) / T_{Ei} \quad (4.96)$$

Et

$$\Delta V_{ti} = V_{refi} + V_{si} - V_{ti} \quad (4.97)$$

Sous la forme matricielle, on écrit :

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}}_{exi} &= \mathbf{A}_{exi} \cdot \mathbf{X}_{exi} + \mathbf{B}_{exi} \cdot \Delta V_{ti} \\ E_{fdi} &= \mathbf{C}_{exi} \cdot \mathbf{X}_{exi} \end{aligned} \quad (4.98)$$

La représentation d'état correspondante au système d'excitation équivalent est :

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}}_{exe} &= \mathbf{A}_{exe} \cdot \mathbf{X}_{exe} + \mathbf{B}_{exe} \cdot \Delta V_{te} \\ E_{fde} &= \mathbf{C}_{exe} \cdot \mathbf{X}_{exe} \end{aligned} \quad (4.99)$$

Où :

$$A_{exe} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{T_{Fe}} & \frac{K_{Fe}}{T_{Ee}T_{Fe}} & -\frac{K_{Ee}K_{Fe}}{T_{Ee}T_{Fe}} \\ -\frac{K_{Ae}}{T_{Ae}} & -\frac{1}{T_{Ae}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_{Ee}} & -\frac{K_{Ee}}{T_{Ee}} \end{pmatrix} \quad (4.100)$$

$$B_{exe} = \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{K_{Ae}}{T_{Ae}} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.101)$$

$$C_{exe} = (0 \quad 0 \quad 1) \quad (4.102)$$

En considérant les contraintes structurelles des matrices de coefficients définies dans les équations (4.100), (4.101) et (4.102) d'une part, et en utilisant, d'autre part, le principe de regroupement linéaire du modèle composé de m systèmes d'excitation, on obtient :

$$\mathbf{A}_{exe} = \mathbf{L} \cdot \text{diag}(\mathbf{A}_{ex1}, \mathbf{A}_{ex2} \cdots \mathbf{A}_{exm}) \cdot \mathbf{L}' \cdot (\mathbf{L} \cdot \mathbf{L}')^{-1} \quad (4.103)$$

$$\mathbf{B}_{exe} = \mathbf{L} \cdot (\mathbf{B}_{ex1}, \mathbf{B}_{ex2} \cdots \mathbf{B}_{exm})' \quad (4.104)$$

$$\mathbf{C}_{exe} = (0 \quad 0 \quad 1) \quad (4.105)$$

Où

$$\mathbf{L} = ([\mathbf{L}_1], [\mathbf{L}_2], \cdots, [\mathbf{L}_m]) \quad (4.106)$$

$$\mathbf{L}_k = \text{diag}(l_{k11} \quad l_{k22} \quad l_{k33}) \quad (4.107)$$

l_{k33} sont des pondérations relatives reliant la variable représentant la tension d'excitation équivalente E_{fde} aux tensions d'excitations des machines individuelles E_{jdk} . Le diagramme de la figure 12 permet d'illustrer le regroupement de deux systèmes d'excitation avec leurs pondérations respectives. Celles-ci sont déduites directement à partir du deuxième membre de l'équation (4.85) :

$$l_{k33} = T'_{d0e} \cdot x'_{d0e} \cdot \cos(\delta_k - \delta_e) / (x'_{dk} \cdot T'_{d0k}) \quad (4.108)$$

L est appelée matrice de composition des modèles (ou matrice d'agrégation), elle est choisie de telle sorte qu'elle soit une matrice diagonale par blocs afin de pouvoir regrouper les mêmes variables de chaque groupe de machines cohérentes.

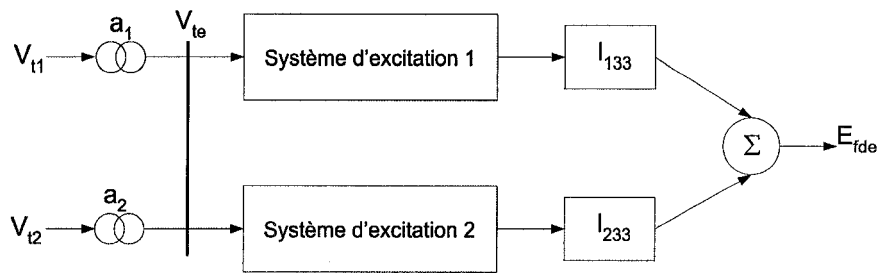


Figure 12 Diagramme de regroupement de deux systèmes d'excitation

On peut aisément constater que la matrice \mathbf{L} , pour le modèle du système d'excitation (4.98), est composée de m blocs \mathbf{L}_k , chacun de dimensions 3×3 , soit :

$$\mathbf{L} = \left(\begin{array}{c} \left[\begin{array}{ccc} l_{111} & 0 & 0 \\ 0 & l_{122} & 0 \\ 0 & 0 & l_{133} \end{array} \right]_1 \quad \dots \quad \left[\begin{array}{ccc} l_{m11} & 0 & 0 \\ 0 & l_{m22} & 0 \\ 0 & 0 & l_{m33} \end{array} \right]_m \end{array} \right) \quad (4.109)$$

Les coefficients l_{kii} sont des poids relatifs des variables d'état de chaque système d'excitation. En particulier, pour certaines variables, ces coefficients peuvent être choisis comme des pondérations relatives aux rapports de transformation entre les barres terminales des machines cohérentes et la barre terminale de la machine équivalente. Ils sont définis alors comme suit :

$$l_{kii} = \alpha_k^2 / \sum_{i=1}^m \alpha_i^2 \quad (4.110)$$

Pour les autre variables, ces coefficients sont choisis comme des poids relatifs reliant la puissance apparente de base de chaque générateur à la puissance apparente de base du générateur équivalent tel que :

$$l_{kii} = S_{bk} / \sum_{i=1}^m S_{bi} \quad (4.111)$$

En respectant la structure du modèle du système d'excitation de toutes les machines (4.98), les paramètres du système équivalent sont calculés en utilisant les équations (4.103) et (4.104) comme suit :

$$1/T_{Fe} = \sum_{k=1}^m (a_k^2 / T_{Fk}) / \sum_{k=1}^m a_k^2 \quad (4.112)$$

$$1/T_{Ae} = \sum_{k=1}^m (a_k^2 / T_{Ak}) / \sum_{k=1}^m a_k^2 \quad (4.113)$$

$$1/T_{Ee} = \sum_{k=1}^m ((l_{k22} \cdot l_{k33}) / T_{Ek}) / \sum_{k=1}^m l_{k22}^2 \quad (4.114)$$

$$K_{Ee} / T_{Ee} = \sum_{k=1}^m ((l_{k33}^2 K_{Ek}) / T_{Ek}) / \sum_{k=1}^m l_{k33}^2 \quad (4.115)$$

$$K_{Fe} / (T_{Fe} T_{Ee}) = \sum_{k=1}^m a_k l_{k22} (K_{Fk} / T_{Fk} T_{Ek}) / \left(\sum_{k=1}^m a_k^2 \cdot \sum_{k=1}^m l_{k22}^2 \right) \quad (4.116)$$

Les limites minimale et maximale du régulateur de tension équivalent V_{Remin} et V_{Remax} sont calculées en appliquant simultanément une entrée échelon égale à la valeur limite V_{Remin} ou V_{Remax} à chaque système d'excitation comme l'illustre la figure 13 [4].

$$E_{fdk}(s) = \frac{1}{K_{Ek} + sT_{Ek}} V_{Rk}(s) \quad (4.117)$$

Alors, pour une entrée échelon définie par:

$$V_{Rk}(s) = \frac{V_{Rkmax}}{s} \quad (4.118)$$

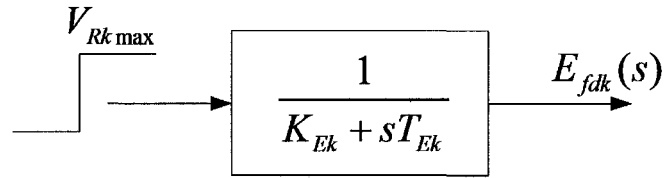


Figure 13 Diagramme de calcul des valeurs limites équivalentes

La sortie serait :

$$E_{fdk}(s) = \frac{1}{s} \frac{V_{Rk \max}}{K_{Ek} + sT_{Ek}} \quad (4.119)$$

Selon les équations (4.104) et (4.107), l'expression de la tension d'excitation équivalente en fonction des tensions d'excitations des machines individuelles s'écrit [4]:

$$E_{fde} = \sum_{k=1}^m l_{k33} \cdot E_{fdk} \quad (4.120)$$

En utilisant cette dernière équation , on trouve :

$$E_{fde}(s) = \frac{1}{s} \sum_{k=1}^m l_{k33} \frac{V_{Rk \max}}{K_{Ek} + sT_{Ek}} \quad (4.121)$$

$$E_{fde}(s) = \frac{1}{s} \sum_{k=1}^m \frac{l_{k33}}{K_{Ek}} \cdot \frac{K_{Ek} / T_{Ek}}{K_{Ek} / T_{Ek} + s} V_{Rk \max} \quad (4.122)$$

$$E_{fde}(t) = \sum_{k=1}^m \frac{l_{k33}}{K_{Ek}} V_{Rk \max} (1 - e^{-(K_{Ek} / T_{Ek})t}) \quad (4.123)$$

$$\lim_{t \rightarrow 0^+} \frac{dE_{fde}(t)}{dt} = \sum_{k=1}^m l_{k33} \frac{V_{Rk \max}}{T_{Ek}} \quad (4.124)$$

Le second membre de l'équation (4.124) correspond à la valeur limite maximale du système d'excitation équivalent, d'où :

$$\frac{V_{Remax}}{T_{Ee}} = \sum_{k=1}^m l_{k33} \frac{V_{Rk \max}}{T_{Ek}} \quad (4.125)$$

De même, pour la valeur limite minimale :

$$\frac{V_{Re\min}}{T_{Ee}} = \sum_{k=1}^m l_{k33} \frac{V_{Rk\min}}{T_{Ek}} \quad (4.126)$$

Ainsi, les équations (4.125) et (4.126) permettent de calculer les tensions limites du système d'excitation équivalent.

4.5 Regroupement des turbines/régulateurs de vitesse

Il y a essentiellement deux types de turbines, la turbine hydraulique et la turbine à vapeur. En raison de la différence des caractéristiques, le regroupement concernera seulement le même type de turbines. Si deux types de turbines se retrouvent dans le même groupe cohérent alors, les turbines hydrauliques sont regroupées ensemble pour former un générateur équivalent hydraulique. De même, les machines thermiques sont regroupées pour former un générateur équivalent thermique. Les deux générateurs équivalents seront alors connectés à une même barre équivalente [26].

Le modèle simplifié de la turbine/régulateur de vitesse de la Figure 14 est utilisé à titre d'exemple pour illustrer la procédure de regroupement [41].

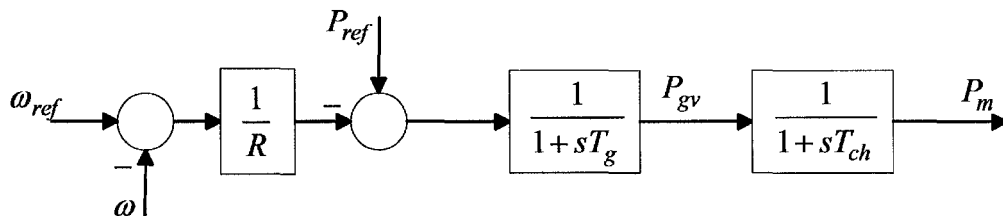


Figure 14 Modèle simplifié de la turbine et le régulateur de vitesse

Ce modèle est décrit par les équations suivantes :

$$\dot{P}_{gvi} = \left(-P_{gvi} + P_{refi} - (1/R_i)\Delta\omega_i \right) / T_{gi} \quad (4.127)$$

$$\dot{P}_{mi} = \left(-P_{mi} + P_{gvi} \right) / T_{chi} \quad (4.128)$$

P_{gvi} et P_{mi} sont la puissance de la vapeur et la puissance mécanique respectivement. R_i , T_{gi} et T_{chi} sont respectivement, le statisme permanent, la constante de temps du régulateur de vitesse et la constante de temps de l'étage turbine.

L'équation d'état de la turbine et du régulateur de vitesse équivalents a la même structure que celle des équations (4.127) et (4.128). Pour ce système, les coefficients de la matrice de regroupement sont choisis de façon évidente. En effet, la variable d'entrée qui est la vitesse étant identique pour toutes les machines cohérentes et la puissance mécanique de la machine équivalente, exprimée en unité SI, est nécessairement la somme des puissances mécaniques des machines cohérentes. En grandeurs unitaires (pu), on peut écrire alors :

$$P_{me} = \sum_{k=1}^m S_{bk} \cdot P_{mk} / \sum_{k=1}^m S_{bk} \quad (4.129)$$

La matrice de regroupement est obtenue en choisissant ses coefficients diagonaux tous identiques et égaux au coefficient suivant :

$$l_{kii} = S_{bk} / \sum_{i=1}^m S_{bi} \quad (4.130)$$

Les paramètres équivalents de la turbine et du régulateur de vitesse sont alors calculés selon la même procédure utilisée pour le système d'excitation, soient :

$$1/T_{ge} = \sum_{k=1}^m \left(S_{bk}^2 / T_{gk} \right) / \sum_{k=1}^m S_{bk}^2 \quad (4.131)$$

$$1/T_{che} = \sum_{k=1}^m \left(S_{bk}^2 / T_{chk} \right) / \sum_{k=1}^m S_{bk}^2 \quad (4.132)$$

$$1/(R_e \cdot T_{ge}) = \sum_{k=1}^m \left(S_{bk} / R_k T_{gk} \right) / \sum_{k=1}^m S_{bk} \quad (4.133)$$

4.6 Regroupement des systèmes stabilisateurs de puissance (PSS)

La figure 15 représente le modèle de stabilisateur de puissance utilisé. La procédure de regroupement des stabilisateurs de puissance est identique à celle développée précédemment pour les systèmes d'excitation.

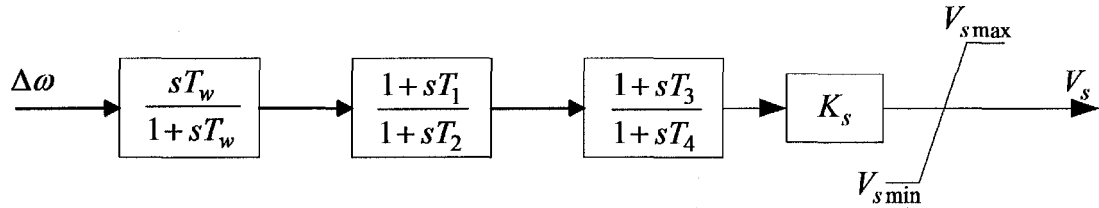


Figure 15 Modèle du stabilisateur de puissance (PSS)

Sa représentation d'état linéaire est donnée par le système d'équation suivant :

$$\dot{V}_{1i} = (-V_{1i} + \Delta\omega_i) / T_{wi} \quad (4.134)$$

$$\dot{V}_{2i} = [-V_{2i} + (1 - T_{1i} / T_{2i})(\Delta\omega_i - V_{1i})] / T_{2i} \quad (4.135)$$

$$\dot{V}_{3i} = [-V_{3i} + (1 - T_{3i} / T_{4i})(T_{1i} / T_{2i})(\Delta\omega_i - V_{1i}) + (1 - T_{3i} / T_{4i})V_{2i}] / T_{4i} \quad (4.136)$$

Et la tension de sortie est :

$$V_{si} = K_{si} \left[(T_{3i} / T_{4i})(T_{1i} / T_{2i})(\Delta\omega_i - V_{1i}) + V_{2i} + V_{3i} \right] \quad (4.137)$$

La forme matricielle pour chaque modèle s'écrit :

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}}_{pssi} &= \mathbf{A}_{pssi} \cdot \mathbf{X}_{pssi} + \mathbf{B}_{pssi} \cdot \Delta\omega_i \\ V_{si} &= \mathbf{C}_{pssi} \cdot \mathbf{X}_{pssi} + D_{pssi} \cdot \Delta\omega_i \end{aligned} \quad (4.138)$$

La représentation d'état correspondant au PSS équivalent doit avoir la même structure que celle de tous les PSS du groupe cohérent (4.138), soit :

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}}_{psse} &= \mathbf{A}_{psse} \cdot \mathbf{X}_{psse} + \mathbf{B}_{psse} \cdot \Delta\omega_e \\ V_{se} &= \mathbf{C}_{psse} \cdot \mathbf{X}_{psse} + D_{psse} \cdot \Delta\omega_e \end{aligned} \quad (4.139)$$

Les coefficients relatifs l_{kii} sont choisis de telle sorte que lors du regroupement, la pondération affectée à tous les PSS du groupe cohérent soient identiques, soient :

$$l_{k11} = l_{k22} = l_{k33} = 1/m \quad (4.140)$$

Où m est le nombre de machines dans le groupe cohérent.

Les coefficients du stabilisateur de puissance équivalent sont calculés alors comme suit :

$$1/T_{we} = \sum_{k=1}^m (l_{k11}^2 / T_{wk}) / \sum_{k=1}^m l_{k11}^2 \quad (4.141)$$

$$(1 - T_{1e} / T_{2e}) / T_{2e} = \sum_{k=1}^m l_{k22} (1 - T_{1k} / T_{2k}) / T_{2k} \quad (4.142)$$

D'où :

$$1/T_{2e} = \sum_{k=1}^m l_{k22} / T_{2k} \quad (4.143)$$

Et

$$T_{1e} = T_{2e}^2 \cdot \sum_{k=1}^m l_{k22} \cdot T_{1k} / T_{2k}^2 \quad (4.144)$$

$$(1 - T_{3e} / T_{4e}) (T_{1e} / T_{2e} T_{4e}) = \sum_{k=1}^m l_{k33} (1 - T_{3k} / T_{4k}) (T_{1k} / T_{2k} T_{4k}) \quad (4.145)$$

$$1/T_{4e} = (T_{2e} / T_{1e}) \cdot \sum_{k=1}^m l_{k33} \cdot (T_{1k} / T_{2k} T_{4k}) \quad (4.146)$$

$$T_{3e} = (T_{2e} \cdot T_{4e}^2 / T_{1e}) \cdot \sum_{k=1}^m l_{k33} T_{3k} (T_{3k} \cdot T_{1k} / T_{2k} T_{4k}^2) \quad (4.147)$$

$$K_{se} = \sum_{k=1}^m (l_{k33}^2 \cdot K_{sk}) / \sum_{k=1}^m l_{k33}^2 \quad (4.148)$$

4.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'étape principale de la modélisation des équivalents dynamiques, c'est l'étape de regroupement des unités génératrices. Le

regroupement consiste à calculer les paramètres de la génératrice équivalente comprenant les paramètres équivalents de la machine synchrone, du système d'excitation, de la turbine et du régulateur de vitesse et du stabilisateur de puissance .

La méthode de regroupement proposée constitue la contribution majeure de notre thèse. Elle permet de regrouper les machines et leur systèmes de commande ayant la même structure. En d'autres termes, le modèle de la machine équivalente doit avoir une structure identique à celle de toutes les machines du groupe cohérent. Cette hypothèse est également appliquée pour les systèmes de commande équivalents.

L'application de ce principe nous permet de calculer tous les paramètres équivalents d'une façon analytique dans un processus non itératif, c'est une des caractéristiques importante de la méthode, elle permet un gain considérable en temps de calcul lors des études en ligne. Ces paramètres équivalents sont calculés en tenant compte, à la fois, de la localisation des machines cohérentes dans le réseau original et des conditions initiales du réseau.

Le regroupement des machines et leur système de commande ayant des structures très différentes n'est cependant pas possible avec la méthode que nous proposons. Étant donné que les machines présentant des structures très différentes telles que, par exemple, des générateurs hydrauliques et thermiques ont des modèles mathématiques différents, ce qui ne permet pas d'appliquer notre approche. Ceci constitue une limitation de la méthode, néanmoins, nous considérons que fondamentalement, deux machines très différentes appartiennent rarement à un même groupe cohérent du fait même de la définition de la cohérence.

Nous avons par ailleurs suggéré, dans le cas de la présence des machines hydrauliques et thermiques dans un même groupe cohérent, de déterminer deux machines équivalentes au lieu d'une. Une machine équivalente hydraulique regroupant toutes les machines

hydrauliques dans le groupe et une machine thermique équivalente à l'ensemble des machines thermiques du groupe cohérent. Les deux machines équivalentes sont, ensuite, connectées au même nœud équivalent.

Cette problématique de la présence des modèles ayant des structures différentes dans un même groupe cohérent se pose également pour le regroupement des systèmes de commande, notamment, les systèmes d'excitation. Il y a essentiellement trois types de modèles de systèmes d'excitation qui sont recommandés par l'institut IEEE, les types AC, DC et ST [7]. Dans chaque type une multitude de modèles existe.

Pour le regroupement des systèmes d'excitation n'ayant pas nécessairement la même structure, nous avons suggéré d'utiliser la structure du DCA1 qui est largement utilisée dans l'industrie. Ce modèle est également utilisé pour représenter les autres types de systèmes d'excitation quand les données détaillées ne sont pas disponibles ou dans la situation où les modèles détaillés ne sont pas nécessaires. Dans ce cas ci, un modèle simplifié générique peut être utilisé. Dans ce modèle générique, seules les caractéristiques principales des systèmes d'excitation sont représentées.

CHAPITRE 5

APPLICATION À TROIS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DIFFÉRENTS

«Ce que les hommes veulent en fait, ce n'est pas la connaissance, c'est la certitude», Bertrand Russel

5.1 Introduction

La procédure complète de modélisation des équivalents dynamiques est appliquée à des réseaux d'énergie bien connus dans la littérature afin de valider l'approche de regroupement que nous avons développée. Le choix des réseaux connus n'est pas fortuit, au contraire, c'est pour pouvoir comparer la technique développée aux méthodes connues qui sont appliquées auparavant sur les mêmes réseaux électriques test. Nous avons choisi trois réseaux électriques, le premier appelé «Two area system» [41], il est constitué de 4 machines réparties en deux zones reliées par deux longues lignes parallèles de transmission. Le deuxième réseau désigné souvent par l'acronyme NPCC pour Northeast Power Coordinating Council, il est constitué de 10 machines, 39 barres et 46 branches, il représente le réseau de la Nouvelle-Angleterre. Ce réseau est largement utilisé dans la littérature, il sert de réseau test dans différentes études et analyse de réseaux électriques multimachines. Enfin, le dernier réseau que nous utilisons est constitué de 16 machines, 68 barres et 86 branches.

La procédure de modélisation est appliquée de la même façon à chacun de ces réseaux, de la répartition en zones cohérentes jusqu'au regroupement des zones en équivalents dynamiques.

5.2 Réseau 4 machines, 13 barres

Ce réseau consiste en deux zones similaires interconnectées à travers deux longues lignes parallèles ayant des admittances relativement faibles. Chacune des zones est constituée de deux générateurs identiques comme l'illustre la figure 16 [35]. La configuration du réseau se prête bien pour les études du phénomène des oscillations électromécaniques interzones qui se produisent généralement sur les lignes d'interconnexions. Ce réseau ne représente pas un réseau réel quelconque, il est conçu et introduit dans la littérature dans un objectif didactique afin de mettre en évidence l'analyse modale des réseaux électriques [15]. Les données de ce réseau sont données à l'annexe 2.

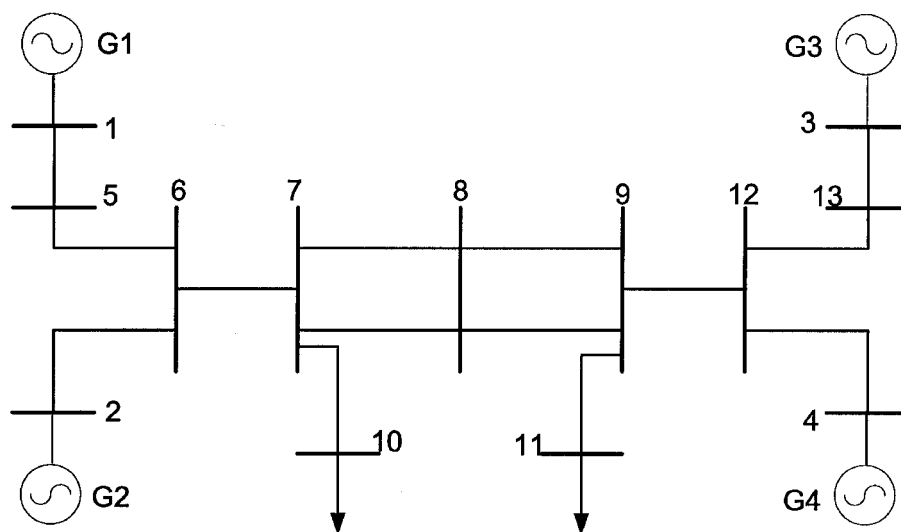


Figure 16 Réseau électrique 4 machines

5.2.1 Procédure de réduction

La procédure de la modélisation des équivalents dynamiques, telle qu'expliquée au chapitres précédents, est appliquée ici pour déterminer l'équivalent dynamique d'une partie (ou zone) du réseau de la figure 16. Le processus de réduction commence par une

analyse modale qui permet de partitionner le réseau en plusieurs zones cohérentes. Cette analyse consiste à déterminer les différents modes d'oscillations présents pour le système étudié. Le modèle électromécanique des machines est utilisé pour capter les modes oscillatoires notamment les modes interzones. Ce modèle a déjà été présenté au chapitre 2. L'application du modèle au réseau de 4 machines produit une matrice d'état du système linéaire de dimensions 8x8. Si on néglige les constantes d'amortissement, ce modèle pourrait se réduire à une représentation de deuxième ordre ayant pour matrice d'état \mathbf{K} qui est également définie au chapitre 2, section 2.5.1. La relation entre les deux matrices d'état est donnée par les équations suivantes :

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{1} \\ \mathbf{M}^{-1}\mathbf{K} & \mathbf{D} \end{pmatrix} \quad (5.1)$$

$$\Delta\ddot{\delta} = \mathbf{M}^{-1}\mathbf{K}\Delta\delta \quad (5.2)$$

Rappelons que la matrice \mathbf{K} a des propriétés structurelles importantes pour l'analyse modale du réseau électrique. C'est une matrice dite de réseau car elle est étroitement liée à la matrice admittance réduite du réseau à laquelle sont ajoutées les charges représentées par des admittances constantes.

D'autre part, la matrice \mathbf{A} du système (5.1) présente trois types de valeurs propres, une valeur propre nulle; une petite valeur propre réelle négative et (n-1) paires de modes oscillatoires légèrement amortis de fréquences allant de 0.1 à 2 Hz. La présence des systèmes de commande rend ces modes beaucoup plus amortis en amplitude mais très peu en fréquence.

Les modes non oscillatoires sont appelés modes globaux. Les modes oscillatoires sont de deux types, les modes locaux (rapides) se produisant entre variables d'une même zone, leurs fréquences sont supérieures à 1 Hz. Les modes interzones (lents) qui se produisent entre variables de différentes zones, leurs fréquences se situent entre 0.05 et 1 Hz.

Les modes d'oscillations du réseau 4 machines sont donnés au tableau I. Pour partitionner le réseau en zones cohérentes, la première étape consiste à déterminer le nombre de zones cohérentes, ce nombre est évalué en identifiant les modes d'oscillations les plus lents, ce qui correspond approximativement à tous les modes de fréquence inférieur à 1Hz incluant le mode global.

Cependant, dans le cas où les modes d'oscillations ont des fréquences très rapprochées autour de la limite de 1Hz, le choix du nombre de zones peut se faire selon l'écart le plus important en fréquence entre deux modes successifs. Selon les données du tableau I, il est bien évident que le réseau contient deux zones cohérentes car il y a une séparation nette entre les différents modes d'oscillations (i.e. 0.4974 Hz et 1.0515Hz).

Tableau I

Les modes d'oscillation du réseau 4 machines

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes d'oscillations (Hz)
2.0353e-013	1.0408e-017	0
-0.012821		
-0.0064 ± 3.1252i	-0.0259	0.4974
-0.0064 ± 6.6066i	-0.1158	1.0515
-0.0064 ± 6.7058i	-0.1193	1.0673

Le premier mode non oscillatoire correspond au centre de gravité des angles et devrait théoriquement être égal à zéro. La valeur trouvée est infiniment petite mais non nulle. L'erreur est d'ordre numérique, puisque la méthode employée pour déterminer les valeurs propres est itérative (la fonction « eig » de MATLAB). Le deuxième mode non oscillatoire représentant la vitesse à une valeur réelle négative due à la présence de la constante d'amortissement ou la présence du régulateur de vitesse de l'arbre. Cette valeur serait nulle en l'absence des deux facteurs. Les constantes d'amortissement et le

régulateur de vitesse agissent aussi sur l'amplitude de la partie réelle des modes oscillatoires, l'absence de l'amortissement rend les modes oscillatoires purs [35].

Une fois le nombre de zones choisi, on détermine pour chaque zone un générateur de référence parmi ceux du réseau. Les générateurs de références sont ceux qui agissent le plus indépendamment dans les modes interzones. Ils correspondent aux rangées les plus linéairement indépendantes dans la matrice de vecteurs propres (pivots). Ces pivots sont déterminés en appliquant l'élimination gaussienne avec un pivotement complet sur les vecteurs propres sélectionnés [36]. Pour répartir les générateurs restant à chacun des générateurs de référence dans chacune des zones, on constitue une matrice de regroupement comme le montre le tableau II.

Tableau II

Matrice de regroupement du réseau 4 machines

Générateurs de référence →	G3	G1
Autres générateurs ↓		
G2	0.0524	<u>0.9476</u>
G4	<u>0.9250</u>	0.0769

La première ligne du tableau correspond aux générateurs de références, la première colonne correspond aux générateurs restant énumérés dans un ordre croissant. La matrice de regroupement est constituée des coefficients relatifs normalisés reliant les générateurs restants aux générateurs de références. Ces coefficients sont appelés coefficients de cohérence. Un coefficient égal à 1 indique une cohérence parfaite et une valeur de 0 indique la non cohérence.

La matrice de regroupement, ainsi, constituée permet de grouper les générateurs restants aux références selon le coefficient de cohérence le plus élevé d'une même ligne (dans

une échelle de 0 à 1). Nous considérons qu'un générateur est cohérent avec un des générateurs de référence lorsque leur coefficient de cohérence est plus grand que 0.5 et qu'il soit le plus élevé de la ligne correspondante.

Les résultats de l'identification de zones cohérentes sont donnés dans le tableau III. La première zone est constituée des machines 3 et 4, qui seront remplacées par une machine équivalente. La deuxième zone contient les machines 1 et 2, elle est considérée comme la partie interne du réseau et ne fera donc pas l'objet de réduction mais elle sera le siège d'une perturbation pour l'analyse dynamique des transitoires.

Tableau III

Zones cohérentes du réseau 4 machines

zones	I	II
générateurs de référence	3	1
Autres générateurs	4	2

Le tableau IV montre l'amplitude et l'angle de la tension aux nœuds terminaux des machines cohérentes ainsi que les grandeurs équivalentes au nœud terminal de la machine équivalente à l'état d'équilibre.

Tableau IV

Grandeurs cohérentes et leurs équivalents (réseau 4 machines)

#	V_t (pu)	Angle de V_t (degrés)	a	δ (degrés)
G3	1.03	-8.3236	1.0111	38.59
G4	1.01	-17.854	0.9915	33.835
G_eq	1.0187	-13.083	1.00	36.212

Les tableaux V, VI, VII et VIII montrent respectivement les paramètres des générateurs, des systèmes d'excitation et les turbines ainsi que les paramètres de leurs équivalents respectifs. Tous les paramètres des machines y compris les paramètres équivalents sont donnés en valeurs par unité (pu) par rapport aux bases MVA des machines, excepté les constantes de temps de champ qui sont données en seconde.

Tableau V

Paramètres des machines cohérentes et leurs équivalents (réseau 4 machines)

#	S_b	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q
G3	900	1.8	1.7	0.3	0.55	0.25	0.25
G4	900	1.8	1.7	0.3	0.55	0.25	0.25
G_eq	1800	1.797	1.6983	0.3004	0.5466	0.2497	0.2497

Tableau VI

Autres paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 4 machines)

#	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	H	D
G3	8	0.4	0.03	0.05	6.5	1.5
G4	8	0.4	0.03	0.05	6.5	1.5
G_eq	7.5352	0.4041	0.0301	0.0498	6.5	1.5

Tableau VII

Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (réseau 4 machines)

#	K_A	$T_A(s)$	K_E	T_E	K_F	T_F	V_{Rmax}	V_{Rmin}
G3	30	0.02	1	0.785	0.03	1	10	-10
G4	30	0.02	1	0.785	0.03	1	10	-10
G_eq	30	0.02	0.5310	0.4168	0.0159	1	9.9868	-9.9868

Tableau VIII

Paramètres des turbines et régulateurs de vitesse
et leurs équivalents (réseau 4 machines)

#	R	T_g	T_{ch}
G3	0.25	0.1	0.5
G4	0.25	0.1	0.5
G_eq	0.25	0.1	0.5

5.2.2 Analyse modale du réseau 4 machines réduit

L'examen des modes d'oscillations dans le réseau original (figure 16) et dans le réseau réduit (figure 17) permet de valider la répartition du réseau. Celle-ci a une incidence directe sur la précision du modèle de l'équivalent dynamique. De plus, la simulation dynamique d'un défaut permet de valider le comportement dynamique de l'équivalent comparativement au comportement du réseau externe qu'il représente.

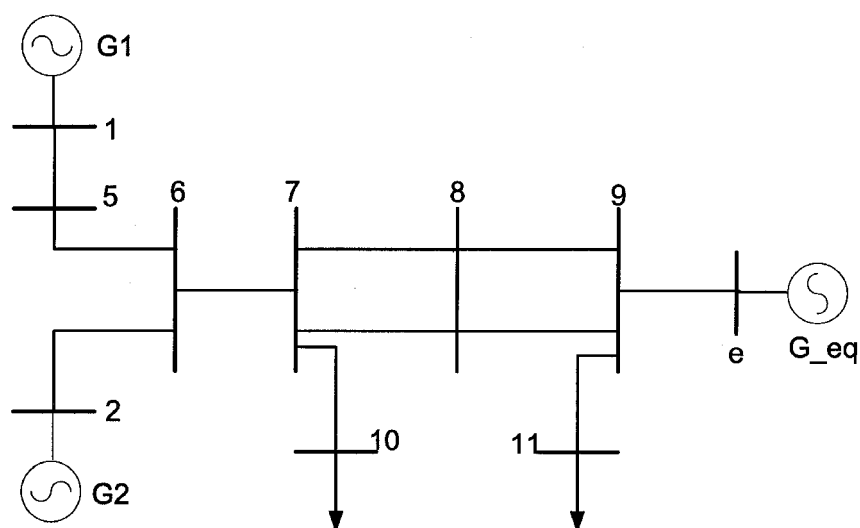


Figure 17 Réseau 4 machines (réduit)

L'analyse modale du réseau réduit permet de calculer les valeurs propres de la matrice d'état obtenue en considérant les variables équivalentes. Le tableau IX résume les modes d'oscillations présents dans le réseau réduit.

Tableau IX

Les modes d'oscillation du réseau 4 machines réduit

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes d'oscillations (Hz)
9.3694e-014	-1.2217e-017	0
-0.0110		
-0.0041 ± 3.1572i	-0.0264	0.5025
-0.0064 ± 6.7020i	-0.1191	1.0667

On constate clairement que les modes interzones que nous avons identifiés lors de la répartition sont tous préservés dans le réseau réduit, alors que certains modes locaux sont éliminés puisque les modes locaux se produisant entre variables des machines cohérentes sont tous éliminés avec le regroupement des variables en une seule variable équivalente.

5.2.3 Simulation dynamique

Dans cette partie, nous examinons les réponses dynamiques temporelles des machines aussi bien dans le réseau original que dans le réseau réduit. Le réseau réduit est constitué de toute la partie interne du réseau original et de l'équivalent dynamique représentant la partie réduite du réseau externe.

L'objectif est alors de comparer, dans le domaine temporel, les réponses des deux systèmes suite à une perturbation dans le réseau interne. Ceci nous permettra de conclure quant à l'exactitude et à la validité du modèle de l'équivalent dynamique. Un défaut de

type court-circuit triphasé a été appliqué séparément sur les deux réseaux au niveau de la branche 7-8 au voisinage de la barre 7 (figures 16 et 17) pendant six cycles.

En considérant la vitesse de la machine G1 comme référence, la figure 18 présente les dynamiques des vitesses relatives des machines G3 et G4 du groupe cohérent dans le réseau original ainsi que la dynamique de la vitesse relative de la machine équivalente dans le réseau réduit. Il est bien clair que l'équivalent dynamique a un comportement semblable à l'ensemble des deux machines G3 et G4 qu'il représente.

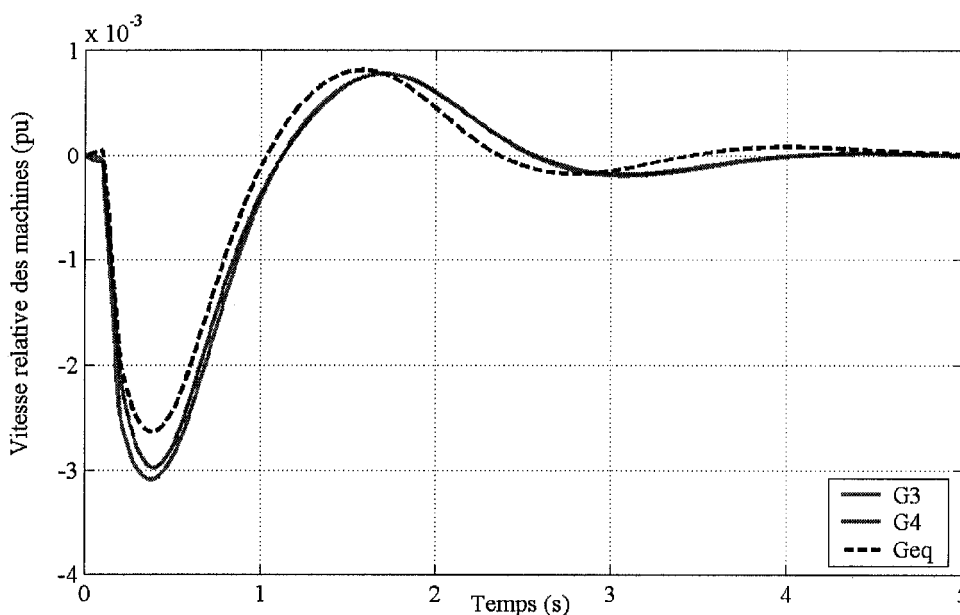


Figure 18 Vitesses relatives des machines G3 et G4 et celle de la machine équivalente

La vitesse relative de la machine G2 dans les réseaux original et réduit présentée à la figure 19 montre que le réseau réduit préserve les caractéristiques principales du réseau original. Par ailleurs, les deux figures mettent en évidence la présence de deux modes d'oscillations, le mode interzones dans la figure 16 entre les machines G3 et G4, d'une part, et la machine G1, d'autre part, mais ce mode interzones apparaît également entre la

machine équivalente et la machine G1. Ceci démontre la préservation de tous les modes interzones. Le mode local est présent à l'intérieur d'une même zone entre la machine G2 et la machine G1 à la figure 19. Puisque cette zone est maintenue inchangée après réduction, ce mode local entre ces deux machines est aussi préservé dans le réseau réduit.

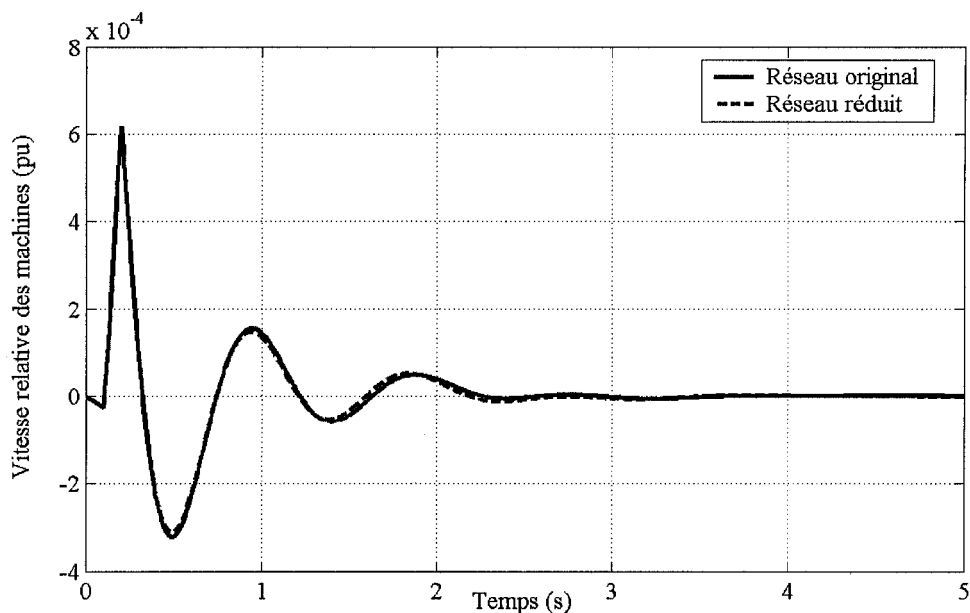


Figure 19 Vitesse relative de la machine G2 dans les réseaux original et réduit

5.3 Réseau 10 machines, 39 barres

Le réseau 10 machines 39 barres appelé communément réseau NPCC est bien connu dans la littérature, il représente le réseau simplifié de 345 kV de la Nouvelle-Angleterre. Le schéma unifilaire de ce réseau est montré à la figure 20 [35]. Toutes les génératrices dans ce réseau sont représentées par des modèles détaillés, leurs systèmes de commande sont aussi représentés. Les données complètes du réseau sont présentées à l'annexe 3.

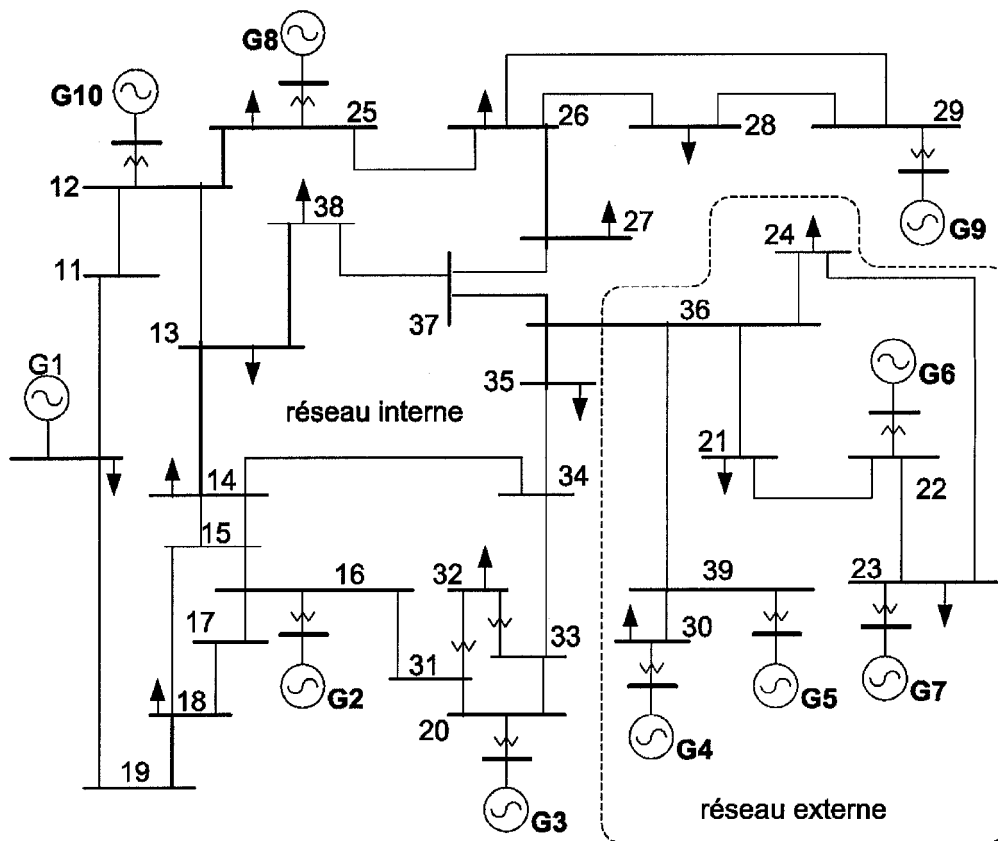


Figure 20 Schéma unifilaire du réseau 10 machines, 39 barres

5.3.1 Première répartition

La première étape de répartition nécessite la connaissance du nombre de zones dans le réseau. Le choix du nombre de zones dépend essentiellement de deux critères, le premier critère est fixé par l'utilisateur selon son expérience et selon l'objet de l'étude. Le deuxième critère est théorique, il fait appel à l'analyse modale du réseau pour distinguer les différents modes d'oscillations présents. Dans cette approche, le nombre de zones est égal au nombre de modes interzones. Cependant, la définition des modes interzones, notamment, la limite supérieure de leurs fréquences est relative. Cette limite peut être estimée relativement à tous les modes lents. En général, cette limite se situe aux environs de 1Hz. Le meilleur choix du nombre de zones est celui qui permet de trouver

les connexions les plus faibles (les moins rigides) entre les différentes zones [8]. Ceci peut être obtenu en examinant les écarts entre les fréquences des modes d'oscillations. On calcule, à cet effet un indice ε_i qui mesure l'inverse de l'écart entre deux fréquences successives comme le montre le tableau X.

La plus faible valeur non nulle de ε_i est le résultat d'un écart le plus large entre les valeurs propres et indique aussi une plus faible connexion entre les zones. Au tableau X, on constate que $\varepsilon_i = 0.6452$ (pour $i = 2$) est la plus petite valeur qui correspond à un nombre de zones égal à 2, soient les modes de 0.669 Hz et 0 Hz.

En choisissant deux zones, on obtient la matrice de regroupement donnée au tableau XI dont les coefficients nous permettent de connaître la constitution de chaque groupe cohérent (tableau XII).

Tableau X

Les modes d'oscillation du réseau 10 machines original

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes (Hz)	$\varepsilon_i = f_i / f_{i+1}$
7.0556e-014	0	0	0
-0.0090			
-0.0062 ± 4.2032i	-0.0469	0.6690	<u>0.6452</u>
-0.0115 ± 6.5147i	-0.1126	1.0369	0.9182
-0.0110 ± 7.0953i	-0.1335	1.1293	<u>0.8805</u>
-0.0106 ± 8.0580i	-0.1722	1.2825	0.9600
-0.0116 ± 8.3946i	-0.1869	1.3360	0.9890
-0.0075 ± 8.4871i	-0.1911	1.3508	0.8428
-0.0082 ± 10.070i	-0.2690	1.6027	0.9864
-0.0093 ± 10.208i	-0.2764	1.6247	0.9917
-0.0115 ± 10.293i	-0.2810	1.6382	

Tableau XI

Matrice de regroupement du réseau 10 machines

Générateurs de référence →	G5	G1
Autres générateurs ↓		
G2	<u>0.6923</u>	0.3078
G3	<u>0.7443</u>	0.2557
G4	<u>0.9766</u>	0.0234
G6	<u>0.9658</u>	0.0342
G7	<u>0.9585</u>	0.0415
G8	<u>0.6971</u>	0.3029
G9	<u>0.9549</u>	0.0451
G10	<u>0.6444</u>	0.3556

Tableau XII

Groupes cohérents du réseau 10 machines

zones	I	II
Générateurs de référence	5	1
Autres générateurs	2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10	

Le tableau XIII contient les valeurs des grandeurs du groupe cohérent ainsi que leurs valeurs équivalentes respectives.

Les tableaux XIV, XV, XVI et XVII donnent respectivement les paramètres des générateurs, des systèmes d'excitation et les systèmes turbines régulateurs ainsi que les paramètres de leurs équivalents respectifs. Tous les paramètres sont exprimés en valeurs unitaires dans la base MVA des machines sauf pour les constantes de temps des machines qui sont en seconde.

Tableau XIII

Grandeurs cohérentes et leurs équivalents du réseau 10 machines à l'équilibre

#	V_t (pu)	Angle de V_t (degrés)	a	δ (degrés)
G2	1.032	9.9598	0.9632	53.029
G3	1.0331	12.924	0.9642	59.619
G4	1.0623	14.558	0.9915	59.667
G5	1.0472	16.908	0.9774	67.637
G6	1.0993	16.524	1.026	57.008
G7	1.1135	19.056	1.0393	60.149
G8	1.0778	12.807	1.0059	63.513
G9	1.0765	18.183	1.0047	72.42
G10	1.0975	7.5003	1.0243	14.786
G_eq	1.0714	15.073	1.00	54.693

Tableau XIV

Paramètres des machines cohérentes et leurs équivalents (réseau 10 machines)

#	S_b	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q
G2	610.17	1.8	1.7207	0.4253	0.3661	0.3051	0.3051
G3	721.44	1.8	1.7098	0.3831	0.3607	0.3246	0.3246
G4	545.45	1.8	1.6909	0.36	0.3273	0.2727	0.2727
G5	545.45	1.8	1.7725	0.2995	0.2748	0.2405	0.2405
G6	708.66	1.8	1.7079	0.3543	0.3189	0.2835	0.2835
G7	610.17	1.8	1.7817	0.2990	0.2746	0.2441	0.2441
G8	620.69	1.8	1.7379	0.3538	0.3103	0.2793	0.2793
G9	854.7	1.8	1.7521	0.4872	0.4273	0.3846	0.3846
G10	1800	1.8	1.242	0.558	0.504	0.45	0.45
G_eq	7158.3	1.776	1.5826	0.3979	0.3605	0.3171	0.3171

Tableau XV

Autres paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 10 machines)

#	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	H	D
G2	6.56	1.5	0.05	0.035	4.9494	1.6
G3	5.7	1.5	0.05	0.035	4.9623	1.39
G4	5.4	0.44	0.05	0.035	4.7667	0.55
G5	5.69	1.5	0.05	0.035	4.1629	1.46
G6	7.3	0.4	0.05	0.035	4.9107	1.41
G7	5.66	1.5	0.05	0.035	4.3267	1.31
G8	6.7	0.41	0.05	0.035	3.915	1.45
G9	4.79	1.96	0.05	0.035	4.0365	1.64
G10	10.2	1.5	0.05	0.035	2.3333	0.22
G_eq	6.111	1.1627	0.0496	0.0348	3.9479	1.0866

Tableau XVI

Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (réseau 10 machines)

#	K_A	$T_A(s)$	K_E	T_E	K_F	T_F	V_{Rmax}	V_{Rmin}
G2	6.2	0.05	-0.0633	0.405	0.057	0.5	1	-1
G3	5	0.06	-0.0198	0.5	0.08	1.0	1	-1
G4	5	0.06	-0.0525	0.5	0.08	1.0	1	-1
G5	4	0.02	1.0	0.785	0.03	1.0	10	-10
G6	5	0.02	-0.0419	0.471	0.075	1.25	1	-1
G7	40	0.02	1.0	0.73	0.03	1.0	6.5	-6.5
G8	5	0.02	-0.047	0.528	0.085	1.26	1	-1
G9	40	0.02	1.0	1.4	0.03	1.0	10.5	-10.5
G10	5	0.06	-0.0485	0.25	0.04	1	1	-1
G_eq	21.54	0.0278	0.0307	0.0591	0.0068	0.9463	3.015	-3.015

Tableau XVII

Paramètres des turbines du groupe cohérent
et leurs équivalents (réseau 10 machines)

#	R	T _g	T _{ch}
G2	0.0417	0.1	0.5
G3	0.0454	0.15	0.55
G4	0.0385	0.08	0.52
G5	0.05	0.11	0.5
G6	0.0435	0.12	0.48
G7	0.0357	0.05	0.35
G8	0.0555	0.1	0.6
G9	0.04	0.2	0.45
G10	0.04	0.1	0.5
G_eq	0.0429	0.1033	0.4901

5.3.2 Analyse modale de la première répartition

Les modes d'oscillations du réseau réduit sont donnés au tableau XVIII, on voit bien que le mode interzone original de fréquence 0.6690 est maintenu dans le réseau réduit (0.7132) avec une précision de 6.6%. Ce qui confirme la validité d'une telle répartition.

Tableau XVIII

Les modes d'oscillation du réseau 10 machines réduit

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes (Hz)
9.6769e-013	0	0
-0.0011505		
-0.0006 ± 4.481i	-0.0533	0.7132

5.3.3 Deuxième répartition

Dans la répartition précédente, le choix du nombre de zones est basé sur la plus faible valeur de l'écart ε_i . Cependant, en appliquant l'algorithme de regroupement, nous avons obtenu deux zones déséquilibrées dans le sens où une zone contenait neuf générateurs alors que l'autre ne contenait qu'un seul générateur. On propose alors une autre répartition qui tiendra compte à la fois de l'écart minimum entre les fréquences et la limite du nombre de machines dans une même zone. En plus de ces deux critères, on propose d'associer ce choix à celui qui produirait, dans la matrice de regroupement, des coefficients de cohérence les plus élevés.

Ainsi, en examinant le tableau X de la section précédente, l'écart succédant à $\varepsilon_i=0.6452$ est $\varepsilon_i=0.9182$ correspondant à un mode de fréquence 1.0369 Hz. Néanmoins, le plus faible écart est celui de $\varepsilon_i=0.8805$ (pour $i=4$) qui correspond à une fréquence de 1.1293 Hz, celle-ci peut être considérée comme un mode lent. On choisit alors 4 zones. Ce choix est plus judicieux du fait que l'écart suivant dans le tableau est très grand ($\varepsilon_i=0.960$) et ce choix est conforté car les coefficients de cohérences obtenus dans la matrice de regroupement sont plus élevés, notamment ceux de la zone III qui sera l'objet de la réduction (tableaux XIX et XX).

Les tableaux XXI, XXII, XXIII et XXIV donnent respectivement les paramètres des générateurs, des systèmes d'excitation et les systèmes turbines régulateurs ainsi que les paramètres de leurs équivalents respectifs.

Tableau XIX

Matrice de regroupement (deuxième répartition)

Générateurs de référence →	G9	G2	G5	G1
Autres générateurs ↓				
G3	0.0040	<u>0.9802</u>	0.0619	-0.0462
G4	0.0204	0.0407	<u>0.9288</u>	0.0100
G6	0.0447	0.1109	<u>0.8463</u>	-0.0019
G7	0.0513	0.1205	<u>0.8261</u>	0.0020
G8	<u>0.2878</u>	0.2390	0.2569	0.2163
G10	0.2185	0.2535	0.2602	<u>0.2978</u>

Tableau XX

Zones cohérentes (deuxième répartition)

zones	I	II	III	IV
Générateurs de référence	9	2	5	1
Autres générateurs	8	3	4, 6, 7	10

Tableau XXI

Paramètres des machines et leurs équivalents (deuxième répartition)

#	S_b	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q
G4	545.45	1.8	1.6909	0.36	0.3273	0.2727	0.2727
G5	545.45	1.8	1.7725	0.2995	0.2748	0.2405	0.2405
G6	708.66	1.8	1.7079	0.3543	0.3189	0.2835	0.2835
G7	610.17	1.8	1.7817	0.2990	0.2746	0.2441	0.2441
G_eq	2551.3	1.7989	1.7375	0.3249	0.2961	0.2588	0.2588

Tableau XXII

Autres paramètres des machines et leurs équivalents (deuxième répartition)

#	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	H	D
G4	5.4	0.44	0.05	0.035	4.7667	0.55
G5	5.69	1.5	0.05	0.035	4.1629	1.46
G6	7.3	0.4	0.05	0.035	4.9107	1.41
G7	5.66	1.5	0.05	0.035	4.3267	1.31
G_eq	5.4647	0.4987	0.0497	0.0347	4.5389	1.2157

Tableau XXIII

Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (deuxième répartition)

#	K_A	$T_A(s)$	K_E	T_E	K_F	T_F	V_{Rmax}	V_{Rmin}
G4	5	0.06	-0.0525	0.5	0.08	1.0	1	-1
G5	4	0.02	1.0	0.785	0.03	1.0	10	-10
G6	5	0.02	-0.0419	0.471	0.075	1.25	1	-1
G7	40	0.02	1.0	0.73	0.03	1.0	6.5	-6.5
G_eq	25.86	0.0238	0.1307	0.1653	0.0160	1.0538	4.282	-4.282

Tableau XXIV

Paramètres des turbines et régulateurs de vitesse et leurs équivalents (deuxième répartition)

#	R	T_g	T_{ch}
G4	0.0385	0.08	0.52
G5	0.05	0.11	0.5
G6	0.0435	0.12	0.48
G7	0.0357	0.05	0.35
G_eq	0.0416	0.0837	0.4534

5.3.4 Analyse modale du réseau réduit (deuxième répartition)

L'équivalent dynamique est validé par l'examen des modes d'oscillations dans les réseaux original (figure 20) et réduit (figure 21) et également par la simulation dynamique d'un défaut dans deux réseaux.

Les modes d'oscillations du réseau réduit obtenus avec la deuxième répartition sont donnés au tableau XXV. Si on compare ces modes à ceux du réseau original (tableau X), on constate que tous les modes interzones sont présents dans le réseau réduit, ce qui démontre que la deuxième répartition est aussi valable que la première répartition. D'autre part, la préservation des modes interzones d'une façon précise permet de valider l'identification des zones cohérentes mais également de valider le modèle du réseau réduit par rapport au modèle du réseau original.

Tableau XXV

Les modes d'oscillation du réseau réduit (deuxième répartition)

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes (Hz)
-2.5001e-013	-6.9389 e-018	0
-0.0062		
-0.0035 ± 4.2105i	-0.04703	0.6701
-0.0103 ± 6.5299i	-0.1131	1.0393
-0.0090 ± 7.1280i	-0.1348	1.1345
-0.0116 ± 8.3944i	-0.1869	1.3360
-0.0072 ± 8.4879i	-0.1911	1.3509
-0.0093 ± 10.208i	-0.2764	1.6247

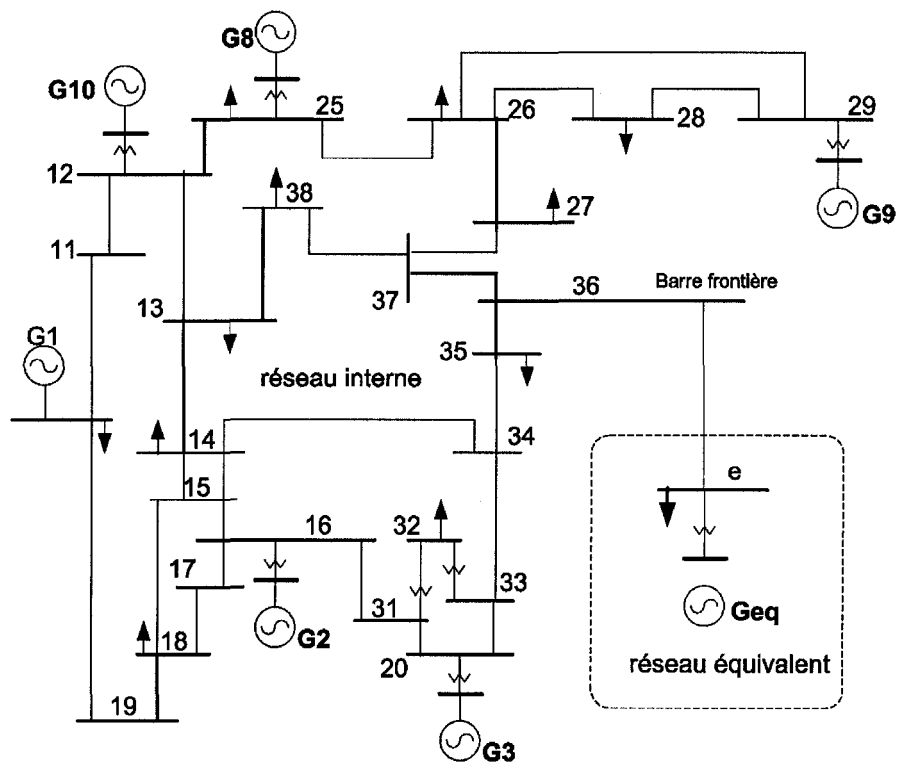


Figure 21 Schéma unifilaire du réseau 10 machines, 39 barres (réduit)

5.3.5 Simulation dynamique (deuxième répartition)

Nous examinons les réponses dynamiques temporelles des machines dans le réseau original et dans le réseau réduit suite à un défaut qui se produit dans la partie interne du réseau original. Ce défaut consiste en un court-circuit triphasé dans la branche 27-37 au voisinage de la barre 27 (figures 20 et 21) durant 6 cycles.

Les dynamiques relatives sont obtenues en considérant le générateur 1 comme la référence. La superposition des dynamiques principales de la machine équivalente avec celles des machines du groupe cohérent (figure 22) montre que l'équivalent dynamique à un comportement dynamique très semblable à celui du groupe cohérent. À la figure 23, on compare les vitesses relatives aussi bien des machines du réseau interne que celles du

réseau externe dans les deux simulations. Cette comparaison met en évidence la préservation des modes interzones ainsi que les modes locaux du réseau interne.

Les dynamiques des machines du réseau interne telles que celles de G9 sont identiques dans les deux réseaux original et réduit (figure 24). Ceci démontre que la substitution du réseau externe par l'équivalent dynamique préserve les dynamiques du réseau interne. En conséquence, l'équivalent dynamique reflète bien le réseau externe qu'il représente.

Par ailleurs, les puissances actives et réactives générées par les machines du réseau interne dans le réseau original restent inchangées dans le réseau réduit (figures 25 et 26). De même, la figure 27 montre que la dynamique de la tension à la barre de défaut n'est pas affectée par la substitution du réseau externe par l'équivalent dynamique.

Les simulations dynamiques effectuées sur le réseau original et le réseau réduit confirment la validité du modèle proposé de l'équivalent dynamique.

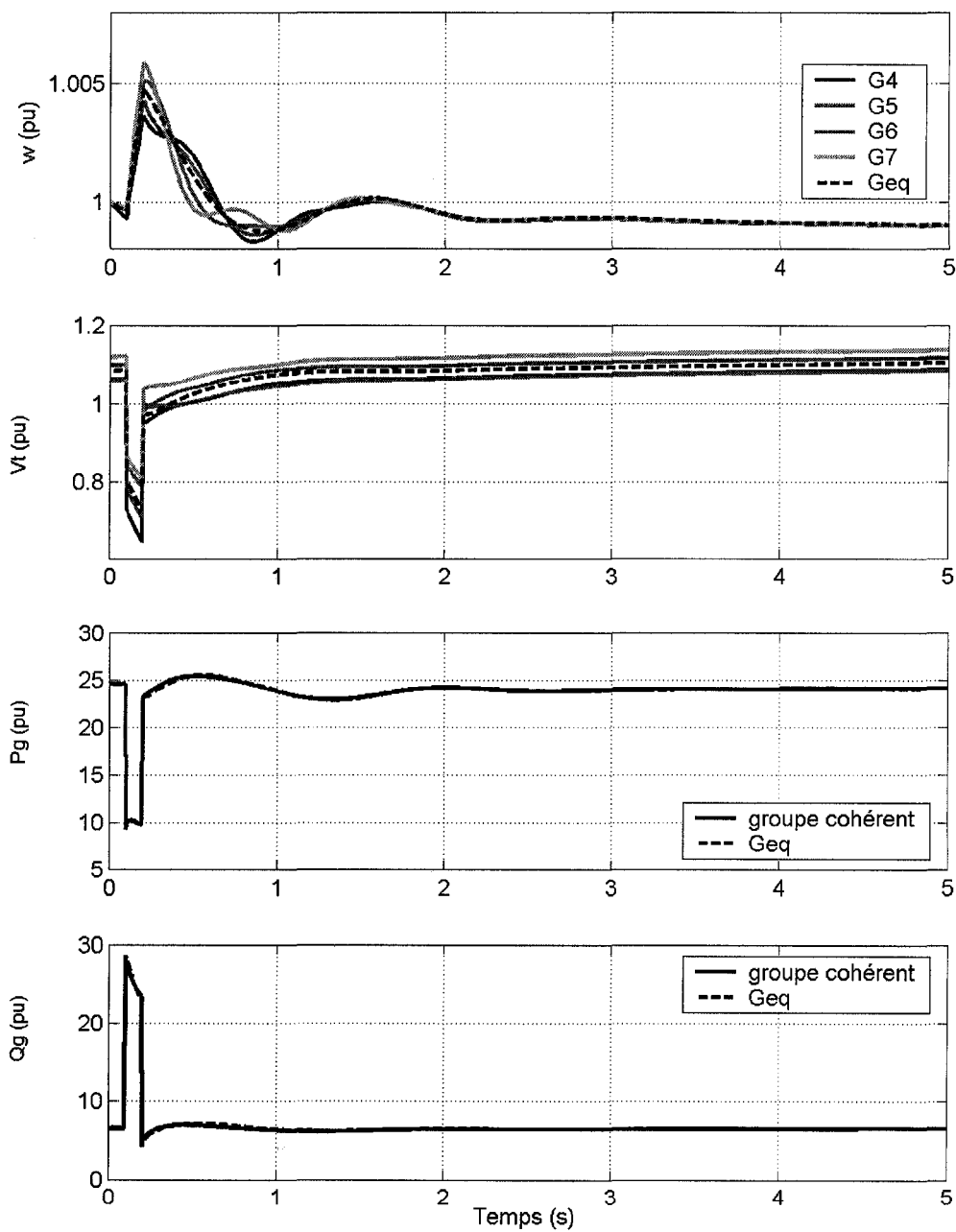


Figure 22 Comparaison des dynamiques du groupe cohérent et celles de la machine équivalente

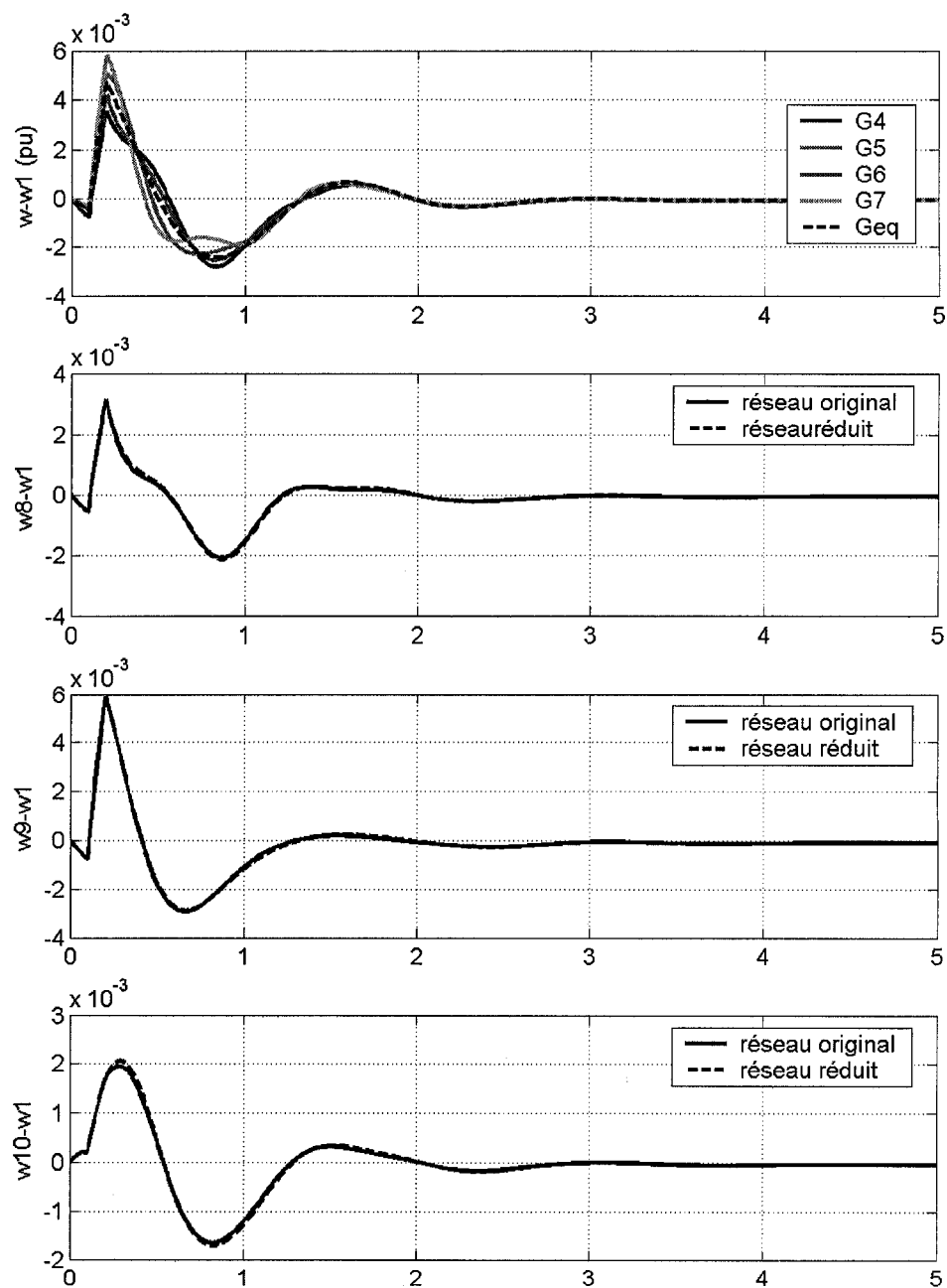


Figure 23 Vitesses relatives des machines dans les réseaux original et réduit

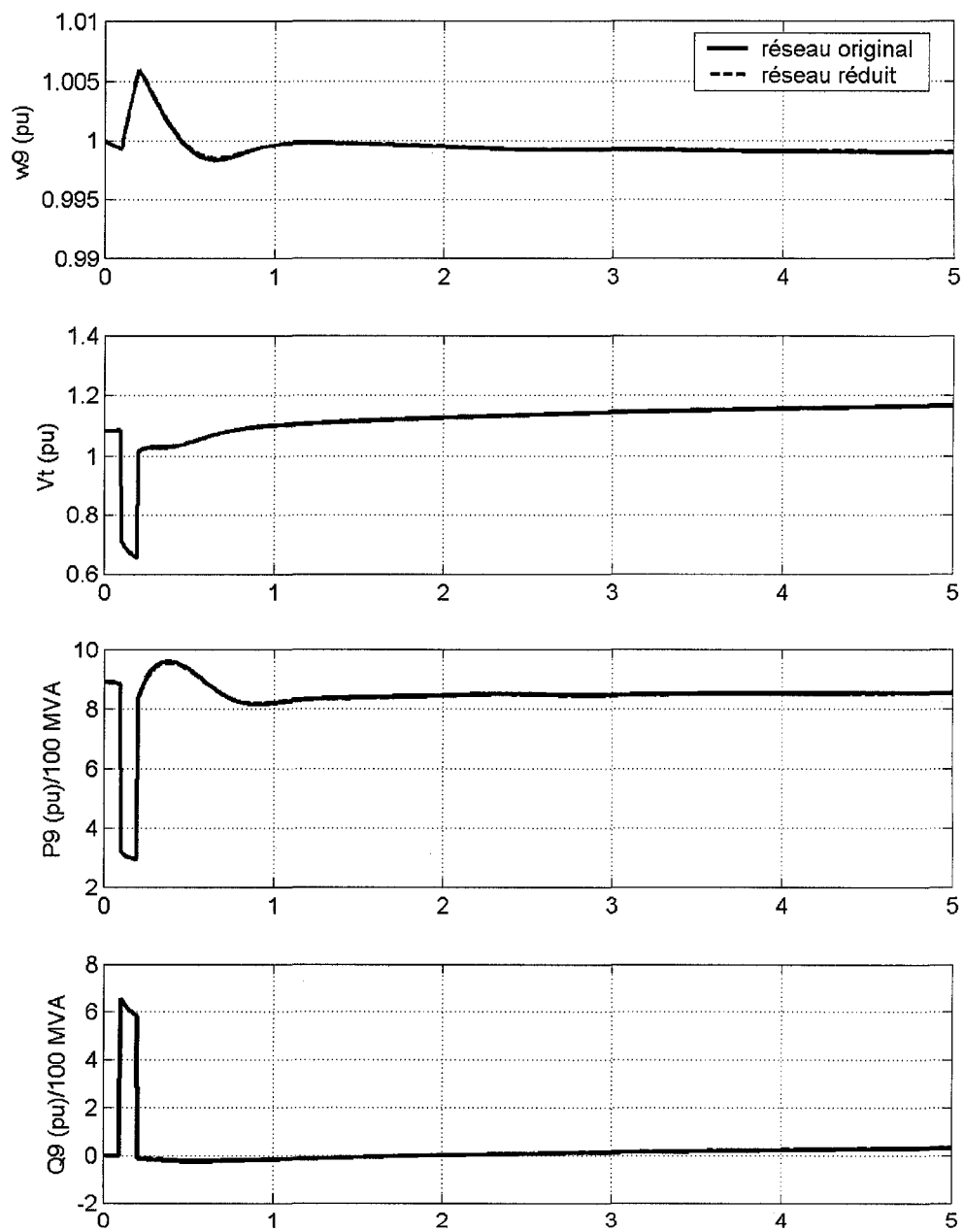


Figure 24 Dynamiques de la machine G9 dans les réseaux original et réduit

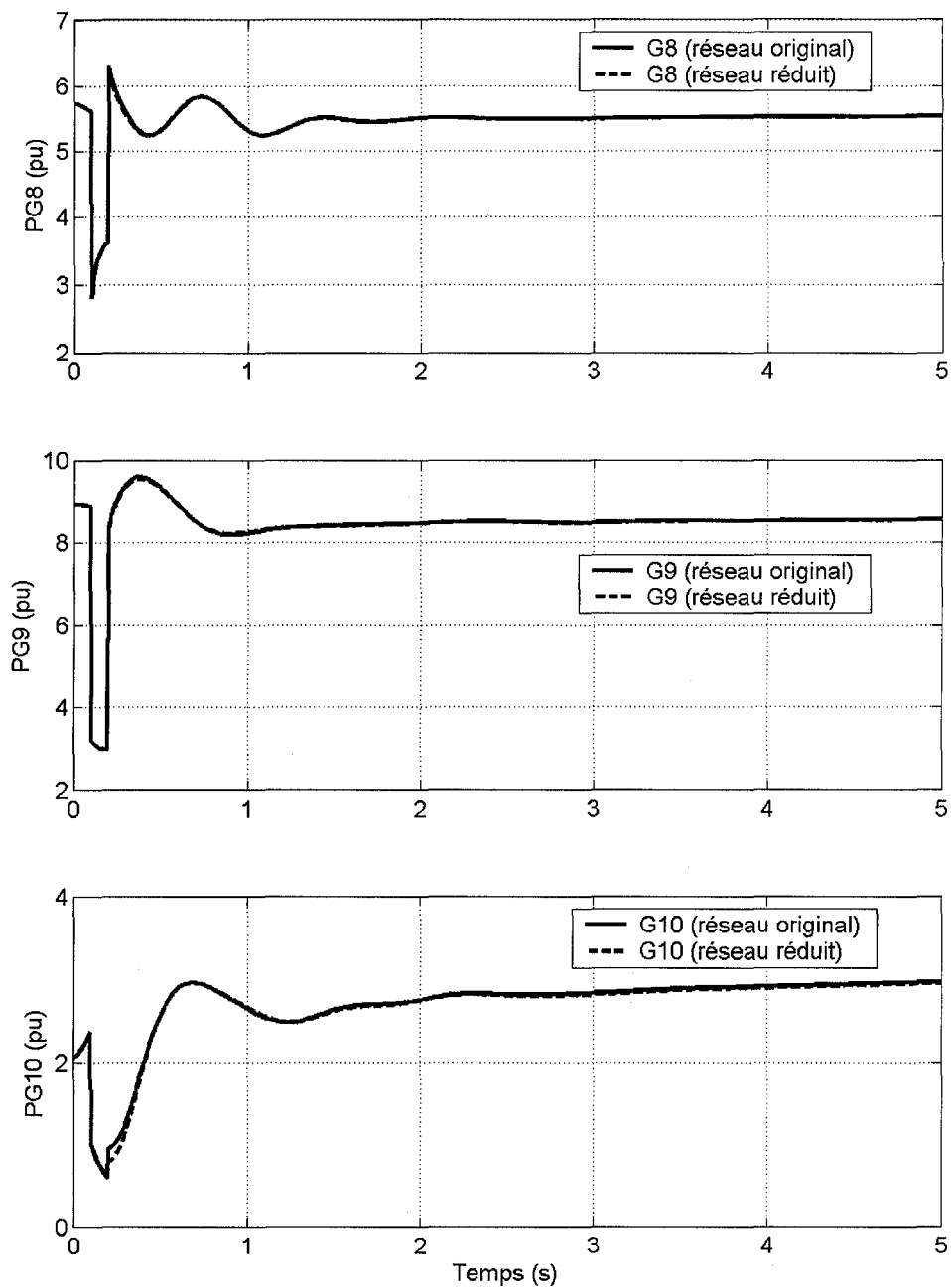


Figure 25 Puissances actives générées dans les réseaux original et réduit

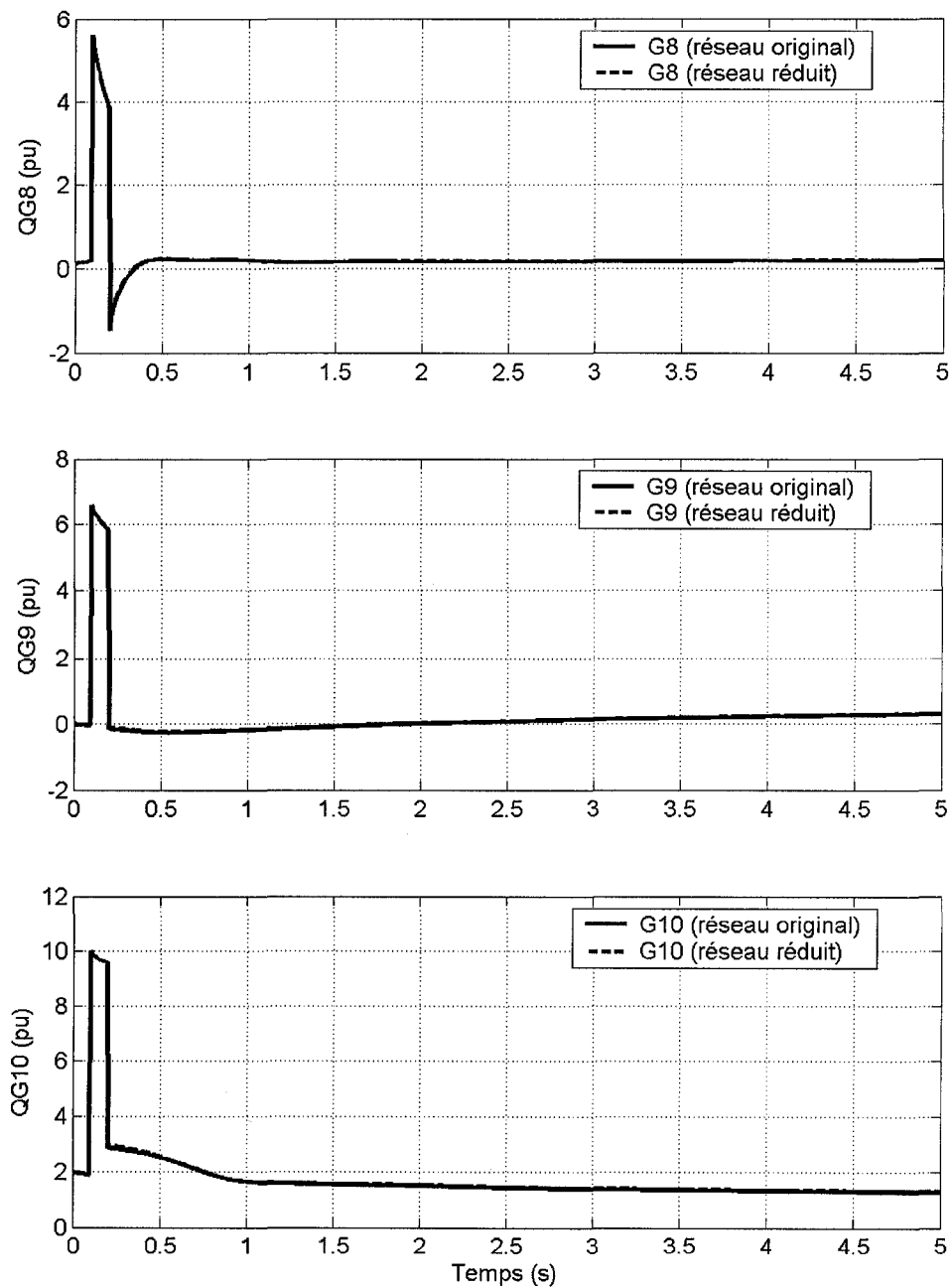


Figure 26 Puissances réactives générées dans les réseaux original et réduit

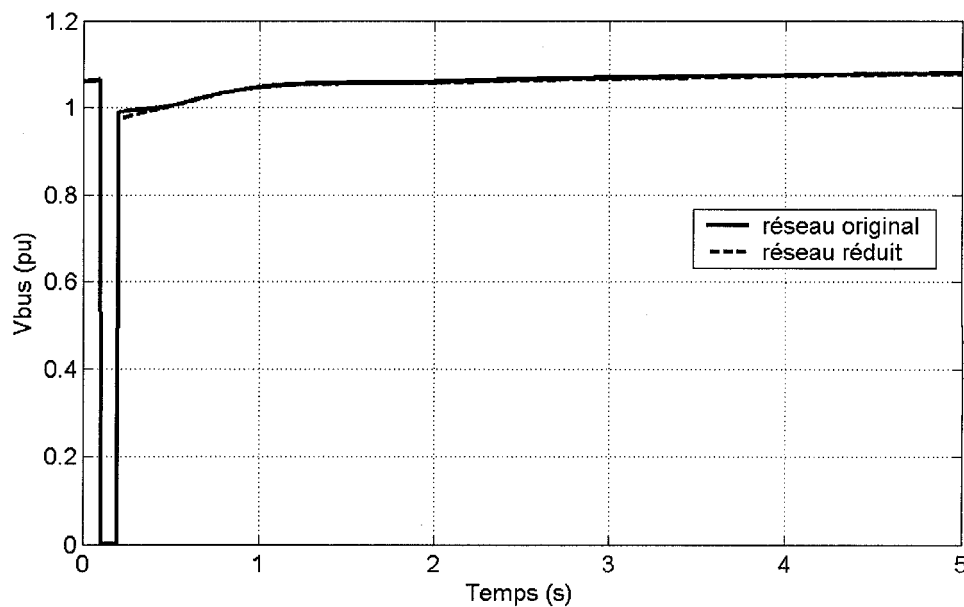


Figure 27 Amplitude de la tension à la barre de défaut dans le réseau original et le réseau réduit

5.4 Réseau 16 machines, 68 barres

L'algorithme de regroupement est appliqué au réseau électrique 16 machines, 68 barres. Ce système est une représentation du réseau interconnecté de la Nouvelle-Angleterre et de New York [35].

Le schéma unifilaire de ce réseau est montré à la figure 28. Toutes les génératrices dans ce réseau sont représentées par des modèles détaillés, leurs systèmes de commande sont aussi représentés. Les données complètes du réseau sont à l'annexe 4.

La même procédure de réduction expliquée à la section 5.2 est appliquée ici pour partitionner ce réseau.

Le processus de réduction commence par une analyse modale qui consiste à déterminer les différents modes d'oscillations présents pour le système étudié. Le tableau XXVI donne les fréquences des modes d'oscillations présents.

De même, la matrice de regroupement et le partitionnement résultant sont données respectivement aux tableaux XXVII et XXVIII.

Tableau XXVI

Les modes d'oscillation du réseau 16 machines

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes d'oscillations (Hz)	$\varepsilon_i = f_i / f_{i+1}$
3.096e-013	3.628e-017	0	0
-0.0036669			
-0.0042 ± 2.4415i	-0.015812	0.3886	0.7692
-0.0007 ± 3.174i	-0.026723	0.5052	0.6472
-0.0040 ± 4.9046i	-0.063807	0.7806	0.9797
-0.0033 ± 5.0066i	-0.066492	0.7968	0.7463
-0.0110 ± 6.7088i	-0.11939	1.0677	0.9361
-0.0090 ± 7.1669i	-0.13623	1.1406	0.9916
-0.0048 ± 7.2278i	-0.13859	1.1503	0.9386
-0.0089 ± 7.6998i	-0.15727	1.2255	0.9705
-0.0134 ± 7.9347i	-0.167	1.2628	0.9961
-0.0120 ± 7.9654i	-0.1683	1.2677	0.9657
-0.0042 ± 8.2479i	-0.18045	1.3127	0.8663
-0.0013 ± 9.5204i	-0.24042	1.5152	0.9755
-0.0113 ± 9.7599i	-0.25268	1.5533	0.9937
-0.0107 ± 9.8212i	-0.25586	1.5631	0.8516
-0.0083 ± 11.533i	-0.35281	1.8355	

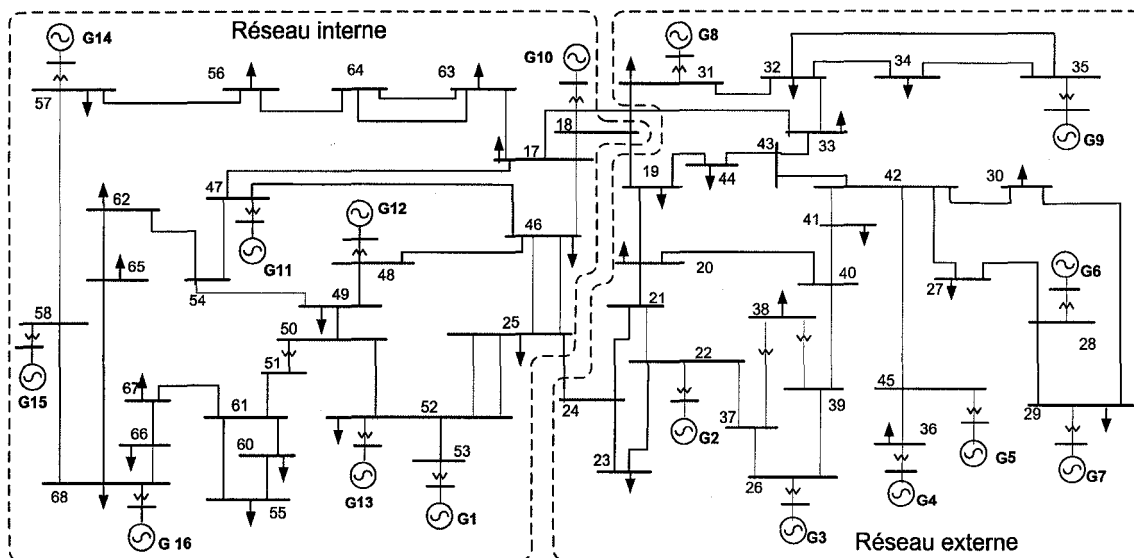


Figure 28 Schéma unifilaire du réseau 16 machines, 68 barres

Tableau XXVII

Matrice de regroupement du réseau 16 machines

Générateurs de référence →	G14	G4	G16	G15	G13
Autres générateurs ↓					
G1	-0.0089	0.057	-0.0250	0.0032	<u>0.9758</u>
G2	0.0112	<u>0.6141</u>	-0.0030	-0.0028	0.3805
G3	0.0086	<u>0.6961</u>	-0.0035	-0.0024	0.3013
G5	0.0025	<u>0.9040</u>	-0.0012	-0.0003	0.0950
G6	0.0015	<u>0.9334</u>	-0.0018	-0.0003	0.0672
G7	0.0020	<u>0.9195</u>	-0.0019	-0.0003	0.0808
G8	0.0062	<u>0.7528</u>	-0.0092	-0.0014	0.2416
G9	0.0060	<u>0.7114</u>	-0.0106	-0.0016	0.2949
G10	0.0073	0.1840	-0.0206	0.0014	<u>0.8280</u>
G11	0.0833	0.1088	0.0927	-0.0071	<u>0.7223</u>
G12	0.0565	0.1131	0.1131	0.0053	<u>0.7120</u>

Tableau XXVIII

Partitionnement de 16 machines en groupes cohérents

zones	I	II	III	IV	V
Générateurs de référence	14	4	16	15	13
Autres générateurs		2, 3, 5, 6, 7, 8, 9			1, 10, 11, 12

C'est la zone II qui sera remplacée par un équivalent dynamique. On commence par calculer les grandeurs équivalentes du réseau réduit de la zone en question (tableau XXIX) ensuite les paramètres équivalents de la machine, du système d'excitation et de la turbine sont calculés. Ils sont donnés respectivement dans les Tableaux XXX, XXXI, XXXII et XXXIII.

Tableau XXIX

Grandeurs du groupe cohérent et leurs équivalents (réseau 16 machines)

#	V_t (pu)	Angle de V_t (degrés)	a	δ (degrés)
G2	0.98	11.634	0.9623	58.247
G3	0.983	14.414	0.9653	62.307
G4	1.011	12.34	0.9928	58.022
G5	0.997	13.82	0.9790	65.747
G6	1.05	16.669	1.0311	62.488
G7	1.063	18.898	1.0438	67.874
G8	1.03	15.387	1.0114	65.374
G9	1.025	12.572	1.0065	65.108
G_eq	1.0183	14.388	1.00	63.092

Tableau XXX

Paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 16 machines)

#	S_b	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q
G2	610.17	1.8	1.7207	0.4253	0.3661	0.3051	0.3051
G3	721.44	1.8	1.7098	0.3831	0.3607	0.3246	0.3246
G4	545.45	1.8	1.6909	0.36	0.3273	0.2727	0.2727
G5	545.45	1.8	1.7725	0.2995	0.2748	0.2405	0.2405
G6	708.66	1.8	1.7079	0.3543	0.3189	0.2835	0.2835
G7	610.17	1.8	1.7817	0.2990	0.2746	0.2441	0.2441
G8	620.69	1.8	1.7379	0.3538	0.3103	0.2793	0.2793
G9	854.7	1.8	1.7521	0.4872	0.4273	0.3846	0.3846
G_eq	5358.3	1.8016	1.7365	0.3649	0.3291	0.2893	0.2893

Tableau XXXI

Autres paramètres des machines et leurs équivalents (réseau 16 machines)

#	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	H	D
G2	6.56	1.5	0.05	0.035	4.9494	1.6
G3	5.7	1.5	0.05	0.035	4.9623	1.39
G4	5.4	0.44	0.05	0.035	4.7667	0.55
G5	5.69	1.5	0.05	0.035	4.1629	1.46
G6	7.3	0.4	0.05	0.035	4.9107	1.41
G7	5.66	1.5	0.05	0.035	4.3267	1.31
G8	6.7	0.41	0.05	0.035	3.915	1.45
G9	4.79	1.96	0.05	0.035	4.0365	1.64
G_eq	6.1108	1.1585	0.0495	0.0347	4.4902	1.3777

Tableau XXXII

Paramètres des systèmes d'excitation et leurs équivalents (réseau 16 machines)

#	K_A	$T_A(s)$	K_E	T_E	K_F	T_F	V_{Rmax}	V_{Rmin}
G2	6.2	0.05	-0.0633	0.405	0.057	0.5	1	-1
G3	5	0.06	-0.0198	0.5	0.08	1.0	1	-1
G4	5	0.06	-0.0525	0.5	0.08	1.0	1	-1
G5	4	0.02	1.0	0.785	0.03	1.0	10	-10
G6	5	0.02	-0.0419	0.471	0.075	1.25	1	-1
G7	40	0.02	1.0	0.73	0.03	1.0	6.5	-6.5
G8	5	0.02	-0.047	0.528	0.085	1.26	1	-1
G9	40	0.02	1.0	1.4	0.03	1.0	10.5	-10.5
G_eq	22.47	0.026	0.0379	0.071	0.0079	0.94	3.239	-3.239

Tableau XXXIII

Paramètres des turbines et régulateurs de vitesse et leurs équivalents (réseau 16 machines)

#	R	T_g	T_{ch}
G2	0.0417	0.1	0.5
G3	0.0454	0.15	0.55
G4	0.0385	0.08	0.52
G5	0.05	0.11	0.5
G6	0.0435	0.12	0.48
G7	0.0357	0.05	0.35
G8	0.0555	0.1	0.6
G9	0.04	0.2	0.45
G_eq	0.0448	0.1064	0.4817

5.4.1 Analyse modale du réseau 16 machines réduit

La validation du modèle de l'équivalent dynamique se fera par une analyse modale des réseaux original et réduit en plus d'une analyse dynamique par la simulation d'un défaut et la comparaison des dynamiques des deux réseaux original et réduit (figures 28 et 29).

L'examen des modes d'oscillations du réseau réduit, donnés au tableau XXXIV, montre clairement que tous les modes interzones présents dans le réseau original sont préservés dans le réseau réduit. Ceci démontre un bon choix du nombre de zones sur lesquels est réparti le réseau original. Par ailleurs, la préservation des modes interzones garantit la validité du modèle proposé de l'équivalent dynamique.

Tableau XXXIV

Les modes d'oscillation du réseau 16 machines réduit

Valeurs propres de la matrice A	Valeurs propres de la matrice K	Fréquence des modes (Hz)
-1.4109e-012	9.529e-0180	0
-0.0017786		
-0.0010 ± 2.4544i	-0.0160	0.3906
-0.0007 ± 3.1745i	-0.0267	0.5052
-0.0008 ± 4.946i	-0.0649	0.7872
-0.0011 ± 5.1394i	-0.0701	0.8180
-0.0017 ± 7.211i	-0.1380	1.1477
-0.0041 ± 8.2473i	-0.1804	1.3126
-0.0013 ± 9.523i	-0.2406	1.5156
-0.0083 ± 11.535i	-0.3530	1.8359

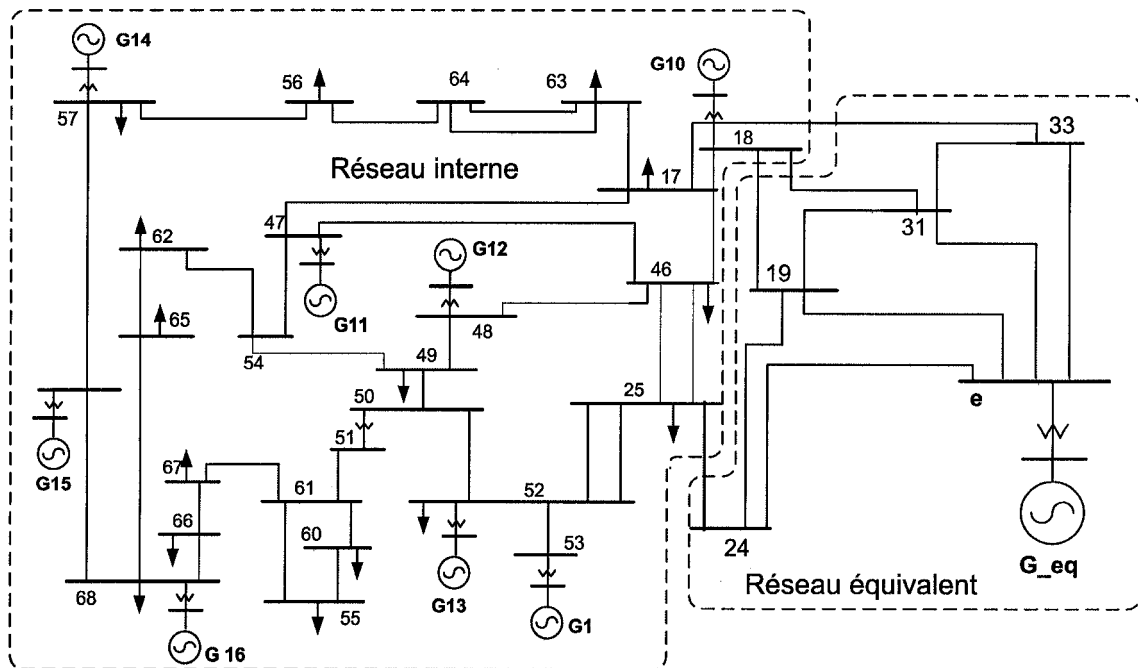


Figure 29 Schéma unifilaire du réseau 16 machines, 68 barres (réduit)

5.4.2 Analyse des résultats de simulations

Nous examinons les réponses dynamiques temporelles des machines dans le réseau original et dans le réseau réduit suite à un court-circuit triphasé dans la branche 17-18 au voisinage de la barre 17 durant 6 cycles.

Les figures 30 et 31 montrent clairement une similitude dans la superposition des angles internes relatifs et les vitesses relatives des machines du groupe cohérent et les angles et vitesses relatifs de la machine équivalente.

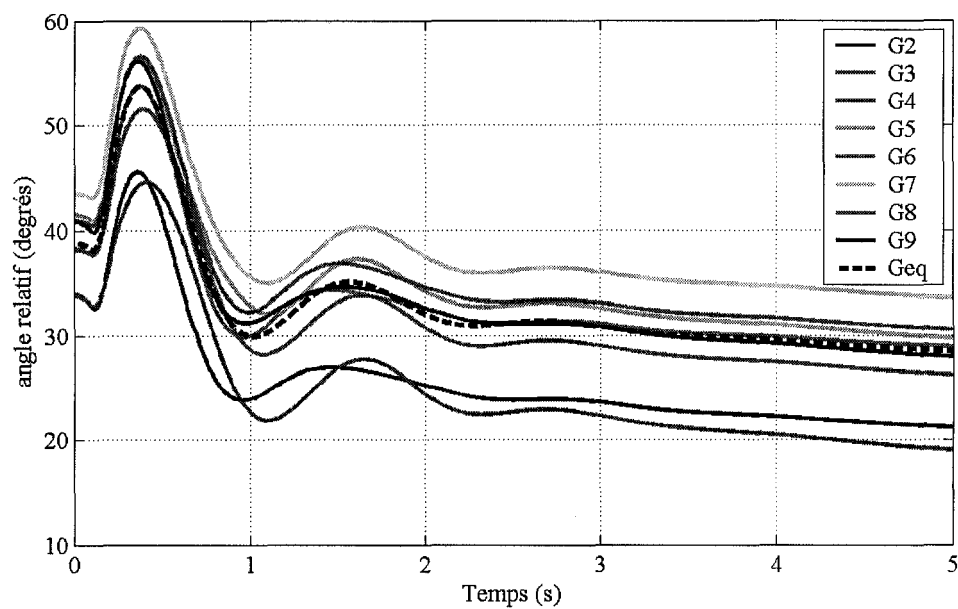


Figure 30 Angles relatifs des générateurs cohérents et leur équivalent

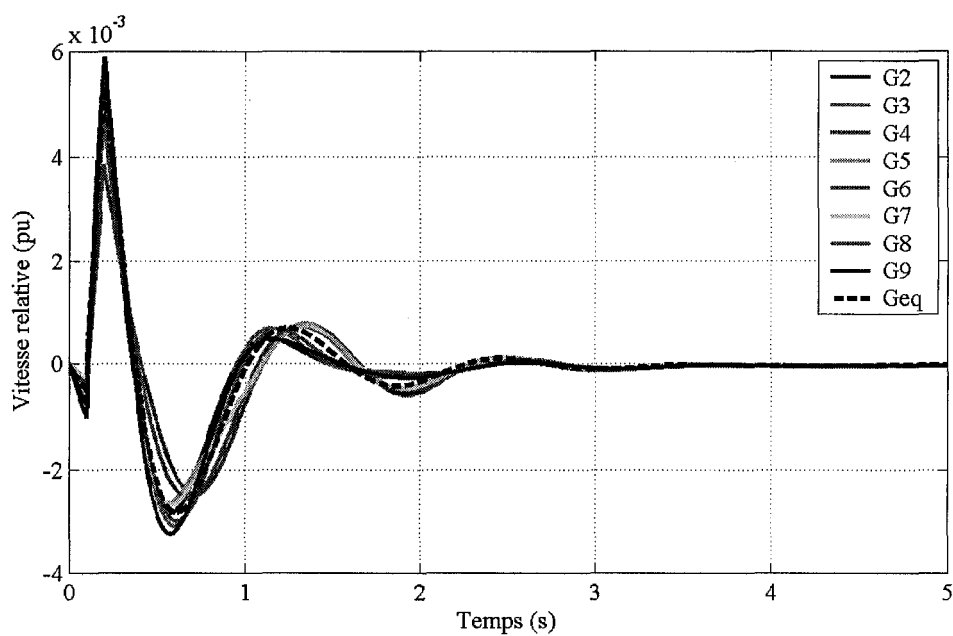


Figure 31 Vitesses relatives des générateurs cohérents et leur équivalent

Dans les figures 32, 33 et 34, la même similitude est constatée respectivement dans la comparaison des réponses des puissances actives générées, les puissances mécaniques d'entrée ainsi que les tensions terminales des machines du groupe cohérent, d'une part, et celles de la machine équivalente, d'autre part.

Les figure 35 et 36 montrent respectivement les dynamiques de la tension à la barre de défaut et celle de la tension à une barre frontière dans les réseaux original et réduit. On constate une superposition parfaite des deux réponses.

Une comparaison de la puissance générée par la machine 14 du réseau interne avant et après la réduction (figure 37) permet de constater que les machines du réseau interne ne sont pas affectées par la réduction du réseau original.

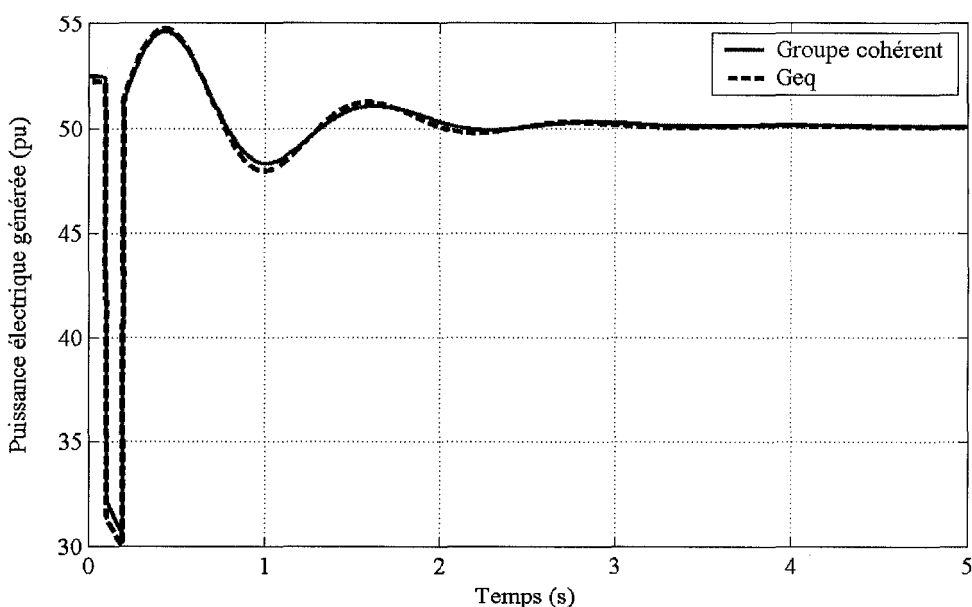


Figure 32 Comparaison de la puissance totale générée par le groupe cohérent et celle fournie par le générateur équivalent

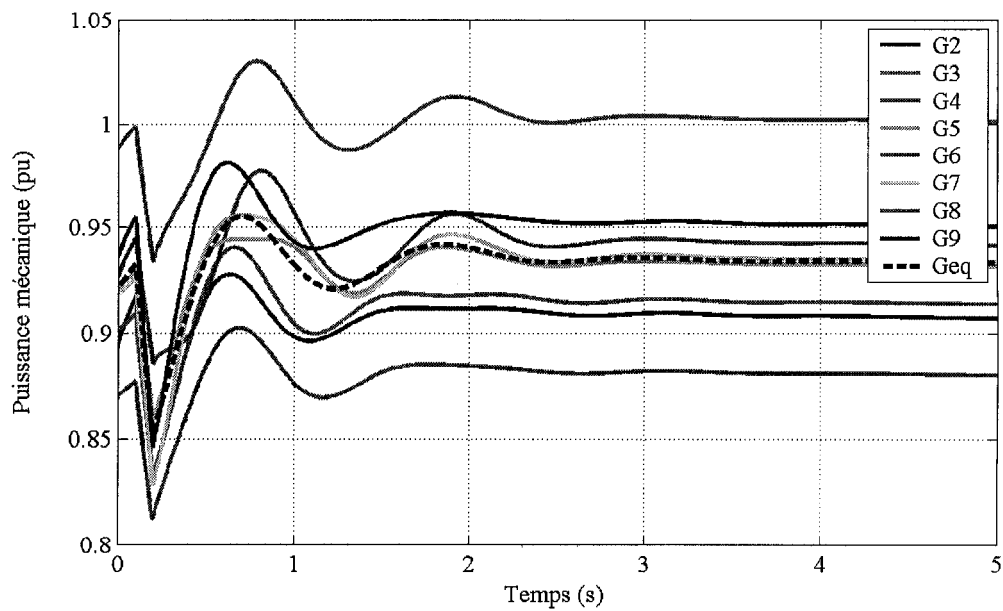


Figure 33 Puissance mécanique du groupe cohérent et celle du générateur équivalent

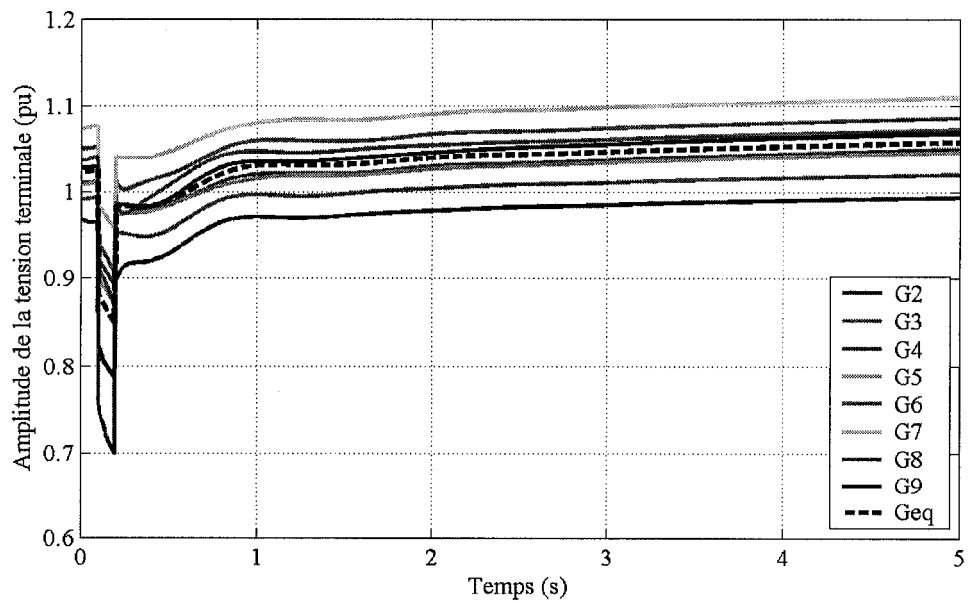


Figure 34 Tension terminale des générateurs cohérent et celle du générateur équivalent

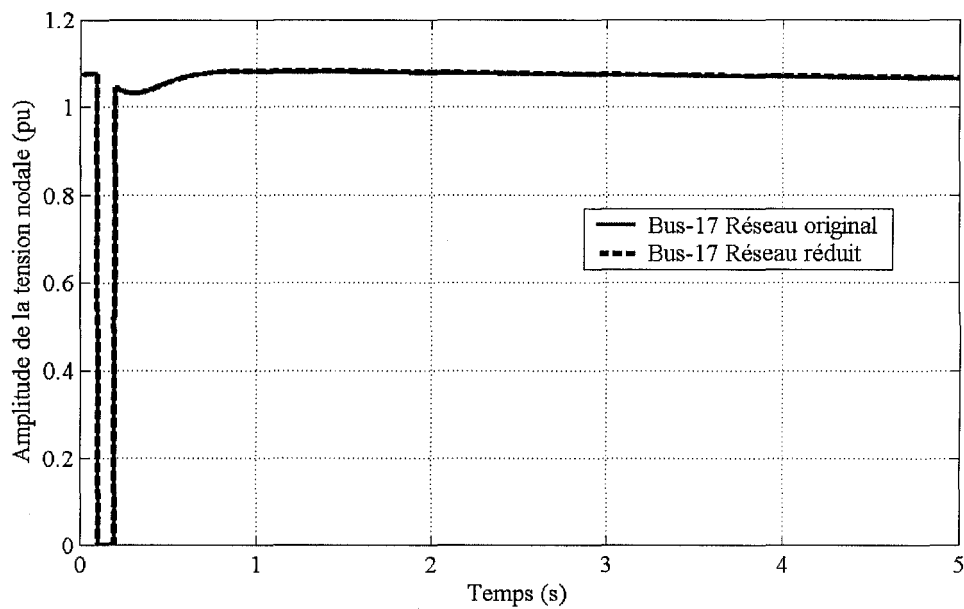


Figure 35 Amplitude de la tension à la barre du défaut

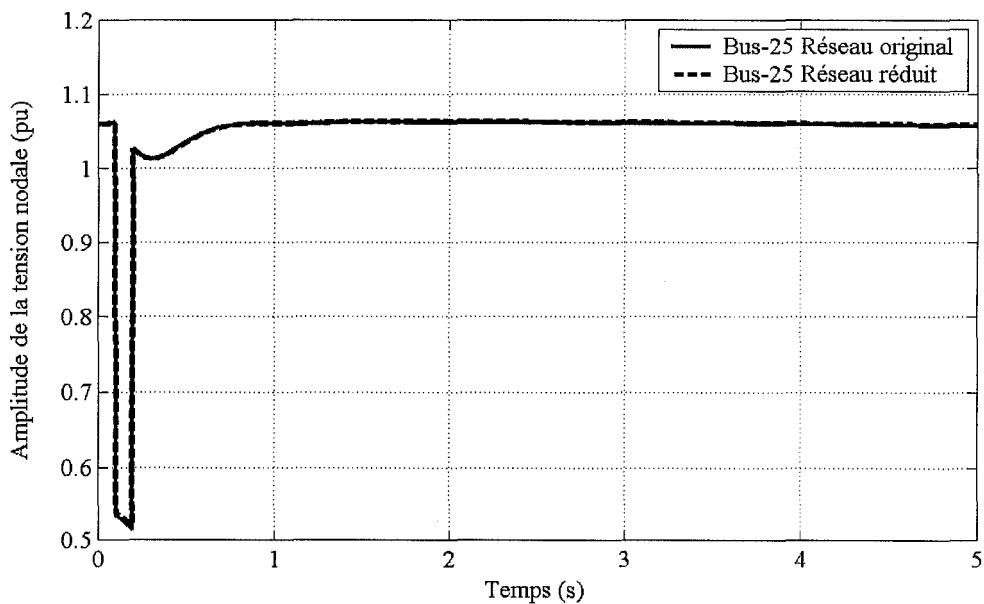


Figure 36 Amplitude de la tension dans une barre frontière

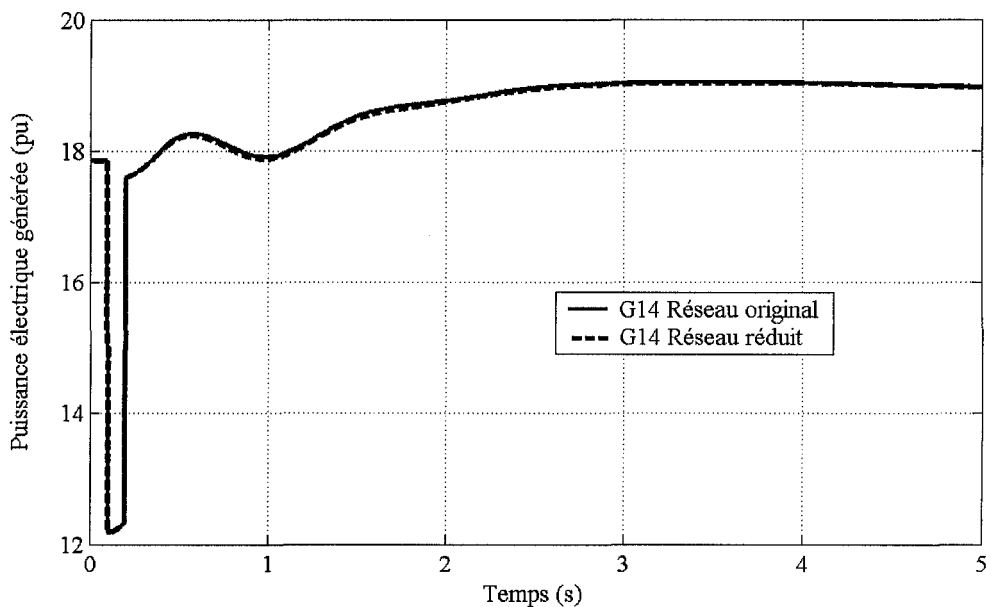


Figure 37 Comparaison de la puissance générée par la machine G14 avant et après la réduction

5.5 Conclusion

Pour valider la méthode de modélisation proposée, nous avons appliqué la procédure à trois réseaux différents. Deux tests de validation ont été réalisés pour chacun des réseaux électriques, soit une analyse modale et une analyse des dynamiques transitoires pour le réseau original et le réseau réduit. Ces deux tests ont permis de confirmer la validité du modèle proposé de l'équivalent dynamique. L'analyse modale nous a permis de constater que tous les modes interzones du réseau original sont préservés d'une façon très précise dans le réseau réduit. Ceci nous renseigne sur la bonne répartition du réseau en zones cohérentes, autrement dit, les zones sont très faiblement interconnectées.

Par ailleurs, l'analyse des dynamiques transitoires nous a permis de confirmer la validité du modèle de l'équivalent dynamique. Cette analyse est réalisée par la simulation d'un défaut de court-circuit triphasé appliqué à la fois au réseau original et au réseau réduit.

L'analyse des résultats de simulation confirme que les dynamiques de l'équivalent dynamique reflètent toutes les caractéristiques dynamiques du réseau externe. D'autre part, les dynamiques dans le réseau interne sont restées quasiment inchangées dans les deux réseaux. Ceci confirme que le comportement du réseau réduit est très proche à celui du réseau original.

CHAPITRE 6

INTÉGRATION DES ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES DANS LE SIMULATEUR HYPERSIM

«Les machines un jour pourront résoudre tous les problèmes, mais jamais aucune d'entre elles ne pourra en poser un», Albert Einstein.

6.1 Introduction

L'un des objectifs principaux de notre travail de recherche est l'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur numérique en temps réel d'Hydro-Québec Hypersim. La réalisation de cet objectif constitue une contribution concrète de notre travail de recherche. Dans ce chapitre, nous présentons la méthodologie d'intégration du modèle de l'équivalent dynamique dans Hypersim. La procédure de modélisation des équivalents dynamiques, en général, a fait l'objet des chapitres précédents. Pour pouvoir exploiter ces modèles dans le simulateur Hypersim, nous avons adapté la procédure de modélisation pour répondre à cet objectif. L'idée principale consiste à trouver une interface entre l'environnement EMTP qu'utilise Hypersim et l'environnement MATLAB dans lequel toutes les routines de modélisation ont été réalisées. A cet effet, pour lire les données d'un réseau électrique implanté dans Hypersim, nous avons exploité la fonctionnalité de la génération des fichiers de données EMTP à partir d'un schéma du réseau électrique [42]. Ces données sont récupérées et traitées dans MATLAB et l'algorithme de modélisation leur est alors appliqué pour aboutir au modèle de l'équivalent dynamique. Les données sont ensuite écrites dans le format spécifique EMTP afin de pouvoir les exploiter de nouveau dans l'environnement Hypersim qui va générer finalement le schéma de l'équivalent dynamique.

Le modèle de l'équivalent dynamique intégré dans Hypersim est validé par la simulation de deux types de perturbations : un court-circuit et une variation de charge. Les deux

contingences sont appliquées séparément dans le réseau original et dans le réseau réduit. L'examen des résultats de simulation des deux réseaux permet de conclure quant à la validité du modèle équivalent.

6.2 Adaptation du modèle équivalent aux études des transitoires électromagnétiques

Le modèle de l'équivalent dynamique développé dans cette thèse est principalement valide pour les études de stabilité, de conduite des réseaux et l'analyse des oscillations interzones, en somme pour toutes les études des phénomènes dans les réseaux électriques dont la fréquence de fonctionnement est supposée quasiment constante et égale à la fréquence fondamentale. Évidemment, ce n'est pas le cas des phénomènes transitoires électromagnétiques dont la fréquence est dans un large spectre allant de zéro à des milliers de kilohertz.

L'adaptation du modèle de l'équivalent devient alors indispensable si on désire l'utiliser dans l'optique des études des transitoires électromagnétiques. L'insertion, en série avec l'équivalent dynamique, d'un réseau passif équivalent constitué d'une impédance RLC synthétisée pour refléter les caractéristiques en fréquence du réseau externe permet de compenser les transitoires rapides. Avec cette compensation, le modèle de l'équivalent dynamique développé peut être utilisé pour étudier les phénomènes des transitoires électromagnétiques.

Dans ce domaine particulier des transitoires rapides tel que le test des équipements dans le réseau électrique, la modélisation des équivalents dynamiques est élaborée d'une façon très distincte des procédures généralement utilisées dans les études de stabilité. En effet, l'aspect primordial des phénomènes transitoires rapides est la dépendance des paramètres des modèles des éléments du réseau de la fréquence et également le fait que le délai de propagation de l'onde dans les lignes de transmission n'est plus négligeable.

Ainsi, le modèle doit être validé dans un large spectre de fréquence. Ces deux aspects ne sont pas pris en considération lors de l'élaboration des équivalents dynamiques conçus pour les études de stabilité transitoires où le modèle phaseur des éléments du réseau est suffisamment représentatif des phénomènes étudiés.

Dans la littérature, les procédures de modélisation des équivalents dynamiques utilisés spécifiquement pour les transitoires rapides sont essentiellement basées sur les caractéristiques en fréquence des réseaux externes qu'il faut préserver dans l'équivalent dynamique. Il existe diverses techniques pour obtenir un circuit équivalent réduit pour les systèmes externes qui présente les mêmes caractéristiques en fréquence. Ces techniques sont développées dans les domaines temporel ou fréquentiel [43] [44].

La plupart des travaux sont concentrés dans le domaine fréquentiel où le réseau externe est remplacé par un circuit passif approprié ayant des composantes R, L et C dont les valeurs sont synthétisées par un processus d'identification sur une plage de fréquence. L'avantage de ces méthodes est leur capacité de mettre en évidence les modèles des paramètres dépendants de la fréquence mais leur inconvénient majeur est la difficulté de la prise en compte des caractéristiques non linéaires dans le réseau externe.

Les méthodes utilisées dans le domaine temporel ont l'avantage, par contre, de mieux représenter les éléments et les caractéristiques non linéaires, toutefois, leur principale difficulté se situe dans la modélisation des paramètres dépendants en fréquence [45].

Dans notre travail, le but premier n'était pas la modélisation des équivalents dynamiques pour étudier particulièrement les phénomènes transitoires électromagnétiques mais essentiellement pour les études des phénomènes représentés par les modèles phaseurs. C'est pourquoi notre approche est complètement différente des techniques cités ci-dessus.

6.3 Présentation du simulateur Hypersim

Hypersim est un simulateur de réseaux électriques tout numérique en temps réel. Il a été mis au point par l'IREQ [46] (Institut de recherche d'Hydro-Québec) et il est commercialisé par TransÉnergie Technologies.

Durant des décennies, les simulateurs de réseaux électriques étaient complètement analogiques, c'est-à-dire construits à partir de composantes analogiques de taille réduite pour modéliser les lignes de transport, les transformateurs et les charges. Hydro-Québec, et tout particulièrement l'IREQ sont largement reconnus pour leur contribution à la réalisation et à l'exploitation de l'un des plus gros simulateurs analogiques en temps réel au monde. À la fin des années 80, la capacité de calcul accrue des ordinateurs fit en sorte qu'on est passé du simulateur analogique à un simulateur hybride (analogique/numérique). Ce dernier comportait des modèles numériques de machines synchrones simulés par des DSP et qui étaient interfacés aux autres composants par des convertisseurs N/A [5].

Les progrès importants réalisés en rapidité de calcul et en quantité de mémoire et le développement de nouvelles plates-formes de calculs basées sur les ordinateurs parallèles ont permis le passage vers les simulateurs tout numériques comme Hypersim qui connaissent, actuellement, un essor considérable dans la simulation des grands réseaux d'énergie en temps réel. Toutefois, les simulateurs numériques sont limités à la simulation de réseaux électriques de taille relativement modeste. Ainsi, des efforts se sont concentrés sur les techniques de simulation permettant d'accroître la taille des systèmes étudiés. De nouvelles méthodes et algorithmes bien adaptés au calcul numérique ont été développés.

De ce fait, Hypersim est constamment en évolution tant au niveau logiciel que matériel. Il est mis à jour régulièrement et il est actuellement disponible sur plusieurs plates-

formes. Une des premières plates-formes reposait sur des processeurs DEC Alpha à 533 MHz. C'est sur cette version qu'a été développé notre travail. C'est la version 8.9.1 d'Hypersim à 15 nœuds de calcul disponible au laboratoire de simulation des réseaux électriques de l'École de technologie supérieure (figure 38).



Figure 38 Le simulateur numérique en temps réel
Hypersim à 15 noeuds de calcul de l'ÉTS

Actuellement, Hypersim est implémenté sur des systèmes génériques de haute performance à architecture parallèle tels que Origin 2000, Origin 3000, Origin 300 et Origin 350 fabriqués par la firme Silicon Graphics Inc (SGI).

Une autre plate-forme d'Hypersim utilisant une nouvelle architecture basée sur la mise en grappe de PC est également disponible. Il s'agit d'un système de traitement parallèle constitué de grappe de PC reliés autour d'un réseau à haute vitesse. Hypersim est utilisé sur les plates-formes Sun et Linux, il permet la génération automatique du code de simulation des modèles en langage C++. Les techniques de modélisation utilisées pour

les simulations en temps réel ou en temps différé sont identiques. Hypersim permet aussi une répartition automatique de tâches sur la topologie de l'ordinateur parallèle en fonction de contraintes de temps et de ressources E-S [42].

Par ailleurs, Hypersim offre la souplesse requise pour dessiner le réseau et entrer les paramètres. Il permet également les changements de configuration de réseau et des paramètres pendant la simulation en temps réel et ce, grâce à son interface graphique optimisée. Il permet l'importation et la génération des fichiers EMTP, l'interface avec les systèmes de commande de MATLAB et Simulink. De plus, sa version 9 offre de nouvelles fonctionnalités telles que :

- La capture d'écrans réseau dont l'utilisateur pourra se servir comme conditions de départ pour des simulations subséquentes, ce qui lui permettra de gagner du temps précieux dans les simulations en temps différé;
- Le calcul de la répartition de puissance en un point d'exploitation spécifié par l'utilisateur;
- Une interface graphique qui présente les paramètres de chacune des composantes du réseau, ce qui facilite l'utilisation d'Hypersim pour la simulation de grands réseaux.
- HyperView, un utilitaire qui donne une vue d'ensemble de tous les modules interagissant dans Hypersim. La figure 39 montre une vue d'ensemble de l'interface graphique de Hypersim en mode édition [42].

6.4 Méthodologie d'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur Hypersim

La procédure d'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur Hypersim est illustrée par le diagramme de la figure 40. Les principales tâches permettant l'élaboration de l'équivalent dynamique et son intégration dans Hypersim sont clairement indiquées. Toutes les étapes de la mise en œuvre du modèle équivalent sont

énumérées. La méthodologie de l'application est expliquée, accompagnée des procédures de calcul et algorithmes de traitement nécessaires à chaque étape.

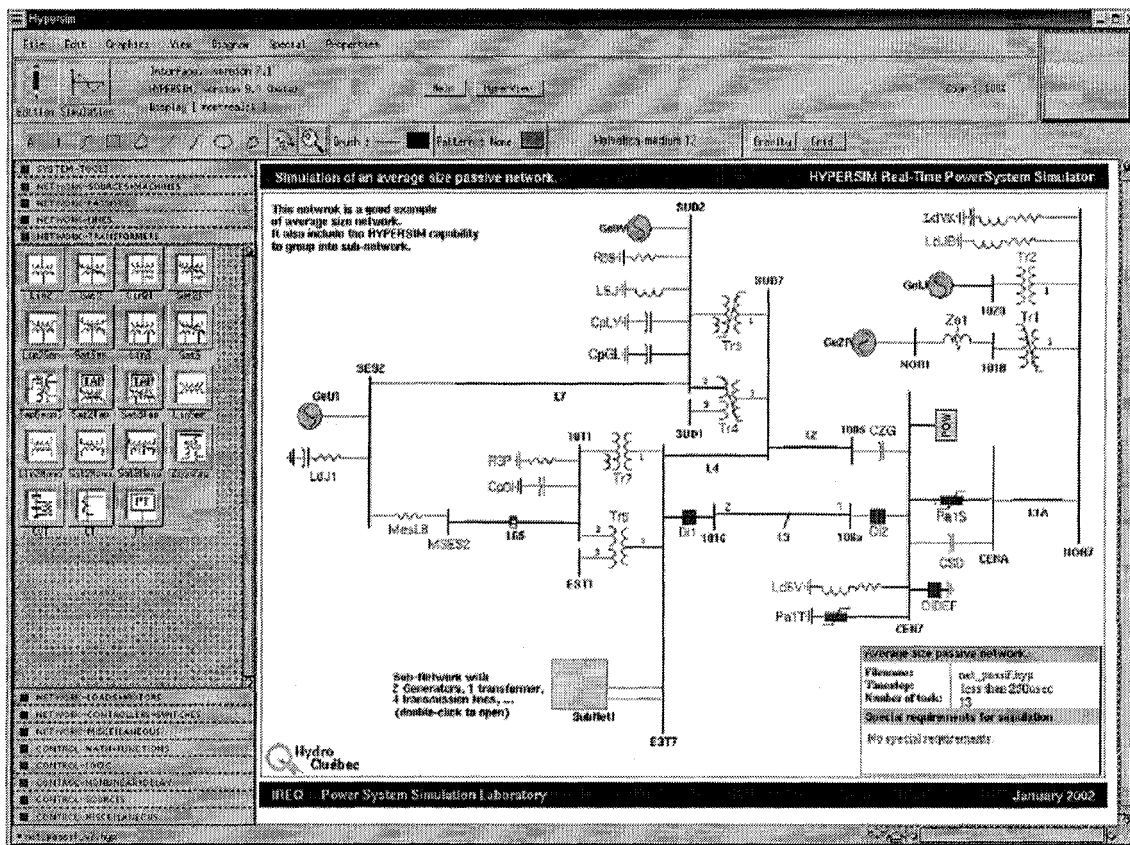


Figure 39 Vue de l'interface graphique d'Hypersim

6.4.1 Génération du fichier EMTP du réseau original

Du fait de la compatibilité du simulateur Hypersim avec le logiciel EMTP (Electro Magnetic Transient Program), une fois que le schéma du réseau est tracé dans Hypersim, il est possible de produire un fichier de format EMTP. Ce dernier est utilisé comme fichier initial des données du réseau électrique test original. Soit `res_test.sch`, le schéma Hypersim du réseau original donné à la figure 41. Le fichier de données EMTP du réseau original est `res_test.emtp`.

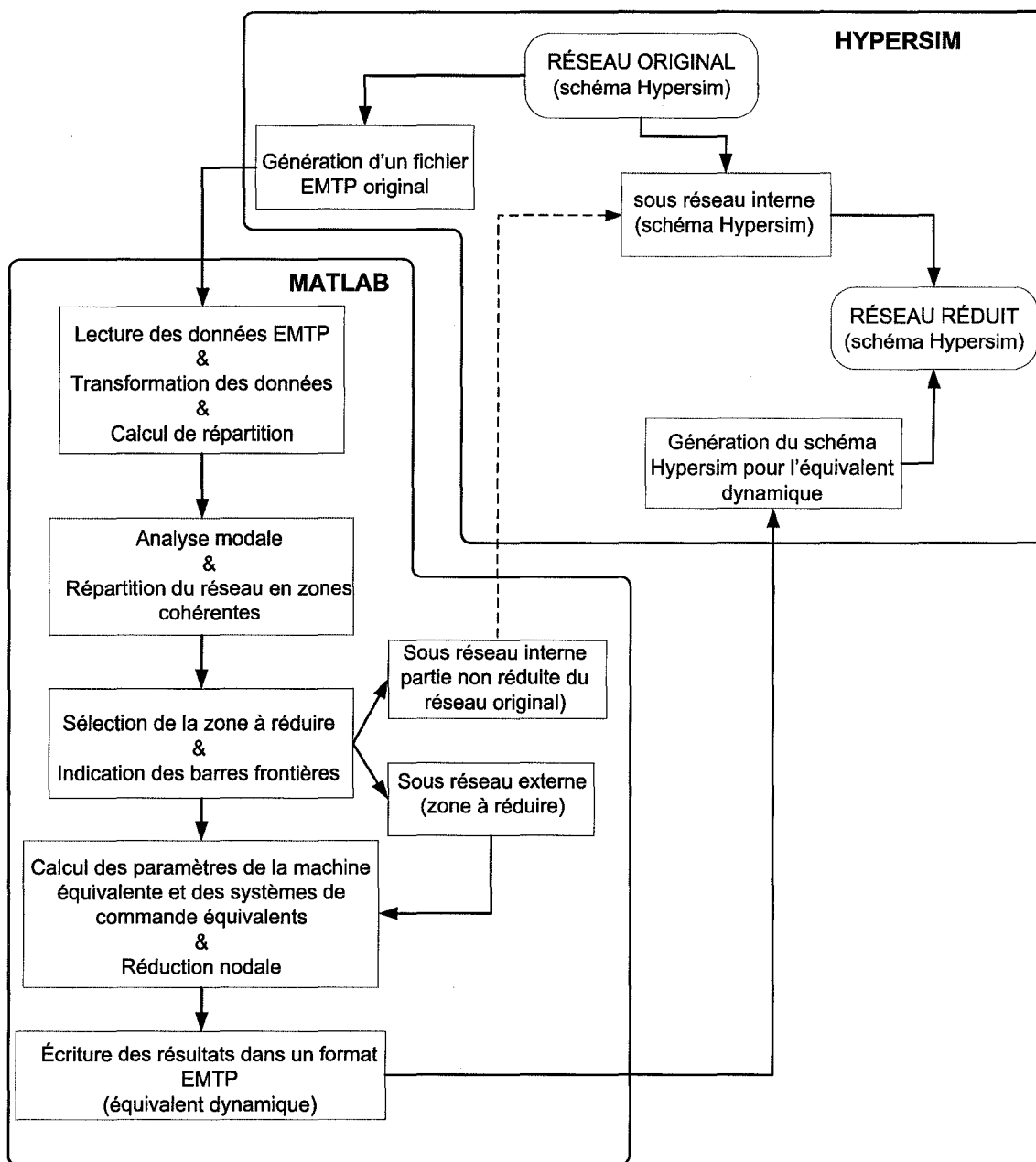


Figure 40 Procédure de modélisation des équivalents dynamiques pour Hypersim

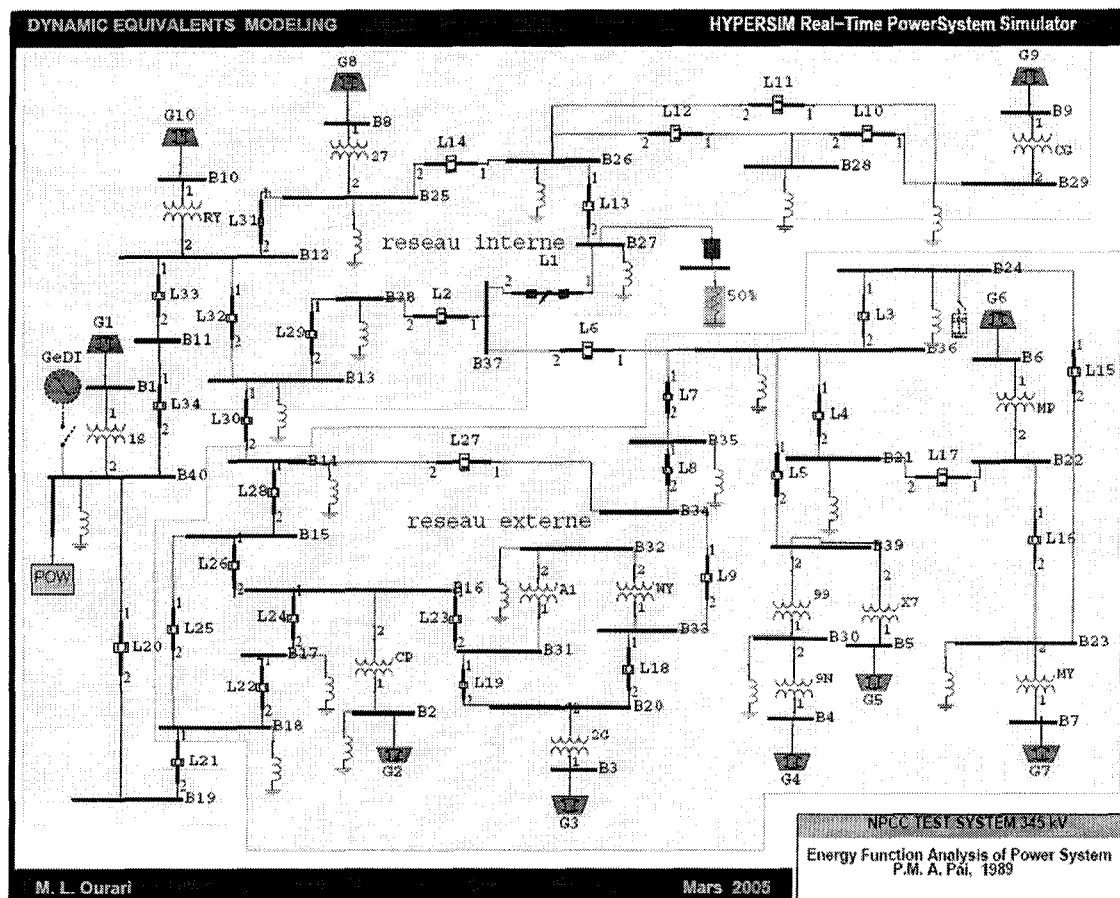


Figure 41 Schéma Hypersim du réseau original

6.4.2 Lecture des données EMTP dans MATLAB

Un programme MATLAB sous forme d'une fonction `read_emtp.m` est élaboré pour la lecture des données en format EMTP [47] générées par Hypersim. Les sorties de la fonction sont sauvegardées sous la forme de variables de type structure.

6.4.3 Transformation des données EMTP et calcul de répartition

Les données recueillies dans la fonction `read_emtp.m` sont transformées et converties en données typiques des programmes de stabilité transitoire (`main_emtp.m`). C'est ainsi que

les modèles de lignes à paramètres distribués ou en pi seront transformés en modèles simplifiés à paramètres localisés. On considère que le système triphasé est équilibré, seule la composante de la séquence directe est alors prise en compte dans le traitement des données.

On écrit toutes les données transformées dans un format tableau appelé format PST [35] (voir l'annexe 1). On génère, ainsi, des tableaux de données pour les barres «Bus», les données des lignes ou branches «Line», les données des paramètres des machines «mac_con». De même pour les systèmes d'excitation «exc_con», les turbines et régulateurs de vitesse «tg_con» et les stabilisateurs de puissance «pss_con».

6.4.4 Calcul de répartition

Étant donnée que la version d'Hypersim que nous avons utilisé ne permet pas le calcul de répartition, on est amené à utiliser un programme pour calculer conditions initiales d'équilibre du réseau. Les résultats sont sauvegardés dans un fichier lf_x.mat.

6.4.5 Répartition du réseau original en zones cohérentes

Le programme principal dans MATLAB (equivalent_dynamique.m) permet de partitionner le réseau original en zones cohérentes. Il fait appel à plusieurs fonctions permettant de calculer toutes les composantes dynamiques et passives de l'équivalent dynamique (machine, systèmes de commande et charge).

Au terme de la répartition, une zone est choisie pour faire l'objet de la réduction, celle-ci est appelée réseau externe. Les autres zones constituent le réseau interne. Il faut, ensuite, identifier les frontières de la zone choisie en sélectionnant les barres frontières parmi celles qui ont le minimum de connexions avec le réseau interne. Dans la procédure développée, nous avons limité le nombre de barres frontières à trois au maximum.

L'utilisateur doit entrer le nom de chacune de ces barres, le nom est obligatoirement composé de 6 caractères [46]. À l'issue de cette étape, on connaît tous les éléments du réseau externe. La figure 42 montre les contours et la constitution du réseau externe. Le réseau interne est présenté à la figure 43. On voit clairement les 3 barres frontières, B14, B36 et B18 qui interconnectent les deux systèmes.

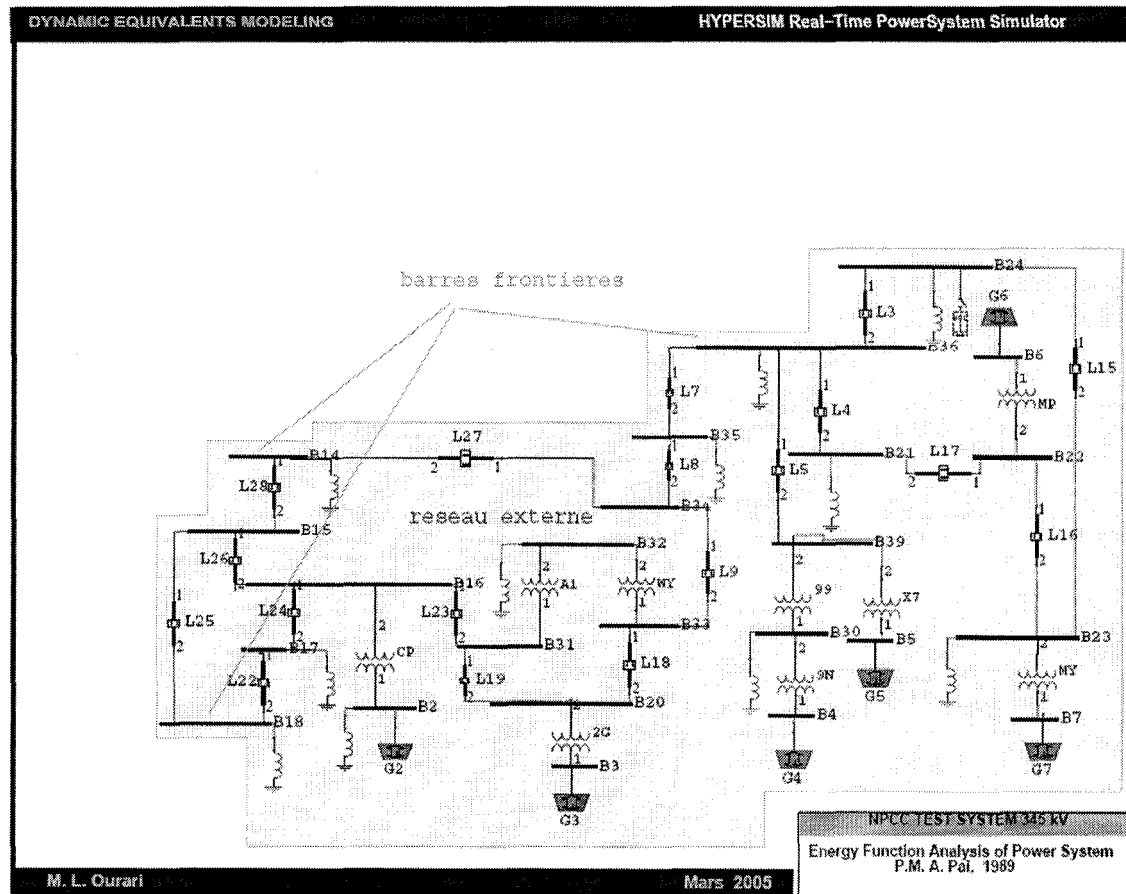


Figure 42 Schéma Hypersim du réseau externe

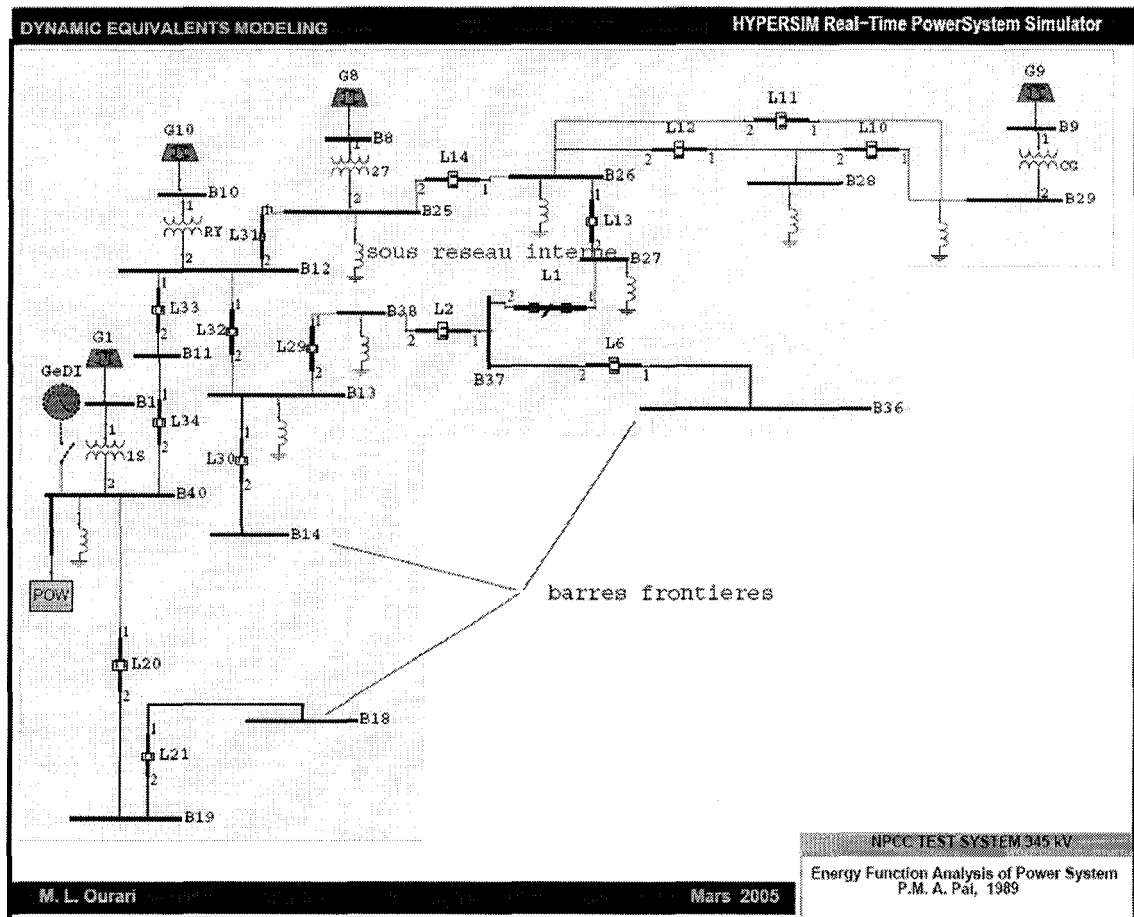


Figure 43 Schéma Hypersim du réseau interne

6.4.6 Regroupement et/ou élimination des nœuds

Dans cette phase, on applique un regroupement nodal pour tous les nœuds générateurs, en d'autre termes, on remplace les nœuds terminaux des générateurs cohérents par un nœud équivalent. Ensuite, on détermine la charge équivalente active et réactive qui représente la totalité des charges à l'intérieur du réseau externe.

C'est alors que tous les autres nœuds de charges sont éliminés sauf les nœuds des barres frontières qui sont maintenus. A l'issue de cette étape, on obtient un réseau réduit représentant l'équivalent dynamique. Celui-ci est constitué d'une barre équivalente et de

toutes les barres frontières reliées entre elles par des branches résultant du processus de réduction.

6.4.7 Regroupement des générateurs

La fonction (`machine_parametre.m`) permet de calculer les paramètres équivalents de la machine synchrone, des systèmes d'excitation, des turbines et régulateurs de vitesse.

6.4.8 Intégration de l'équivalent dynamique au simulateur Hypersim

Il s'agit de rendre les données de l'équivalent dynamique compatible avec le simulateur Hypersim. Les données sont alors traduites en le format EMTP. Cette tâche est réalisée par la fonction `write_emtp.m` qui permet d'écrire les résultats dans ce format spécifique, dans un nouveau fichier `new_data.emtp`. Celui-ci représente le fichier EMTP des données de l'équivalent dynamique.

Dans le mode édition de Hypersim, Le fichier EMTP est chargé afin de pouvoir générer le schéma du réseau équivalent représentant l'équivalent dynamique dans Hypersim comme illustré à la figure 44.

6.5 Simulation et validation

Le schéma Hypersim de l'équivalent dynamique généré précédemment est intégré au réseau interne de la figure 43 identifié lors de la phase de répartition. Les barres frontières permettant alors de connecter l'équivalent au réseau interne à travers les lignes d'interconnexion. On obtient le réseau réduit de la figure 45.

Afin de valider l'équivalent dynamique, deux types de perturbation sont simulées séparément, la première perturbation est un défaut de court-circuit triphasé durant 6

cycles et la deuxième perturbation est une variation de charge. Les deux défauts sont localisés à l'intérieur du réseau interne.

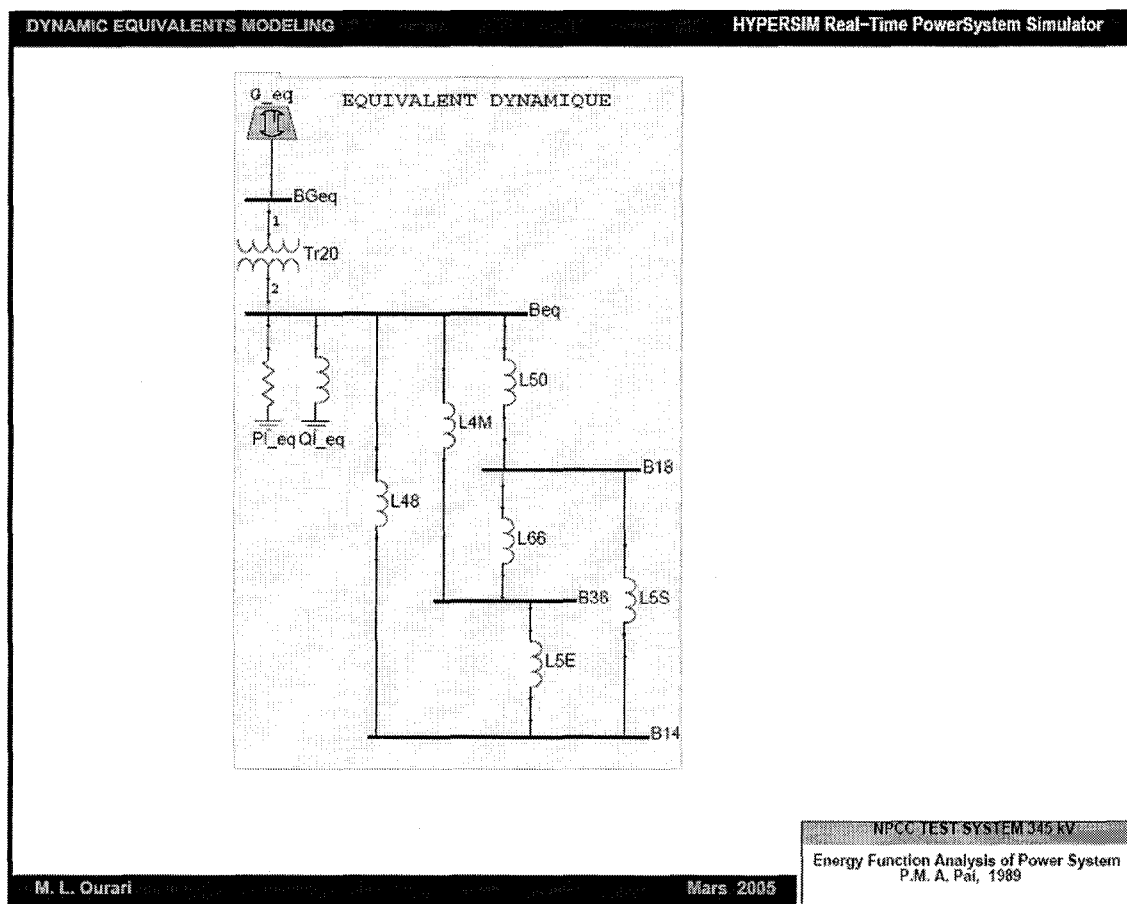


Figure 44 Schéma Hypersim du réseau équivalent (équivalent dynamique)

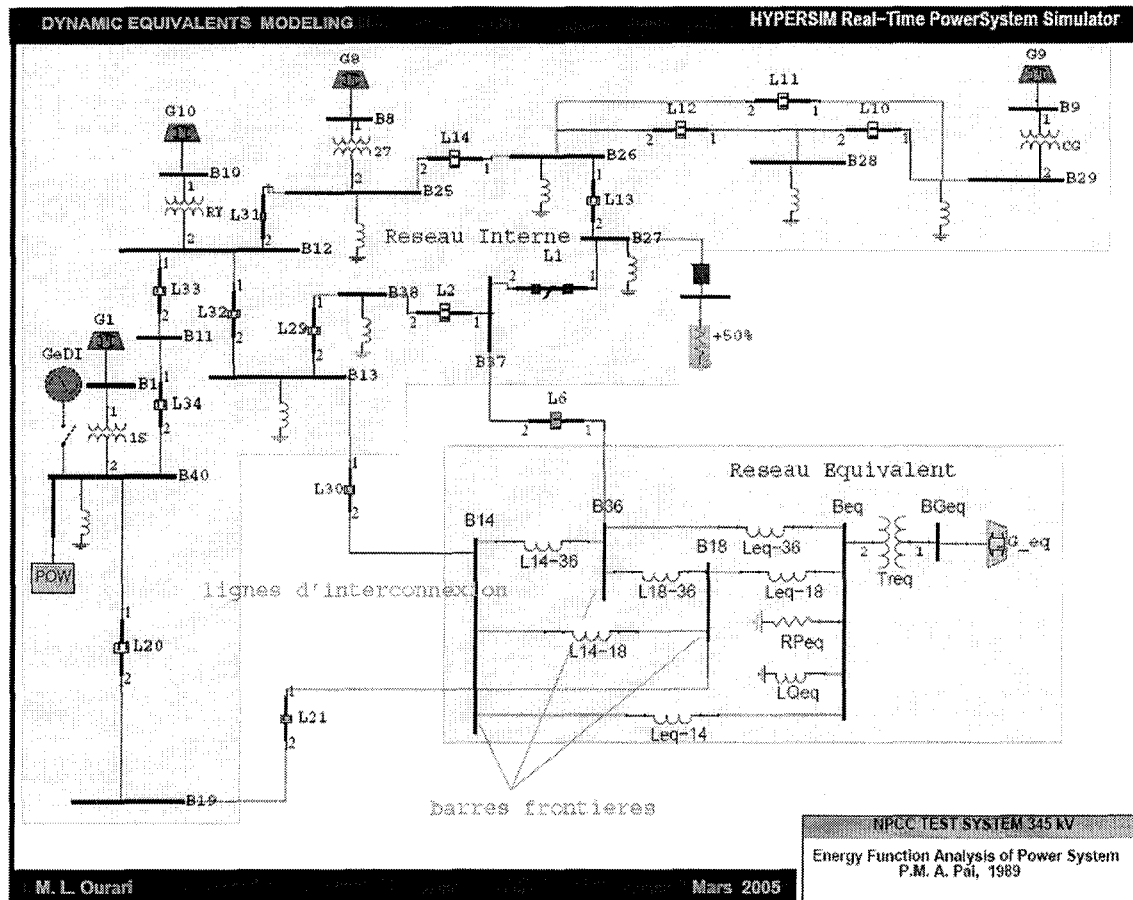


Figure 45 Schéma Hypersim du réseau réduit

6.5.1 Analyse des résultats suite à un défaut de court-circuit

Un court-circuit triphasé d'une durée de six cycles est appliqué à la ligne L1 entre les barres 27 et 37 (figure 45) dans la partie interne du réseau original. La simulation dynamique du réseau permet alors de capter les grandeurs électriques et mécaniques des machines dans les deux parties interne et externe du réseau électrique.

Le même défaut que précédemment est appliqué ensuite, dans les mêmes conditions, au réseau réduit. Les dynamiques des machines dans le réseau interne ainsi que les dynamiques de la machine équivalente sont alors captées.

La comparaison des résultats des deux simulations permet de conclure quant à la validité du modèle de l'équivalent dynamique. En effet, on constate clairement, à la figure 46, que les dynamiques de la machine équivalente reproduisent d'une façon précise les dynamiques transitoires du groupe cohérent.

Par ailleurs, la comparaison des dynamiques des machines du réseau interne dans les deux simulations, comme le montre les figures 47, 48 et 49 permet de conclure que les machines dans le réseau interne ont un comportement très semblable dans le réseau original et le réseau réduit. Ceci, nous permet d'affirmer que l'équivalent dynamique et le réseau externe produisent les mêmes effets sur le réseau interne.

À la figure 50, on compare respectivement, la puissance active et réactive totales du groupe cohérent et celles de la machine équivalente. On constate d'abord que les dynamiques transitoires sont identiques, il y a cependant une différence, en régime permanent, dans les puissances réactives générées. Ceci, est prévisible car cette différence existait déjà bien avant d'appliquer le défaut, autrement dit, le point d'équilibre initial, notamment, la puissance réactive, n'étant pas le même pour les deux simulations. Ceci est dû au fait que la simulation avec la version du simulateur Hypersim que nous avons utilisée, il n'est pas facile de contrôler la puissance réactive du point d'équilibre. Ce même point d'équilibre n'est obtenu qu'avec une simulation de longue durée. Cette différence n'affecte aucunement la validité de l'équivalent dynamique car il est très facile de constater que si les deux simulations sont effectuées à partir d'un même point d'équilibre, la différence constatée serait quasiment nulle.

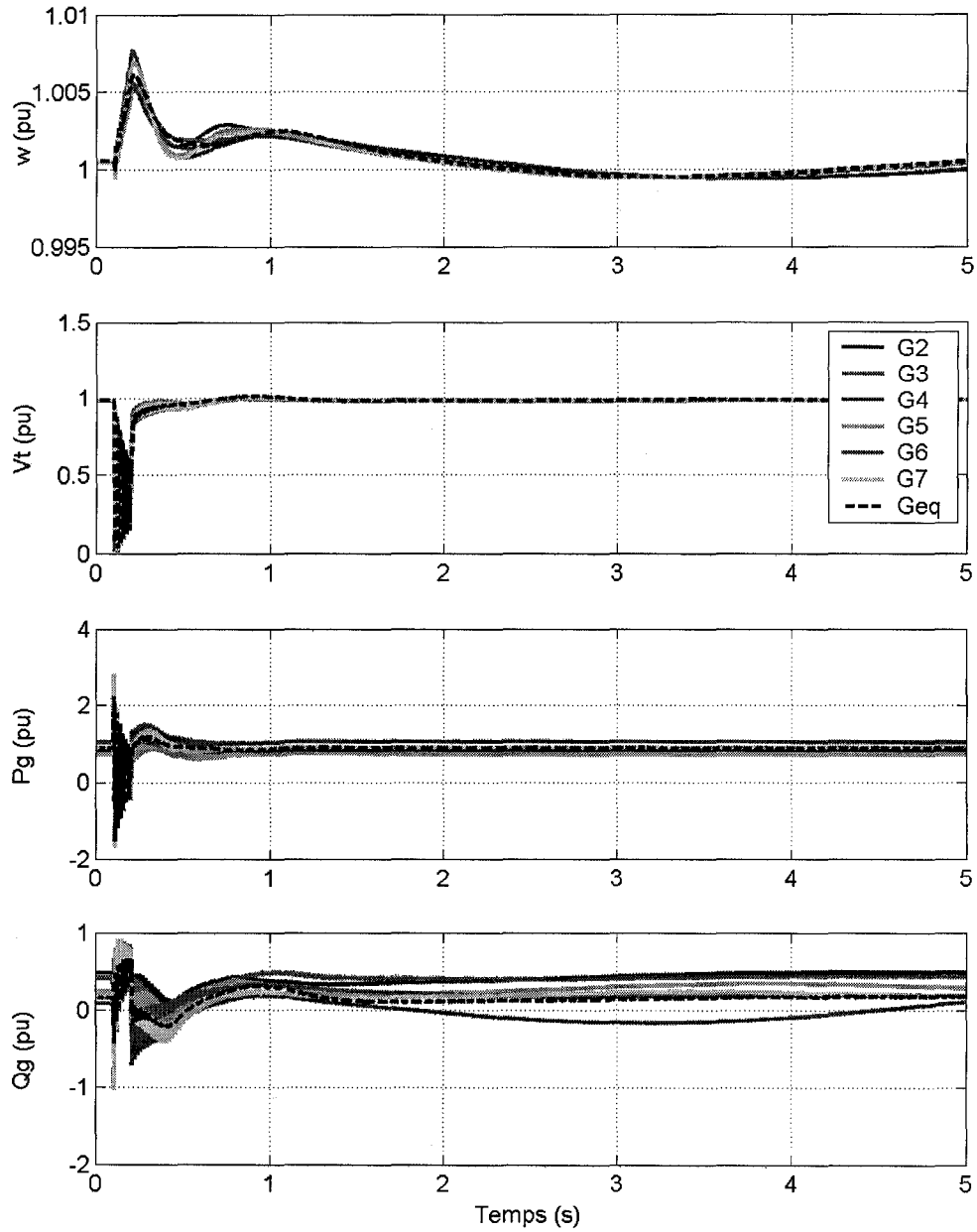


Figure 46 Comparaison des dynamiques des machines du groupe cohérent et celles de la machine équivalente (test de court-circuit)

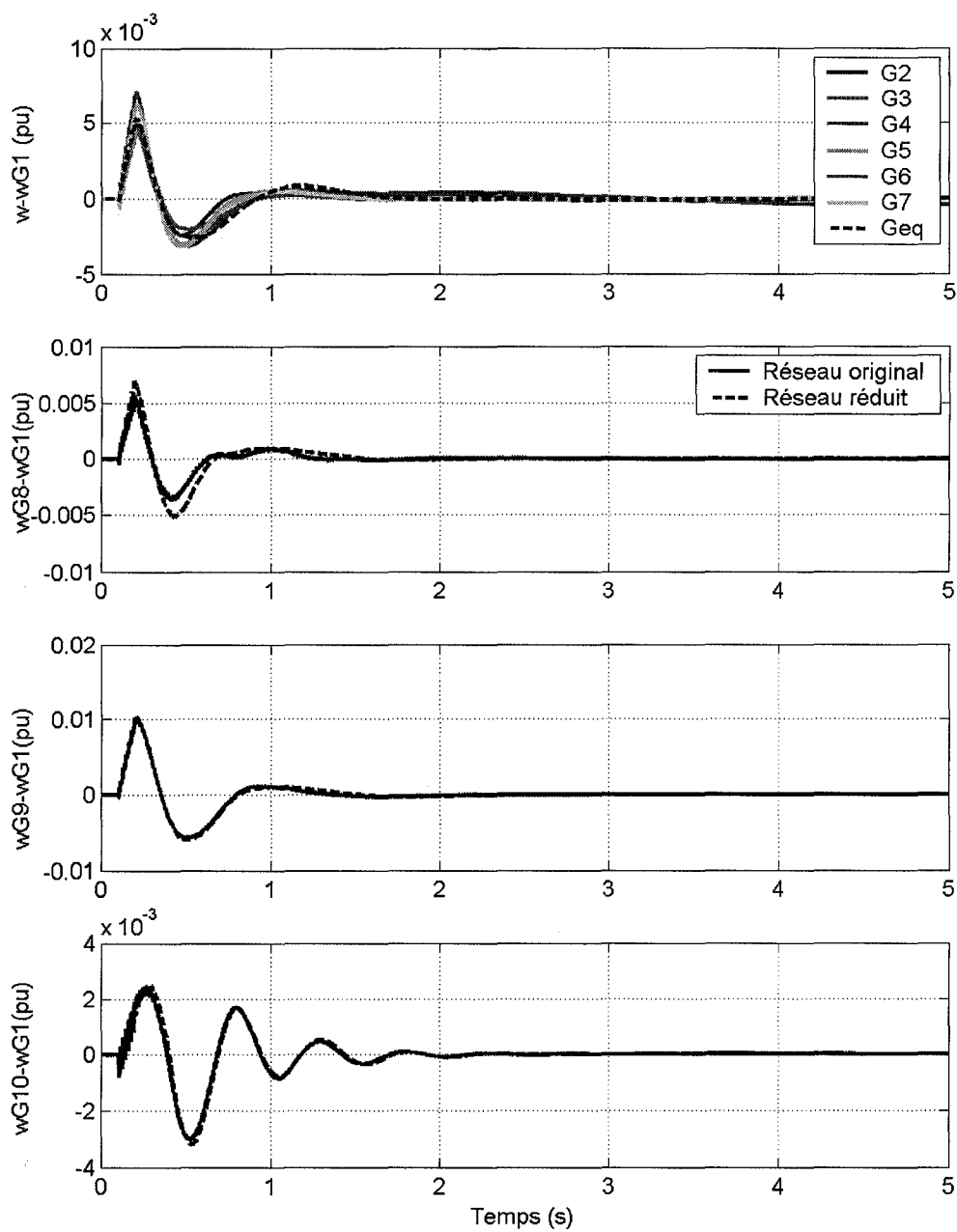


Figure 47 Vitesses relatives des machines du groupe cohérent et du réseau interne ainsi que celle de la machine équivalente (court-circuit)

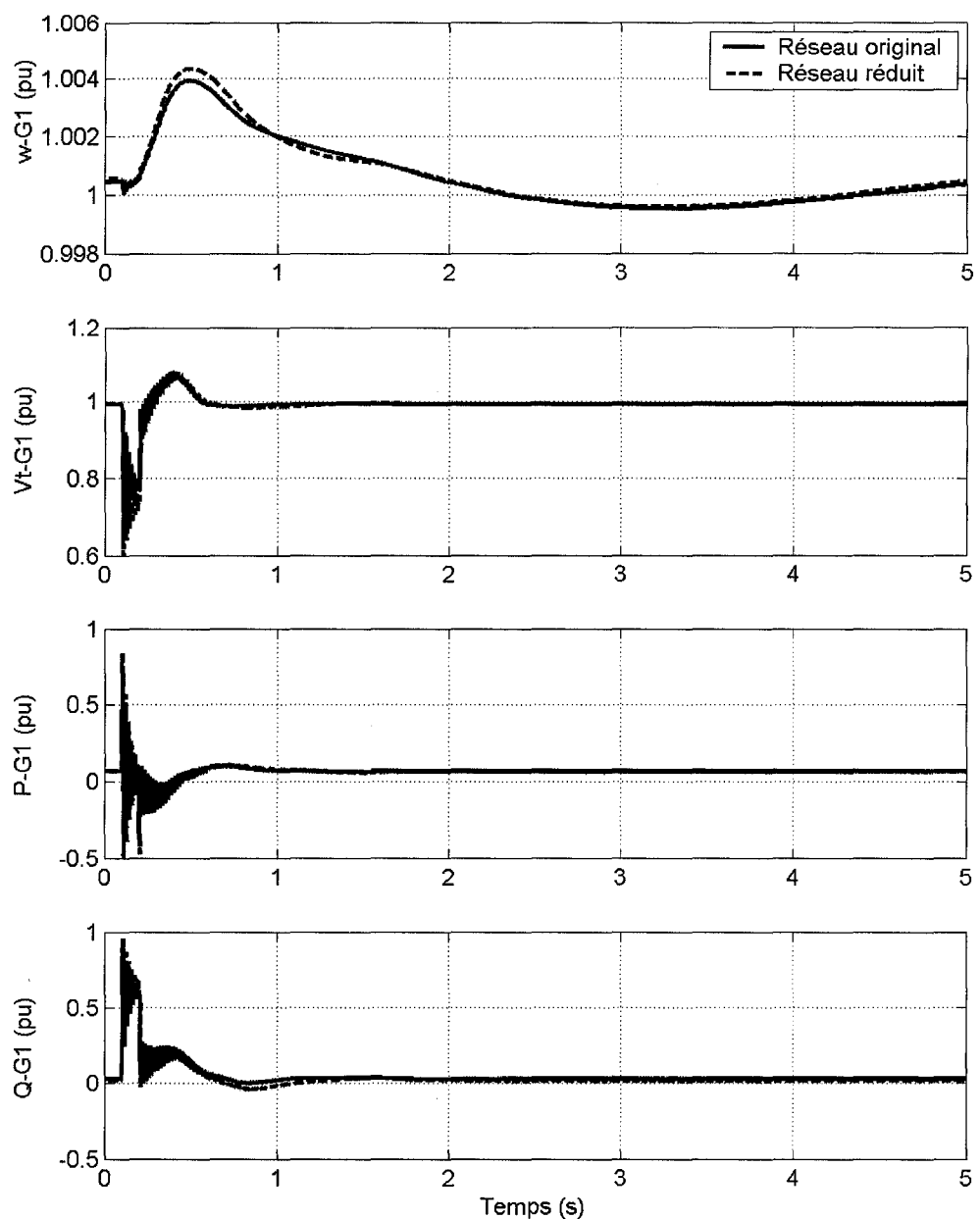


Figure 48 Les dynamiques de la machine G1 dans le réseau original et dans le réseau réduit (court-circuit)

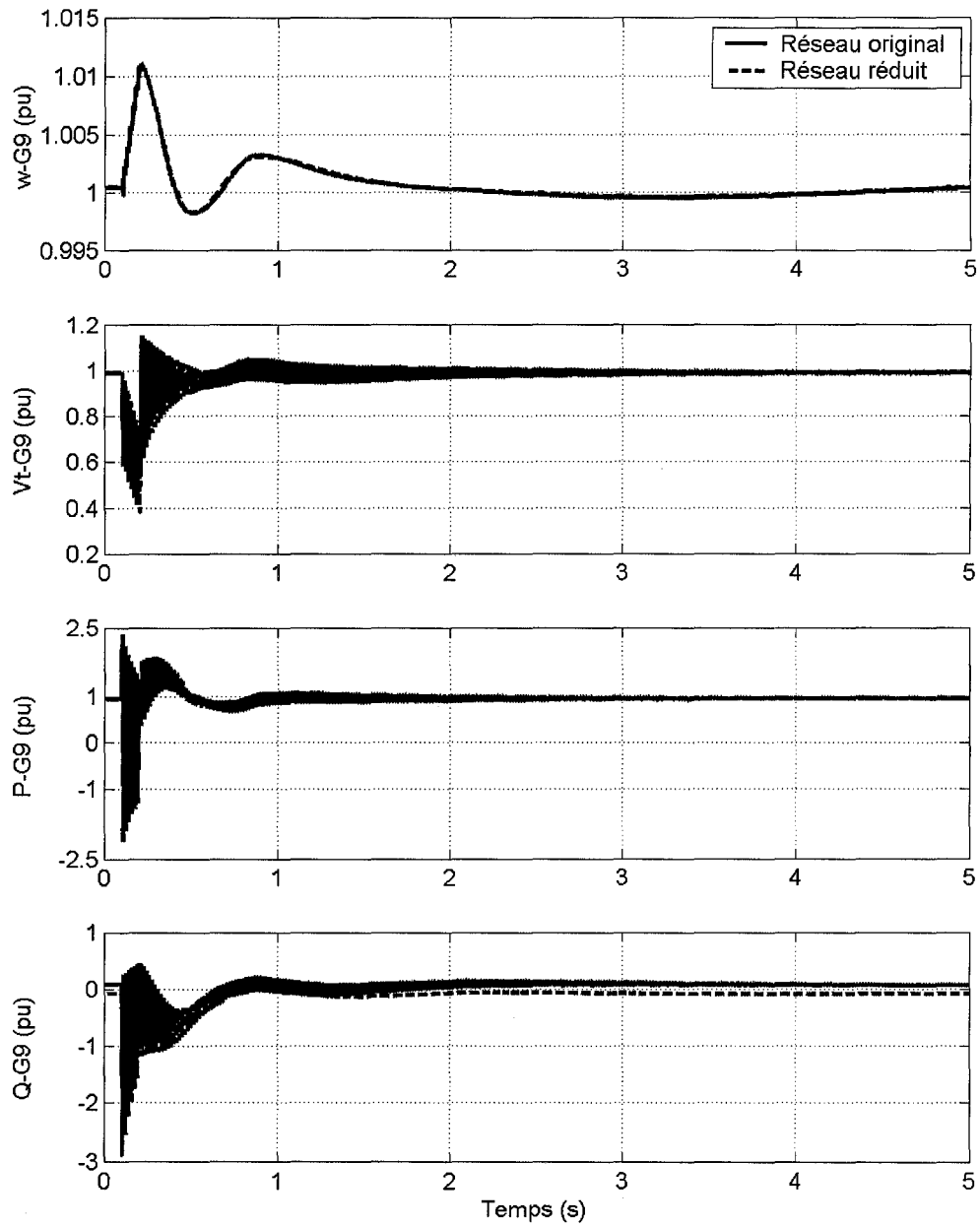


Figure 49 Dynamiques de la machines G9 dans le réseau original et dans le réseau réduit (court-circuit)

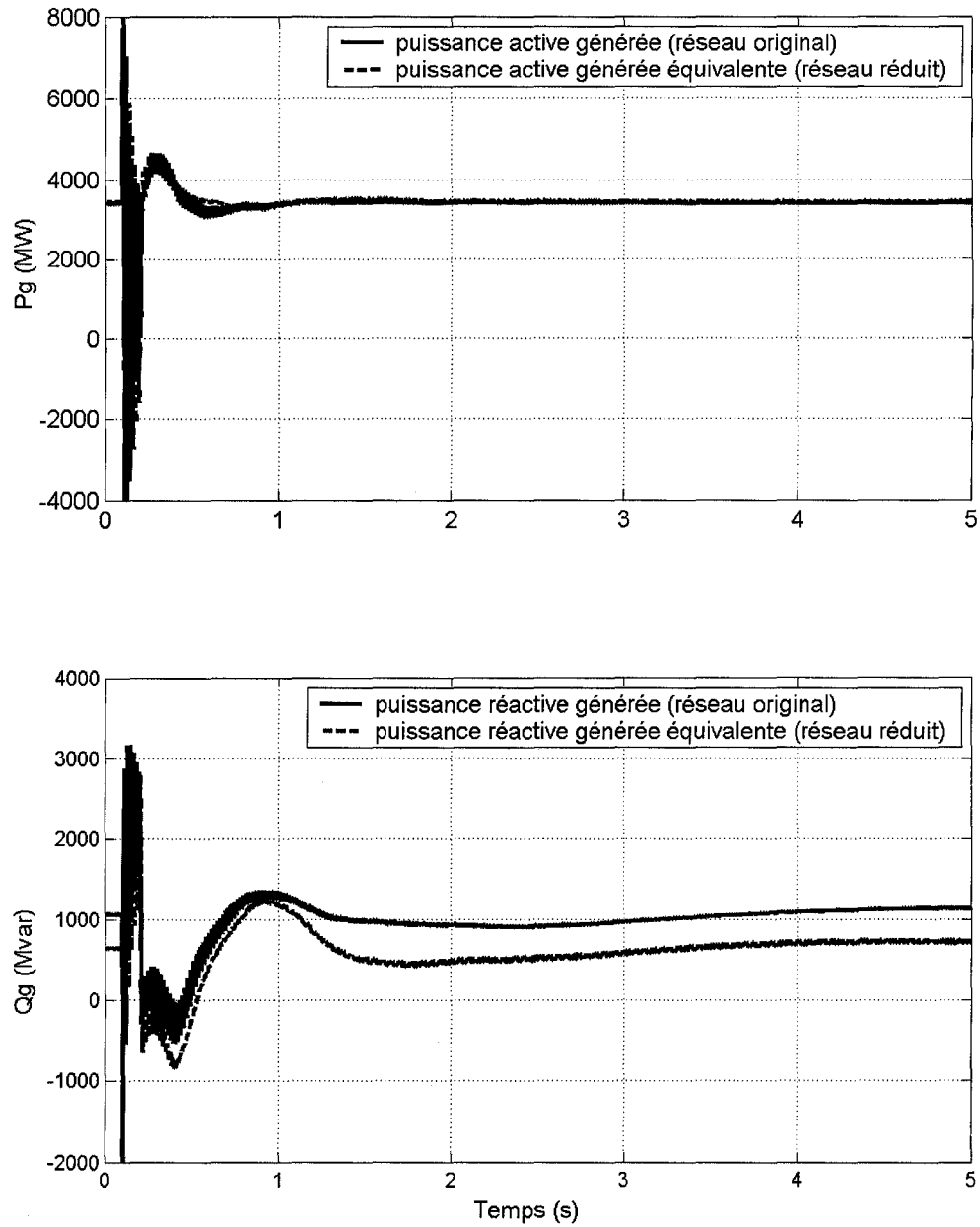


Figure 50 Puissances active et réactive totales du groupe cohérent et celle de la machine équivalente (court-circuit)

6.5.2 Analyse des résultats d'une variation de charge

Un autre test pour valider l'équivalent dynamique consiste à simuler une variation de charge dans la partie interne du réseau original et un même test dans la partie interne du réseau réduit. Le comportement dynamique des machines du groupe cohérent et celui de la machine équivalente sont comparés et les dynamiques des machines dans le réseau interne sont également comparées dans les deux simulations.

La variation de charge est effectuée sur la charge de la barre B27, elle consiste à augmenter celle-ci de 50% de sa valeur. La perturbation est effectuée à $t=0.5$. Initialement, la charge installée à cette barre est de 281 MW. Le réseau est simulé sur 20 secondes et à $t=0.5$ s, on installe une charge supplémentaire de 140.5 MW.

Comme dans le test de court-circuit, la figure 51 permet de constater que les dynamiques transitoires de la machine équivalente sont sensiblement semblables à celles des machines du groupe cohérent, ceci confirme le comportement semblable de l'équivalent dynamique et celui des machines dans le réseau externe et ceux pour différents types de perturbations. Ce constat indique aussi que la cohérence du groupe est robuste car elle ne dépend pas de la nature de la perturbation.

D'autre part, en comparant toutes les dynamiques des machines qui se situent à l'intérieur du réseau interne (figures 52, 53 et 54), on constate également un comportement très semblable de celles-ci dans les deux réseaux original et réduit.

On remarque, cependant, une légère différence au niveau de la génération de la puissance réactive des machines dans les deux réseaux simulés ce qui provoque une différence au niveau de leurs tensions terminales. Les raisons de cet écart étant déjà mentionnées dans la section précédente. Ceci n'a pas d'incidence sur la validité du modèle de l'équivalent dynamique.

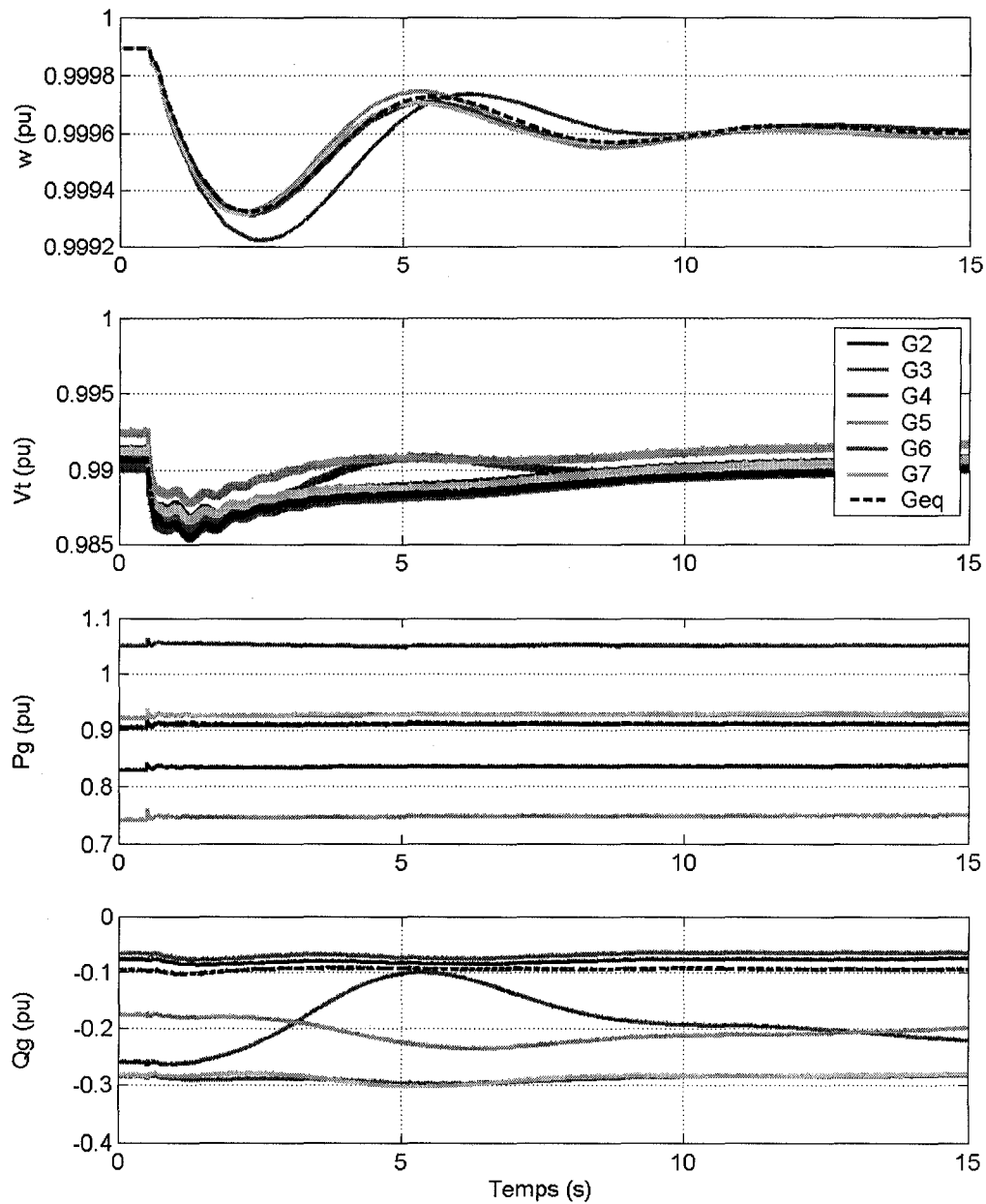


Figure 51 Comparaison des dynamiques du groupe cohérent et celles de la machine équivalente (variation de charge)

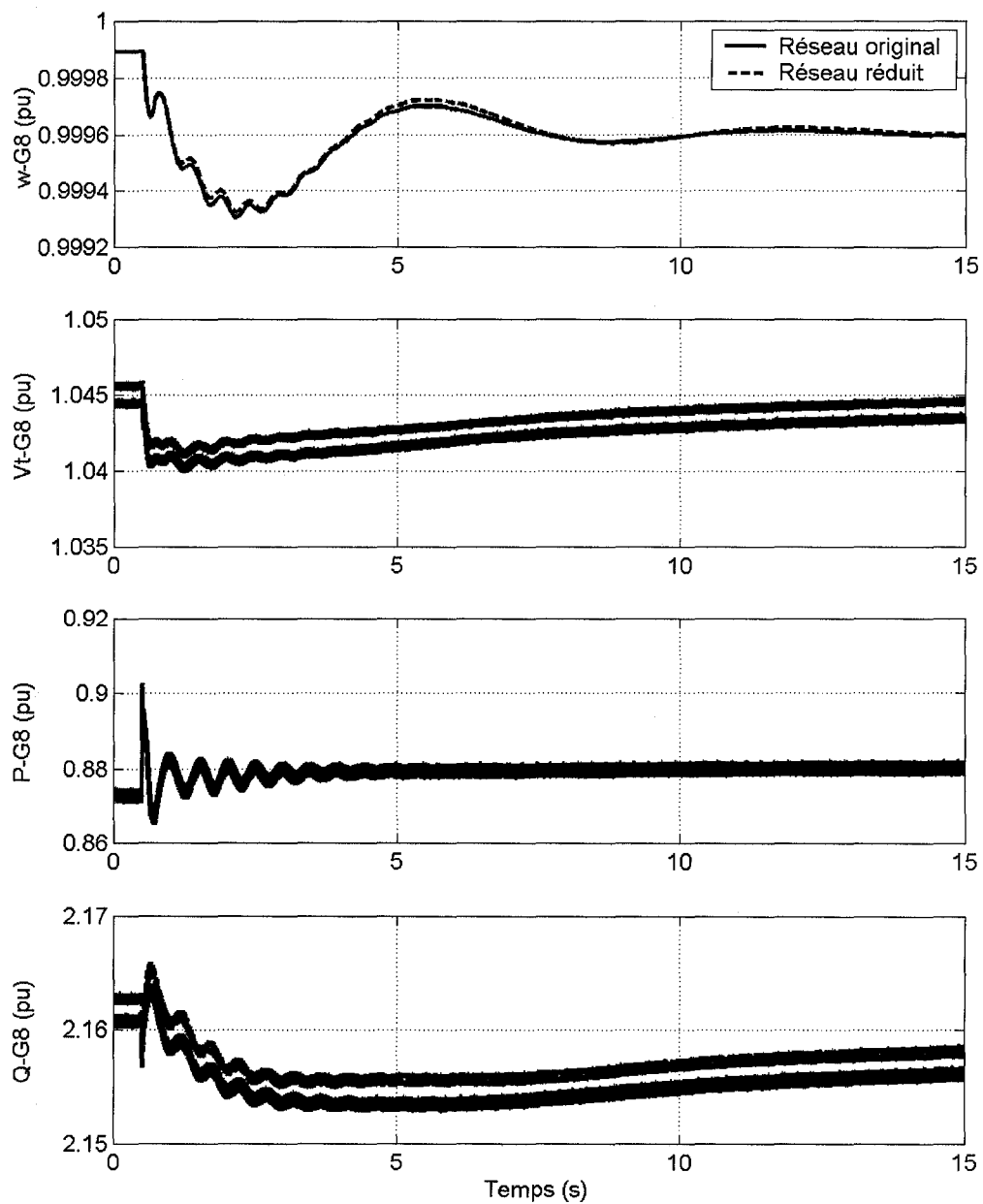


Figure 52 Comparaison des dynamiques de la machine G8 avant et après réduction (variation de charge)

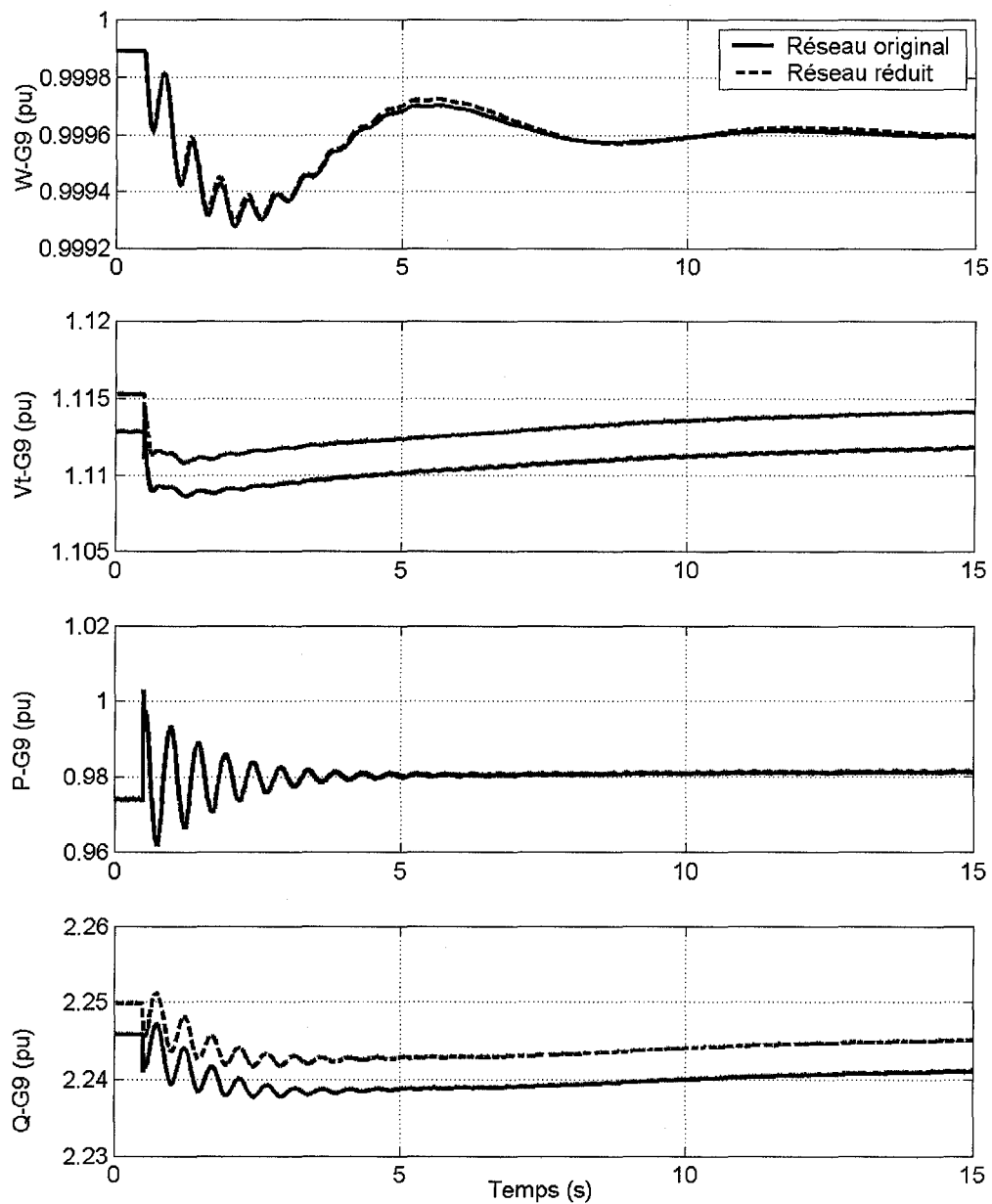


Figure 53 Comparaison des dynamiques de la machine G9 avant et après réduction (variation de charge)

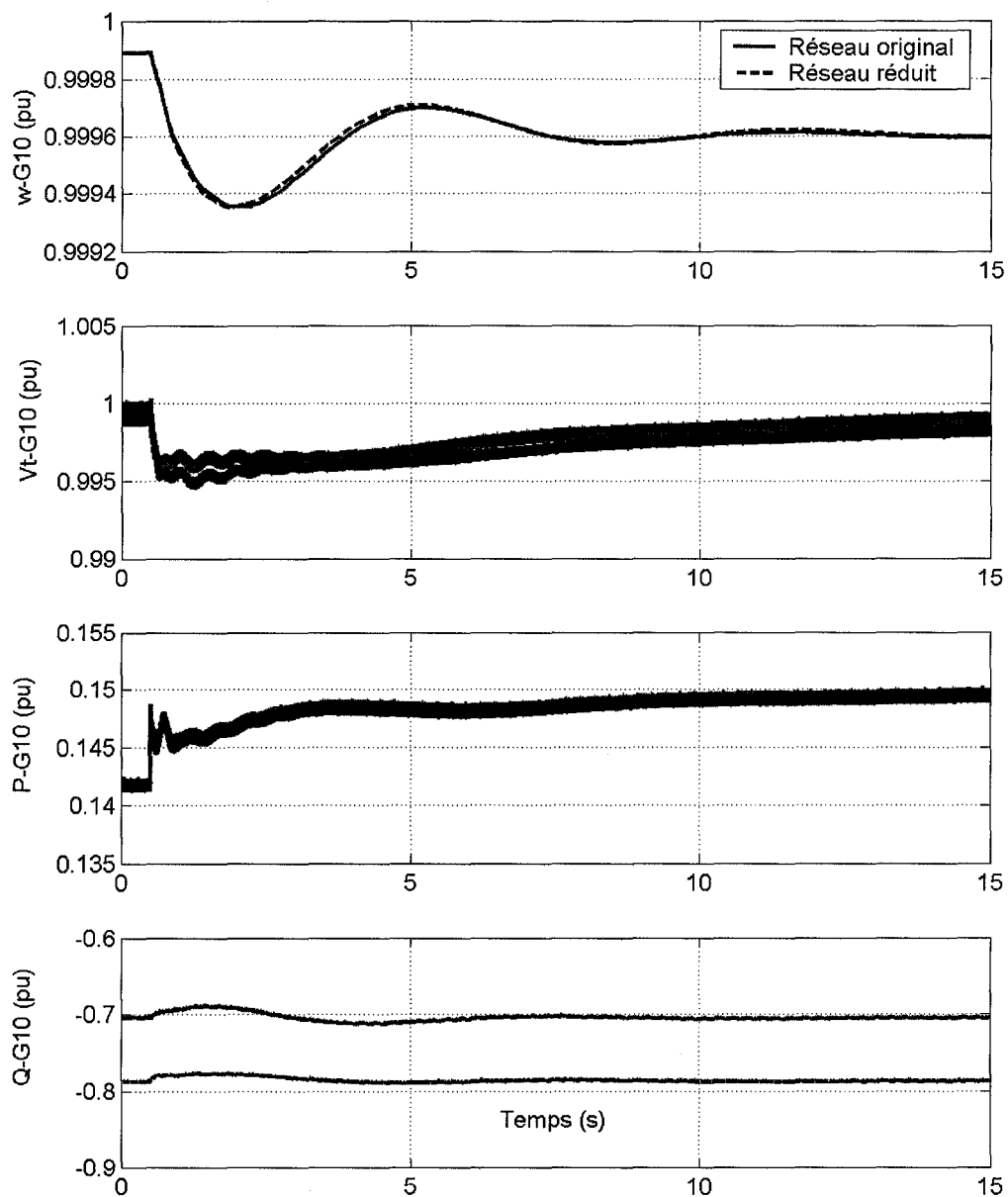


Figure 54 Comparaison des dynamiques de la machine G10 avant et après réduction (variation de charge)

6.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la procédure de modélisation des équivalents dynamiques permettant d'intégrer ces modèles dans le simulateur numérique Hypersim.

Les contraintes de calcul et la capacité de simuler des réseaux de grandes tailles auxquels font face les simulateurs numériques en temps réel tel que Hypersim ont justifié la nécessité d'introduire des techniques de réduction des modèles et les équivalents dynamiques en sont le produit. L'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur Hypersim est l'un des principaux objectifs de notre thèse, c'est pourquoi toutes les étapes de la méthodologie d'intégration des équivalents dynamiques depuis le schéma Hypersim du réseau original jusqu'à la génération du schéma de l'équivalent dynamique sont examinées.

La validation du modèle de l'équivalent dynamique est réalisée grâce à la simulation de deux perturbations. Une perturbation dite sévère consiste en un court-circuit triphasé et l'autre est une perturbation de faible amplitude qui consiste en une variation de charge. La comparaison des résultats de simulation du réseau original à ceux du réseau réduit, pour ces deux perturbations, montre que l'équivalent dynamique conserve les principales caractéristiques dynamiques du réseau externe malgré le décalage constaté entre les puissances réactives générées par certaines machines dans les deux simulations qui est le résultat d'une légère différence dans le régime permanent, notamment, au niveau de la puissance réactive.

Cette analyse transitoire des réseaux original et réduit nous a permis de valider le modèle proposé de l'équivalent dynamique mais aussi de valider la procédure d'intégration du modèle équivalent dans le simulateur Hypersim

CONCLUSION

L'objectif premier de cette thèse a été de proposer une procédure systématique de modélisation des équivalents dynamiques pour répondre à la problématique de la simulation des grands réseaux électriques dans les études de stabilité et de conduite des réseaux. Bien que le sujet est largement traité dans la littérature, il reste néanmoins qu'une des principales étapes de modélisation n'est pas suffisamment abordée. C'est l'étape de regroupement des machines et leurs systèmes de commande. C'est principalement dans cette étape de modélisation que la contribution de notre thèse se situe.

Nous avons proposé, à cet effet, une méthode de regroupement des générateurs et les systèmes de commande basée sur le principe de la préservation de la structure des modèles. Autrement dit, la représentation d'état de la machine équivalente et ses systèmes de commande équivalents auront une structure semblable à celles des machines du groupe cohérent.

Le calcul des paramètres équivalents dans la méthode proposée est effectué analytiquement d'une façon directe, dans le domaine temporel, ce qui la distingue des méthodes les plus connues dans lesquelles, les paramètres équivalents sont le plus souvent déterminés dans un processus itératif et dans le domaine fréquentiel. De ce fait, la méthode développée exige beaucoup moins d'effort de calcul, elle est par conséquent appropriée et convenable pour les études en ligne et l'évaluation de la stabilité dynamique des réseaux électriques.

Par ailleurs, la localisation des générateurs dans le réseau original et leurs conditions d'opération sont prises en considération lors du calcul des paramètres du générateur équivalent. Ces conditions sont mises en évidence par l'angle interne de chaque machine et par les rapports de transformation entre les nœuds des machines cohérentes et le nœud

équivalent. Également, l'approche utilisée facilite l'intégration de l'équivalent dynamique dans n'importe quel programme de simulation des réseaux du fait que la structure physique de la machine équivalente et celle des systèmes de commande équivalents sont préservées.

D'autre part, pour compléter la modélisation des équivalents dynamiques, nous avons présenté, dans la thèse, les trois étapes de modélisation. La première étape consiste à la répartition du réseau électrique en différentes zones et par la suite le choix d'une zone qui fera l'objet de la réduction. Dans cette étape, l'approche de cohérence lente pour l'identification des générateurs cohérents est utilisée pour sa robustesse par rapport à l'amplitude et la localisation de la perturbation. La deuxième étape de modélisation consiste à la réduction et l'élimination des nœuds. Le regroupement est basé sur le principe de la préservation de la puissance apparente dans les nœuds terminaux des générateurs cohérents et du nœud équivalent, les courants injectés dans les nœuds frontières sont également préservés dans les réseaux original et réduit. Par ailleurs, la propriété des matrices creuses est utilisée pour l'élimination de tous les nœuds mis à part les nœuds frontières et le nœud équivalent.

Afin de valider la méthode de modélisation proposée, nous avons appliqué la procédure à trois topologies de réseaux différentes. En fait, deux validations ont été réalisées pour chacun des réseaux électriques. Une analyse modale et une analyse des dynamiques transitoires pour le réseau original et le réseau réduit ont permis de confirmer la validité du modèle proposé de l'équivalent dynamique. L'analyse modale nous a permis de constater que tous les modes interzones du réseau original sont préservés d'une façon très précise dans le réseau réduit. Ceci nous renseigne sur la bonne répartition du réseau en zones cohérentes, autrement dit, les zones sont très faiblement interconnectés.

Par ailleurs, l'analyse des dynamiques transitoires nous a permis de valider le modèle de l'équivalent dynamique. Cette analyse est réalisée par la simulation de deux

perturbations communément utilisées dans les études de réseaux électriques, la première est un défaut de court-circuit triphasé et la deuxième perturbation consiste en une variation de charge. Les deux perturbations ont été appliquées dans le réseau original et le réseau réduit. L'examen des résultats de simulation confirme que les dynamiques de l'équivalent reflètent toutes les caractéristiques dynamiques du réseau externe. D'autre part, les dynamiques dans le réseau interne sont restées inchangées dans le deux réseaux. Ceci confirme que le comportement du réseau réduit représente bien celui du réseau original.

Du fait que la méthode que nous proposons utilise comme hypothèse de base une structure identique pour tous les générateurs du groupe cohérent, cette hypothèse constitue une limitation de la méthode lorsqu'il s'agit de regrouper les machines qui ont des caractéristiques très différentes. C'est le cas, notamment de la présence des machines hydrauliques et thermiques dans un même groupe cohérent. Cette même limitation est présente si on veut regrouper des systèmes d'excitation ayant des modèles différents.

Cependant, en partant de la définition même de la cohérence, il est très peu vraisemblable que deux machines de natures différentes soient dans un même groupe cohérent. Toutefois, si c'est le cas, nous avons proposé d'utiliser autant d'équivalents dynamiques qu'il y a de machines ayant des caractéristiques différentes. Nous avons également proposé d'utiliser un modèle d'excitation de type DCA1 comme la structure du modèle équivalent car ce type est souvent utilisé pour représenter les autres types de systèmes d'excitation quand les données détaillées ne sont pas disponibles ou dans la situation où les modèles détaillés ne sont pas requis. Néanmoins, si la représentation détaillée est requise, on peut utiliser au plus, trois modèles équivalents pour représenter les trois catégories de modèles d'excitations AC, DC et ST.

Un autre objectif important de notre travail de recherche a été de proposer une procédure d'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur numérique en temps réel Hypersim. Cet objectif constitue, en fait, la mise en pratique de notre contribution dans ce travail. Pour réaliser cet objectif, il a fallu adapter la procédure de modélisation développée dans le cas général pour rendre les équivalents dynamiques disponibles dans l'environnement du simulateur Hypersim. Pour cela, nous avons exploité une des fonctionnalités du simulateur Hypersim pour générer les fichiers de données en format EMTP. Ceux-ci constituent l'interface de données que nous avons traité avec les algorithmes de modélisation. Le modèle de l'équivalent dynamique est ensuite intégré au simulateur par l'intermédiaire d'un fichier résultat en format EMTP que nous avons produit. Le schéma de l'équivalent est ensuite généré dans Hypersim.

Le modèle de l'équivalent dynamique intégré dans Hypersim est validé par la simulation de deux types de défauts, un court-circuit et une variation de charge. Les deux défauts sont appliqués séparément dans le réseau original et dans le réseau réduit. L'analyse des résultats de simulation nous ont permis de démontrer que l'équivalent dynamique reflète les dynamiques du réseau qu'il représente. Ceci valide non seulement le modèle de l'équivalent dynamique mais aussi la procédure d'intégration du modèle dans le simulateur.

L'intégration des modèles équivalents dans le simulateur Hypersim contribuera certainement à augmenter ses capacités pour la simulation en temps réel des grands réseaux. C'est une des avenues de développement des simulateurs numériques en temps réel.

RECOMMANDATIONS

Nous avons vu que la méthode de regroupement proposée est basée essentiellement sur des modèles détaillés avec l'hypothèse que leurs structures soient identiques. C'est une hypothèse qui n'est pas contraignante dans la plupart des études de réseaux électriques mais dans certaines études spécifiques, elle peut constituer une limitation.

En effet, théoriquement, le regroupement des systèmes d'excitation de caractéristiques différentes ne peut se faire systématiquement. Nous avons considéré une approche qui consiste à utiliser le modèle DC type-1 comme modèle de base pour représenter tous les autres types d'excitation. Il serait cependant très utile, dans le futur, de généraliser cette approche en proposant, par exemple, un modèle de système d'excitation générique qui va renfermer les principales caractéristiques des différents types de systèmes d'excitation recommandés par IEEE.

Quant à l'intégration des équivalents dynamiques dans le simulateur Hypersim, nous sommes persuadés que cet apport va être exploité pour la simulation de grands réseaux électriques en temps réel d'autant plus qu'avec la nouvelle version d'Hypersim, la procédure d'intégration sera simplifiée puisque le calcul de répartition se fera au sein même du simulateur.

Une autre application envisagée découlant de l'intégration des équivalents dynamiques dans Hypersim est relative à leurs applications pour l'étude des phénomènes de transitoires électromagnétiques. En effet, les équivalents sont conçus, originalement, pour les études de stabilité transitoire où les phénomènes sont simulés à la fréquence industrielle. Cependant, pour les phénomènes des transitoires électromagnétiques couvrant une large bande de fréquence, le modèle de l'équivalent doit être corrigé par une compensation en fréquence. Cette compensation concerne, notamment, les circuits passifs et les lignes d'interconnexion dont les paramètres sont dépendants de la

fréquence. Tous ces circuits peuvent être représentés par une impédance équivalente (séquences directe et homopolaire) qu'on détermine en utilisant les méthodes usuelles disponibles dans la littérature ou d'une façon plus simple en utilisant les deux composantes directe et homopolaire de l'impédance de court-circuit du réseau externe au nœud équivalent.

ANNEXE 1

FORMAT PST DES DONNÉES DE RÉSEAUX

Format de données des barres (bus) :

col1 : Numéro de la barre n;
 col2 : Amplitude de la tension V_m (pu);
 col3 : Angle de la tension θ (Degrés);
 col4 : Puissance active générée p_g (pu) exprimée dans la base 100 MVA du système;
 col5 : Puissance réactive générée q_g (pu);
 col6 : Puissance active consommée p_l (pu);
 col7 : Puissance réactive consommée q_l (pu);
 col8 : Conductance G shunt(pu);
 col9 : Susceptance B shunt(pu);
 col10 : Type de la barre bus_type (noeud bilan (1), noeud PV(2), noeud PQ (3));
 col11 : Puissance réactive générée maximale q_{g_max} (pu);
 col12 : Puissance réactive générée minimale q_{g_min} (pu).

Format de données des lignes :

col1 : Numéro de la barre de départ (line_from);
 col2 : Numéro de la barre d'arrivée (line_to);
 col3 : Résistance (pu);
 col4 : Réactance (pu);
 col5 : Réactance shunt (Q_{sh}) (pu);
 col6 : Rapport de transformation;
 col7 : Angle de phase du transformateur (degrés).

Format de données des machines :

col1 : Numéro de la machine;
 col2 : 2. Numéro de la barre;

col3 : Base MVA de la machine;
 col4 : Réactance de fuite x_l (pu),
 col : Résistance r_a (pu),
 col6 : Réactance synchrone d'axe d x_d (pu);
 col7 : Réactance transitoire d'axe d x'_d (pu);
 col8 : Réactance subtransitoire d'axe d x''_d (pu);
 col9 : Constante de temps transitoire du circuit ouvert sur l'axe d T'_{do} (sec),
 col10 : Constante de temps subtransitoire du circuit ouvert sur l'axe d T''_{do} (sec),
 col11 : Réactance synchrone d'axe q x_q (pu);
 col12 : Réactance transitoire d'axe q x'_q (pu);
 col13. Réactance subtransitoire d'axe q x''_q (pu);
 col14 : . Constante de temps transitoire du circuit ouvert sur l'axe T'_{qo} (sec);
 col15 : Constante de temps subtransitoire du circuit ouvert sur l'axe q T''_{qo} (sec);
 col16 : Constante d'inertie H (sec);
 col17 : Coefficient d'amortissement D (pu);

Format de données des systèmes d'excitation :

col1 : Numéro de la machine;
 col2 : Constante de temps du filtre d'entrée³ T_R ;
 col3 : Gain du régulateur de tension K_A ;
 col4 : Constante de temps du régulateur T_A ;
 col5 : Tension maximale du régulateur de tension V_{Rmax} ;
 col6 : Tension minimale du régulateur de tension V_{Rmin} ;
 col7 : Gain de l'excitatrice K_E ;
 col8 : Constante de temps de l'excitatrice T_E ; 12;
 col 9 : Gain du stabilisateur K_F ;
 col10 : Constante de temps du stabilisateur T_F .

Format de données des turbines et régulateurs de vitesse :

- col1 : Numéro de la machine;
- col2 : Constante de temps du filtre d'entrée³ T_R ;
- col3 : Gain du régulateur de tension K_A ;
- col4 : Constante de temps du régulateur T_A ;
- col5 : Tension maximale du régulateur de tension V_{Rmax} ;
- col6 : Tension minimale du régulateur de tension V_{Rmin} ;
- col7 : Gain de l'excitatrice K_E ;
- col8 : Constante de temps de l'excitatrice T_E ; 12;
- col 9 : Gain du stabilisateur K_F ;
- col10 : Constante de temps du stabilisateur T_F .

ANNEXE 2

DONNÉES DU RÉSEAU 4 MACHINES

bus=

1	1.03	18.5	7	1.61	0	0	0	0	1	5	-1
2	1.01	8.8	7	1.76	0	0	0	0	2	5	-1
3	1.03	-6.8	7.16	1.49	0	0	0	0	2	5	-1
4	1.01	-16.9	7	1.39	0	0	0	0	2	5	-1
5	0.9781	-6.1	0	0	0	0	0	2	3	0	0
6	0.95	-10	0	0	9.76	1	0	0	3	0	0
7	1.0103	12.1	0	0	0	0	0	0	3	0	0
8	0.9899	-31.8	0	0	0	0	0	3.5	3	0	0
9	0.95	-35	0	0	17.65	1	0	0	3	0	0
10	0.9876	2.1	0	0	0	0	0	0	3	0	0
11	1	-19.3	0	0	0	0	0	0	3	0	0
12	1.0125	-13.4	0	0	0	0	0	0	3	0	0
13	0.9938	-23.6	0	0	0	0	0	0	3	0	0

line=

1	7	0	0.0167	0	1	0	0	0	0		
2	10	0	0.0167	0	1	0	0	0	0		
5	6	0	0.005	0	1	0	1.2	0.8	0.02		
5	10	0.001	0.01	0.0175	1	0	0	0	0		
5	11	0.011	0.11	0.1925	1	0	0	0	0		
5	11	0.011	0.11	0.1925	1	0	0	0	0		
7	10	0.0025	0.025	0.0437	1	0	0	0	0		
3	12	0	0.0167	0	1	0	0	0	0		
4	13	0	0.0167	0	1	0	0	0	0		
8	11	0.011	0.11	0.1925	1	0	0	0	0		
8	11	0.011	0.11	0.1925	1	0	0	0	0		
8	9	0	0.005	0	1	0	1.2	0.8	0.02		
8	13	0.001	0.01	0.0175	1	0	0	0	0		
12	13	0.0025	0.025	0.0437	1	0	0	0	0		

mac_con=

1	900	0.2	0	1.8	0.3	0.25	8	0.03	1.7	0.55	0.25	0.4	0.05	6.5	1.5
2	900	0.2	0	1.8	0.3	0.25	8	0.03	1.7	0.55	0.25	0.4	0.05	6.5	1.5
3	900	0.2	0	1.8	0.3	0.25	8	0.03	1.7	0.55	0.25	0.4	0.05	6.5	1.5
4	900	0.2	0	1.8	0.3	0.25	8	0.03	1.7	0.55	0.25	0.4	0.05	6.5	1.5

exc_con=

1	0	30	0.02	10	-10	1	0.785	0.03	1
2	0	30	0.02	10	-10	1	0.785	0.03	1
3	0	30	0.02	10	-10	1	0.785	0.03	1
4	0	30	0.02	10	-10	1	0.785	0.03	1

tg_con=

1	25	0.1	0.5
2	25	0.1	0.5
3	25	0.1	0.5
4	25	0.1	0.5

pss_con=

1	1	10	0.08	0.01	0.08	0.01	0.2	-0.05
2	1	10	0.08	0.01	0.08	0.01	0.2	-0.05
3	1	10	0.04	0.02	0.1	0.01	0.2	-0.05
4	1	10	0.08	0.02	0.08	0.02	0.2	-0.05

ANNEXE 3

DONNÉES DU RÉSEAU 10 MACHINES, 39 BARRES

La figure 55 montre la topologie du réseau et la localisation géographique des ductions et les centre de consommation.

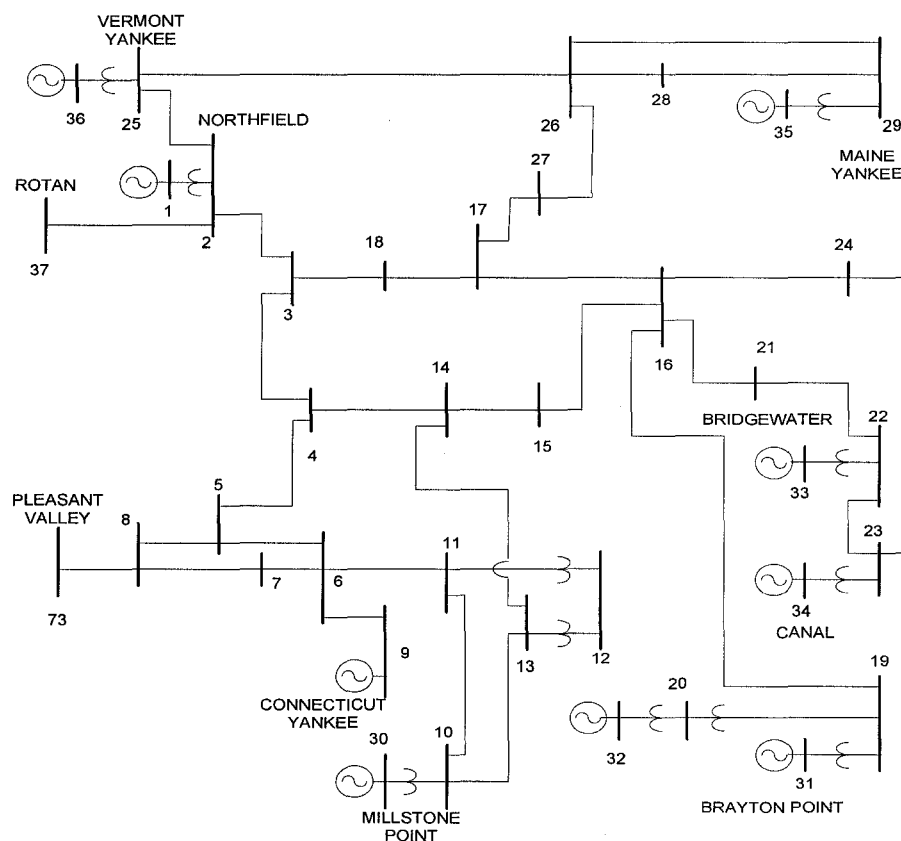


Figure 55 Topologie du réseau NPCC, 10 machines

bus=

1	1.03	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
2	0.982	9.5501	5.0451	1.3604	0.092	0.046	0	0	2	-999	999	
3	0.9831	3.2017	6.5	1.591	0	0	0	0	2	-999	999	
4	1.0123	4.6166	5.08	1.5815	0	0	0	0	2	-999	999	
5	0.9972	5.5722	6.32	0.9558	0	0	0	0	2	-999	999	
6	1.0493	6.6265	6.5	2.7614	0	0	0	0	2	-999	999	
7	1.0635	9.4696	5.6	2.3549	0	0	0	0	2	-999	999	
8	1.0278	3.1654	5.4	0.6302	0	0	0	0	2	-999	999	

line=

37	27	0.0013	0.0173	0.3216	1	0
37	38	0.0007	0.0082	0.1319	1	0
36	24	0.0003	0.0059	0.058	1	0
36	21	0.0008	0.0135	0.2548	1	0
36	39	0.0016	0.0195	0.304	1	0
36	37	0.0007	0.0089	0.1342	1	0
35	36	0.0009	0.0094	0.171	1	0
34	35	0.0018	0.0217	0.366	1	0
33	34	0.0009	0.0101	0.1723	1	0
28	29	0.0014	0.0151	0.249	1	0
26	29	0.0057	0.0625	1.029	1	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	1	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	1	0
25	26	0.0032	0.0323	0.513	1	0
23	24	0.0022	0.035	0.361	1	0
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	1	0
21	22	0.0008	0.0135	0.2548	1	0
20	33	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
20	31	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
19	1	0.001	0.025	1.2	1	0
18	19	0.0023	0.0363	0.3804	1	0
17	18	0.0004	0.0046	0.078	1	0
16	31	0.0007	0.0082	0.1389	1	0
16	17	0.0006	0.0092	0.113	1	0
15	18	0.0008	0.0112	0.1476	1	0
15	16	0.0002	0.0026	0.0434	1	0
14	34	0.0008	0.0129	0.1382	1	0
14	15	0.0008	0.0128	0.1342	1	0
13	38	0.0011	0.0133	0.2138	1	0
13	14	0.0013	0.0213	0.2214	1	0
12	25	0.007	0.0086	0.146	1	0
12	13	0.0013	0.0151	0.2572	1	0

11	12	0.0035	0.0411	0.6987	1	0
11	1	0.001	0.025	0.75	1	0
39	30	0.0007	0.0138	0	1	0
39	4	0.0007	0.0142	0	1	0
32	33	0.0016	0.0435	0	1	0
32	31	0.0016	0.0435	0	1	0
30	5	0.0009	0.018	0	1	0
29	9	0.0008	0.0156	0	1	0
25	8	0.0006	0.0232	0	1	0
23	7	0.0005	0.0272	0	1	0
22	6	0	0.0143	0	1	0
20	3	0	0.02	0	1	0
16	2	0	0.025	0	1	0
12	10	0	0.0181	0	1	0

mac_con=

1	12162	0.003	0	1.8	0.33446	0.24324	5.9	0.05	1.7392	0.30405	0.24324	1.5	0.0354	0.0782	0.54
2	610.17	0.035	0	1.8	0.42529	0.30508	6.56	0.05	1.7207	0.3661	0.30508	1.5	0.0354	0.9494	1.6
3	721.44	0.0304	0	1.8	0.38309	0.32465	5.7	0.05	1.7098	0.36072	0.32465	1.5	0.0354	0.9623	1.39
4	545.45	0.027	0	1.8	0.36	0.27273	5.4	0.05	1.6909	0.32727	0.27273	0.44	0.0354	0.7667	0.55
5	687.02	0.0295	0	1.8	0.29954	0.24046	5.69	0.05	1.7725	0.27481	0.24046	1.5	0.0354	0.1629	1.46
6	708.66	0.0224	0	1.8	0.35433	0.28346	7.3	0.05	1.7079	0.3189	0.28346	0.4	0.0354	0.9107	1.41
7	610.17	0.0322	0	1.8	0.29898	0.24407	5.66	0.05	1.7817	0.27458	0.24407	1.5	0.0354	0.3267	1.31
8	620.69	0.028	0	1.8	0.35379	0.27931	6.7	0.05	1.7379	0.31034	0.27931	0.41	0.0353	0.915	1.45
9	854.7	0.0298	0	1.8	0.48718	0.38462	4.79	0.05	1.7521	0.42735	0.38462	1.96	0.0354	0.0365	1.64
10	1800	0.0125	0	1.8	0.558	0.45	10.2	0.05	1.242	0.504	0.45	1.5	0.0352	0.3333	0.22

exc_con=

1	0	5	0.06	1	-1	-0.0485	0.25
2	0	6.2	0.05	1	-1	-0.0633	0.405
3	0	5	0.06	1	-1	-0.0198	0.5
4	0	5	0.06	1	-1	-0.0525	0.5
5	0	40	0.02	10	-10	1	0.785

6	0	5	0.02	1	-1	-0.0419	0.471
7	0	40	0.02	6.5	-6.5	1	0.73
8	0	5	0.02	1	-1	-0.047	0.528
9	0	40	0.02	10.5	-10.5	1	1.4
10	0	5	0.06	1	-1	-0.0485	0.25

tg_con=

1	25	0.1	0.5
2	24	0.1	0.5
3	22	0.15	0.55
4	26	0.08	0.52
5	20	0.11	0.5
6	23	0.12	0.48
7	28	0.05	0.35
8	18	0.1	0.6
9	25	0.2	0.45
10	25	0.1	0.5

pss_con=

1	1	10	0.08	0.01	0.08	0.01	0.2	-0.05
2	1	10	0.08	0.01	0.08	0.01	0.2	-0.05
3	1	10	0.04	0.02	0.1	0.01	0.2	-0.05
4	1	10	0.08	0.02	0.08	0.02	0.2	-0.05
5	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
6	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
7	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
8	1	10	0.08	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
9	1	10	0.05	0.01	0.05	0.02	0.2	-0.05
10	1	10	0.08	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05

ANNEXE 4

DONNÉES DU RÉSEAU 16 MACHINES, 68 BARRES

bus=

1	1.011	0	35.91	0	0	0	0	0	1	0	0
2	0.98	0	5.45	0	0	0	0	0	2	999	-999
3	0.983	0	6.5	0	0	0	0	0	2	999	-999
4	1.011	0	5.052	0	0	0	0	0	2	999	-999
5	0.997	0	6.32	0	0	0	0	0	2	999	-999
6	1.05	0	7	0	0	0	0	0	2	999	-999
7	1.063	0	5.6	0	0	0	0	0	2	999	-999
8	1.03	0	5.4	0	0	0	0	0	2	999	-999
9	1.025	0	8	0	0	0	0	0	2	999	-999
10	1.045	0	2.5	0	0	0	0	0	2	999	-999
11	1.01	0	5	0	0	0	0	0	2	999	-999
12	1	0	10	0	0	0	0	0	2	999	-999
13	1.0156	0	13.5	0	0	0	0	0	2	999	-999
14	1	0	17.85	0	0	0	0	0	2	999	-999
15	1	0	10	0	0	0	0	0	2	999	-999
16	1	0	40	0	0	0	0	0	2	999	-999
17	1	0	0	0	2.527	1.1856	0	0	3	0	0
18	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
19	1	0	0	0	3.22	0.02	0	0	3	0	0
20	1	0	0	0	5	1.84	0	0	3	0	0
21	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
22	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
23	1	0	0	0	2.34	0.84	0	0	3	0	0
24	1	0	0	0	5.22	1.77	0	0	3	0	0
25	1	0	0	0	1.04	1.25	0	0	3	0	0
26	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
27	1	0	0	0	2.74	1.15	0	0	3	0	0
28	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
29	1	0	0	0	2.48	0.85	0	0	3	0	0
30	1	0	0	0	3.09	-0.92	0	0	3	0	0
31	1	0	0	0	2.24	0.47	0	0	3	0	0
32	1	0	0	0	1.39	0.17	0	0	3	0	0

33	1	0	0	0	2.81	0.76	0	0	3	0	0
34	1	0	0	0	2.06	0.28	0	0	3	0	0
35	1	0	0	0	2.84	0.27	0	0	3	0	0
36	1	0	0	0	6.8	1.03	0	0	3	0	0
37	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
38	1	0	0	0	0.09	0.88	0	0	3	0	0
39	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
40	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
41	1	0	0	0	3.2	1.53	0	0	3	0	0
42	1	0	0	0	3.29	0.32	0	0	3	0	0
43	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
44	1	0	0	0	1.58	0.3	0	0	3	0	0
45	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
46	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
47	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
48	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
49	1	0	0	0	1.12	0	0	0	3	0	0
50	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
51	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
52	1	0	0	0	1.02	-0.1946	0	0	3	0	0
53	1	0	0	0	60	3	0	0	3	0	0
54	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
55	1	0	0	0	2.67	0.126	0	0	3	0	0
56	1	0	0	0	0.6563	0.2353	0	0	3	0	0
57	1	0	0	0	10	2.5	0	0	3	0	0
58	1	0	0	0	11.5	2.5	0	0	3	0	0
59	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
60	1	0	0	0	2.6755	0.0484	0	0	3	0	0
61	1	0	0	0	2.08	0.21	0	0	3	0	0
62	1	0	0	0	1.507	0.285	0	0	3	0	0
63	1	0	0	0	2.0312	0.3259	0	0	3	0	0
64	1	0	0	0	2.412	0.022	0	0	3	0	0
65	1	0	0	0	1.64	0.29	0	0	3	0	0

66	1	0	0	0	1	-1.47	0	0	3	0	0
67	1	0	0	0	3.37	-1.22	0	0	3	0	0
68	1	0	0	0	24.7	1.23	0	0	3	0	0

line=

17	18	0.0035	0.0411	0.6987	1	0
17	46	0.0008	0.0074	0.48	1	0
18	19	0.0013	0.0151	0.2572	1	0
18	1	0.007	0.0086	0.146	1	0
18	10	0	0.0181	0	1.025	0
19	20	0.0013	0.0213	0.2214	1	0
19	44	0.0011	0.0133	0.2138	1	0
20	21	0.0008	0.0128	0.1342	1	0
20	34	0.0008	0.0129	0.1382	1	0
21	22	0.0002	0.0026	0.0434	1	0
21	24	0.0008	0.0112	0.1476	1	0
22	23	0.0006	0.0092	0.113	1	0
22	37	0.0007	0.0082	0.1389	1	0
22	2	0	0.025	0	1.07	0
23	24	0.0004	0.0046	0.078	1	0
24	25	0.0023	0.0363	0.3804	1	0
25	46	0.0019	0.0183	0.29	1	0
26	37	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
26	39	0.0004	0.0043	0.0729	1	0
26	3	0	0.02	0	1.07	0
38	37	0.0016	0.0435	0	1.06	0
38	39	0.0016	0.0435	0	1.06	0
39	40	0.0009	0.0101	0.1723	1	0
40	41	0.0018	0.0217	0.366	1	0
41	42	0.0009	0.0094	0.171	1	0
42	43	0.0007	0.0089	0.1342	1	0
42	45	0.0016	0.0195	0.304	1	0
42	27	0.0008	0.0135	0.2548	1	0

42	30	0.0003	0.0059	0.068	1	0
43	44	0.0007	0.0082	0.1319	1	0
43	33	0.0013	0.0173	0.3216	1	0
45	36	0.0007	0.0138	0	1.06	0
45	5	0.0007	0.0142	0	1.07	0
36	4	0.0009	0.018	0	1.009	0
27	28	0.0008	0.014	0.2565	1	0
28	29	0.0006	0.0096	0.1846	1	0
28	6	0	0.0143	0	1.025	0
29	30	0.0022	0.035	0.361	1	0
29	7	0.0005	0.0272	0	1	0
31	32	0.0032	0.0323	0.531	1	0
31	8	0.0006	0.0232	0	1.025	0
32	33	0.0014	0.0147	0.2396	1	0
32	34	0.0043	0.0474	0.7802	1	0
32	35	0.0057	0.0625	1.029	1	0

mac_con=

1	12162	0.003	0	1.8	0.33446	0.24324	5.9	0.05	1.73920	0.304050	0.24324	1.5	0.0354	0.07820	0.54
2	610.17	0.035	0	1.8	0.42529	0.30508	6.56	0.05	1.72070	0.3661	0.30508	1.5	0.0354	0.9494	1.6
3	721.44	0.0304	0	1.8	0.38309	0.32465	5.7	0.05	1.70980	0.360720	0.32465	1.5	0.0354	0.9623	1.39
4	545.45	0.027	0	1.8	0.36	0.27273	5.4	0.05	1.69090	0.327270	0.272730	0.440	0.0354	0.76670	0.55
5	687.02	0.0295	0	1.8	0.29954	0.24046	5.69	0.05	1.77250	0.274810	0.24046	1.5	0.0354	0.1629	1.46
6	708.66	0.0224	0	1.8	0.35433	0.28346	7.3	0.05	1.70790	0.3189	0.283460	0.4	0.0354	0.9107	1.41
7	610.17	0.0322	0	1.8	0.29898	0.24407	5.66	0.05	1.78170	0.274580	0.24407	1.5	0.0354	0.3267	1.31
8	620.69	0.028	0	1.8	0.35379	0.27931	6.7	0.05	1.73790	0.310340	0.279310	0.410	0.0353	0.915	1.45
9	854.7	0.0298	0	1.8	0.48718	0.38462	4.79	0.05	1.75210	0.427350	0.38462	1.960	0.0354	0.0365	1.64
10	1800	0.0125	0	1.8	0.558	0.45	10.2	0.05	1.242	0.504	0.45	1.5	0.0352	0.33330	0.22
11	1065.1	0.0199	0	1.8	0.48675	0.42604	9.37	0.05	1.22490	0.479290	0.42604	1.5	0.0352	0.91060	0.52
12	1406.3	0.0103	0	1.8	0.25312	0.16875	4.1	0.05	1.72970	0.210940	0.16875	1.5	0.0352	0.00530	0.97
13	1782.2	0.022	0	1.8	0.55248	0.44554	7.4	0.05	1.69310	0.499010	0.44554	1.5	0.0355	0.17910	0.76
14	10000	0.0017	0	1.8	0.285	0.23	4.1	0.05	1.73	0.25	0.23	1.5	0.0353		1
15	10000	0.0017	0	1.8	0.285	0.23	4.1	0.05	1.73	0.25	0.23	1.5	0.0353		1
16	10112	0.0041	0	1.8	0.35899	0.27809	7.8	0.05	1.68880	0.303370	0.27809	1.5	0.0354	0.45	0.99

exc_con=

1	0	5	0.06	1	-1	-0.0485	0.25	0.04	1
2	0	6.2	0.05	1	-1	-0.0633	0.405	0.057	0.5
3	0	5	0.06	1	-1	-0.0198	0.5	0.08	1
4	0	5	0.06	1	-1	-0.0525	0.5	0.08	1
5	0	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.03	1
6	0	5	0.02	1	-1	-0.0419	0.471	0.0754	1.246
7	0	40	0.02	6.5	-6.5	1	0.73	0.03	1
8	0	5	0.02	1	-1	-0.047	0.528	0.0854	1.26
9	0	40	0.02	10.5	-10.5	1	1.4	0.03	1
10	0	5	0.06	1	-1	-0.0485	0.25	0.04	1
11	0	6.2	0.05	1	-1	-0.0633	0.405	0.057	0.5
12	0	5	0.06	1	-1	-0.0198	0.5	0.08	1
13	0	5	0.06	1	-1	-0.0525	0.5	0.08	1
14	0	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.03	1
15	0	5	0.02	1	-1	-0.0419	0.471	0.0754	1.246
16	0	40	0.02	6.5	-6.5	1	0.73	0.03	1

tg_con=

1	25	0.1	0.5
2	24	0.1	0.5
3	22	0.15	0.55
4	26	0.08	0.52
5	20	0.11	0.5
6	23	0.12	0.48
7	28	0.05	0.35
8	18	0.1	0.6
9	25	0.2	0.45
10	25	0.1	0.5
11	25	0.1	0.5
12	25	0.1	0.5
13	25	0.1	0.5
14	25	0.1	0.5

15	25	0.1	0.5
16	25	0.1	0.5

pss_con=

1	1	10	0.08	0.01	0.08	0.01	0.2	-0.05
2	1	10	0.08	0.01	0.08	0.01	0.2	-0.05
3	1	10	0.04	0.02	0.1	0.01	0.2	-0.05
4	1	10	0.08	0.02	0.08	0.02	0.2	-0.05
5	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
6	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
7	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
8	1	10	0.08	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
9	1	10	0.05	0.01	0.05	0.02	0.2	-0.05
10	1	10	0.08	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
11	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
12	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
13	1	10	0.05	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
14	1	10	0.08	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05
15	1	10	0.05	0.01	0.05	0.02	0.2	-0.05
16	1	10	0.08	0.01	0.08	0.02	0.2	-0.05

ANNEXE 5

FORMAT EMTP (HYPERMIM) DU RÉSEAU 10 MACHINES

```

BEGIN NEW DATA CASE
C File produced by HYPERSIM
ABSOLUTE TACS DIMENSIONS
      750      3375      3750      750      5000      60000      8000      8000
C DLTAT TMAX      XOPT      COPT      EPSILN  TOLMAT  TSTART
0.0002  1.0
C IOUT  IPLOT  IDOUBL  KSSOUT  MAXOUT  IPUN      MEMSAV  ICAT      NENERG  IPRSUP
      5000      1      0      0
TACS HYBRID
C end of TACS section
BLANK
C start of branch section
C BUS1  BUS2      RRRRRLLLLLLLCCCCC
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpRP
  B38a      727.02366.150.
  B38b      727.02366.150.
  B38c      727.02366.150.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpFS
  B25a      508.73284.280.
  B25b      508.73284.280.
  B25c      508.73284.280.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpUG
  B13a      369.617.30780.
  B13b      369.617.30780.
  B13c      369.617.30780.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpOY
  B14a      209.64204.630.
  B14b      209.64204.630.
  B14c      209.64204.630.
C Network no. 1 - Station B1 - Element Lp8G
  B36a      357.8793.1140.
  B36b      357.8793.1140.
  B36c      357.8793.1140.
C Network no. 1 - Station B1 - Element Lp2P
  B17a      450.88429.710.
  B17b      450.88429.710.
  B17c      450.88429.710.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpZY
  B18a      204.73183.110.
  B18b      204.73183.110.
  B18c      204.73183.110.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpX7
  B40a      102.5561.5960.
  B40b      102.5561.5960.
  B40c      102.5561.5960.
C Network no. 1 - Station B1 - Element Lp5G
  B2a      28.18437.2950.
  B2b      28.18437.2950.
  B2c      28.18437.2950.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpB7
  B35a      302.72383.920.
  B35b      302.72383.920.
  B35c      302.72383.920.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpM7
  B32a      50.8751583.20.
  B32b      50.8751583.20.
  B32c      50.8751583.20.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpJG
  B30a      82.03 35.6850.
  B30b      82.03 35.6850.
  B30c      82.03 35.6850.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpGP
  B23a      677.7 2359.50.

```

B23b	677.7 2359.50.
B23c	677.7 2359.50.
C Network no. 1 - Station B1 - Element Lp5P	
B24a	354.19280.020.
B24b	354.19280.020.
B24c	354.19280.020.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpDY	
B21a	369.33411.160.
B21b	369.33411.160.
B21c	369.33411.160.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpXG	
B27a	395.01281.560.
B27b	395.01281.560.
B27c	395.01281.560.
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L1	
L1_A L1_a	0.001
L1_B L1_b	0.001
L1_C L1_c	0.001
L1_N L1_n	0.001
C Network no. 1 - Station B1 - Element Lp2Y	
B29a	416.07104.760.
B29b	416.07104.760.
B29c	416.07104.760.
C Network no. 1 - Station B1 - Element Lp07	
B28a	567.54201.690.
B28b	567.54201.690.
B28c	567.54201.690.
C Network no. 1 - Station B1 - Element LpS3	
B26a	843.67273.880.
B26b	843.67273.880.
B26c	843.67273.880.
C	1 2 3 4 5 6 7 8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890	
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L2	
1B38a B37a	1.016211.5630.0904
2B38b B37b	0.94629.3883-0.0021.016211.5630.0904
3B38c B37c	0.94629.3883-0.0020.94629.3883-0.0021.016211.5630.0904
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L31	
1B25a B12a	1.436211.6340.0971
2B25b B12b	0.73629.3529-0.0061.436211.6340.0971
3B25c B12c	0.73629.3529-0.0060.73629.3529-0.0061.436211.6340.0971
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L29	
1B38a B13a	1.042912.4650.1289
2B38b B13b	0.93298.9373-0.0221.042912.4650.1289
3B38c B13c	0.93298.9373-0.0220.93298.9373-0.0221.042912.4650.1289
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L32	
1B12a B13a	1.04 15.92 0.1166
2B12b B13b	0.93627.673 -0.0211.071 15.87 0.1211
3B12c B13c	0.91566.314 -0.0060.93627.673 -0.0211.04 15.92 0.1166
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L30	
1B13a B14a	1.056213.88 0.1324
2B13b B14b	0.92628.23 -0.0231.056213.88 0.1324
3B13c B14c	0.92628.23 -0.0230.92628.23 -0.0231.056213.88 0.1324
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L33	
1B12a B11a	1.202917.3810.3563
2B12b B11b	0.85296.4793-0.1351.202917.3810.3563
3B12c B11c	0.85296.4793-0.1350.85296.4793-0.1351.202917.3810.3563
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L6	
1B37a B36a	1.436211.6870.0915
2B37b B36b	0.73629.3264-0.0031.436211.6870.0915
3B37c B36c	0.73629.3264-0.0030.73629.3264-0.0031.436211.6870.0915
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L28	
1B14a B15a	1.022912.3770.0915

2B14b B15b 0.94298.9816-0.0031.022912.3770.0915
 3B14c B15c 0.94298.9816-0.0030.94298.9816-0.0031.022912.3770.0915
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L26
 1B15a B16a 0.982910.5730.0489
 2B15b B16b 0.96299.88340.01840.982910.5730.0489
 3B15c B16c 0.96299.88340.01840.96299.88340.01840.982910.5730.0489
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L24
 1B16a B17a 1.009511.74 0.0816
 2B16b B17b 0.94959.29990.00211.009511.74 0.0816
 3B16c B17c 0.94959.29990.00210.94959.29990.00211.009511.74 0.0816
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L25
 1B15a B18a 1.022912.0940.0978
 2B15b B18b 0.94299.123 -0.0061.022912.0940.0978
 3B15c B18c 0.94299.123 -0.0060.94299.123 -0.0061.022912.0940.0978
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L22
 1B17a B18a 1.022912.5010.0652
 2B17b B18b 0.94298.91970.01031.022912.5010.0652
 3B17c B18c 0.94298.91970.01030.94298.91970.01031.022912.5010.0652
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L21
 1B18a B19a 1.122916.5330.207
 2B18b B19b 0.89296.9037-0.0611.122916.5330.207
 3B18c B19c 0.89296.9037-0.0610.89296.9037-0.0611.122916.5330.207
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L34
 1B11a B40a 1.036214.5340.3804
 2B11b B40b 0.93627.9028-0.1471.036214.5340.3804
 3B11c B40c 0.93627.9028-0.1470.93627.9028-0.1471.036214.5340.3804
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L20
 1B19a B40a 1.036214.5340.5915
 2B19b B40b 0.93627.9028-0.2531.036214.5340.5915
 3B19c B40c 0.93627.9028-0.2530.93627.9028-0.2531.036214.5340.5915
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L8
 1B34a B35a 1.089513.9510.2002
 2B34b B35b 0.90958.1946-0.0571.089513.9510.2002
 3B34c B35c 0.90958.1946-0.0570.90958.1946-0.0571.089513.9510.2002
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L7
 1B36a B35a 1.029511.7760.1088
 2B36b B35b 0.93959.2822-0.0121.029511.7760.1088
 3B36c B35c 0.93959.2822-0.0120.93959.2822-0.0121.029511.7760.1088
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L27
 1B14a B34a 1.022912.3950.0934
 2B14b B34b 0.94298.9727-0.0041.022912.3950.0934
 3B14c B34c 0.94298.9727-0.0040.94298.9727-0.0041.022912.3950.0934
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L9
 1B33a B34a 1.029511.8990.1094
 2B33b B34b 0.93959.2203-0.0121.029511.8990.1094
 3B33c B34c 0.93959.2203-0.0120.93959.2203-0.0121.029511.8990.1094
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L18
 1B20a B33a 0.996210.8740.0628
 2B20b B33b 0.95629.73310.01150.996210.8740.0628
 3B20c B33c 0.95629.73310.01150.95629.73310.01150.996210.8740.0628
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L19
 1B31a B20a 0.996210.8740.0628
 2B31b B20b 0.95629.73310.01150.996210.8740.0628
 3B31c B20c 0.95629.73310.01150.95629.73310.01150.996210.8740.0628
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L23
 1B16a B31a 1.016211.5630.0937
 2B16b B31b 0.94629.3883-0.0041.016211.5630.0937
 3B16c B31c 0.94629.3883-0.0040.94629.3883-0.0041.016211.5630.0937
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L5
 1B36a B39a 1.076213.5620.1712
 2B36b B39b 0.91628.3891-0.0431.076213.5620.1712
 3B36c B39c 0.91628.3891-0.0430.91628.3891-0.0431.076213.5620.1712
 C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L16

1B22a	B23a	1.009511.8110.1152						
2B22b	B23b	0.94959.2645-0.0151.009511.8110.1152						
3B22c	B23c	0.94959.2645-0.0150.94959.2645-0.0151.009511.8110.1152						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L15							
1B24a	B23a	1.116216.3030.1979						
2B24b	B23b	0.89627.0186-0.0561.116216.3030.1979						
3B24c	B23c	0.89627.0186-0.0560.89627.0186-0.0561.116216.3030.1979						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L3							
1B36a	B24a	0.989511.1570.0605						
2B36b	B24b	0.95959.59160.01260.989511.1570.0605						
3B36c	B24c	0.95959.59160.01260.95959.59160.01260.989511.1570.0605						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L17							
1B22a	B21a	1.022912.5010.1481						
2B22b	B21b	0.94298.9197-0.0311.022912.5010.1481						
3B22c	B21c	0.94298.9197-0.0310.94298.9197-0.0311.022912.5010.1481						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L4							
1B36a	B21a	1.022912.5010.1481						
2B36b	B21b	0.94298.9197-0.0311.022912.5010.1481						
3B36c	B21c	0.94298.9197-0.0310.94298.9197-0.0311.022912.5010.1481						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L13							
1B26a	B27a	1.062912.7130.141						
2B26b	B27b	0.92298.8136-0.0281.062912.7130.141						
3B26c	B27c	0.92298.8136-0.0280.92298.8136-0.0281.062912.7130.141						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L1							
1B37a	L1_A	0.208 3.184 0.0233						
2B37b	L1_B	0.18721.5346-0.0040.21423.174 0.0242						
3B37c	L1_C	0.18311.2628-0.0010.18721.5346-0.0040.208 3.184 0.0233						
1L1_A	B27a	0.832 12.7360.0933						
2L1_B	B27b	0.749 6.1384-0.0170.856812.6960.0969						
3L1_C	B27c	0.73255.0512-0.0050.749 6.1384-0.0170.832 12.7360.0933						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L11							
1B26a	B29a	1.349521.1660.5112						
2B26b	B29b	0.77954.5871-0.2131.349521.1660.5112						
3B26c	B29c	0.77954.5871-0.2130.77954.5871-0.2131.349521.1660.5112						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L10							
1B28a	B29a	1.062912.7840.1454						
2B28b	B29b	0.92298.7782-0.03 1.062912.7840.1454						
3B28c	B29c	0.92298.7782-0.03 0.92298.7782-0.03 1.062912.7840.1454						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L12							
1B26a	B28a	1.256218.4950.3945						
2B26b	B28b	0.82625.9222-0.1541.256218.4950.3945						
3B26c	B28c	0.82625.9222-0.1540.82625.9222-0.1541.256218.4950.3945						
C Network no.	1 - Station B1 - Pi Line L14							
1B25a	B26a	0.971731.6470.2692						
2B25b	B26b	0.9685-0.653-0.0920.971731.6470.2692						
3B25c	B26c	0.9685-0.653-0.0920.9685-0.653-0.0920.971731.6470.2692						
C	1	2	3	4	5	6	7	8
C	345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890							
C Network no.	1 - Station B1 - Element MP							
TRANSFORMER	9999	1.	240.56T1	188.e3				
1B6a	B6b	9.2e-50.017 18.						
2B22a		0.007111.5377199.18						
TRANSFORMER	T1		T2					
1B6b	B6c							
2B22b								
TRANSFORMER	T1		T3					
1B6c	B6a							
2B22c								
C Network no.	1 - Station B1 - Element RY							
TRANSFORMER	9999	1.	240.56T4	188.e3				
1B10a	B10b	9.2e-50.017 18.						

2B12a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T4			T5
1B10b B10c			
2B12b			
TRANSFORMER T4			T6
1B10c B10a			
2B12c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element 1S			
TRANSFORMER	1.	240.56T7	188.e3
	9999		
1B1a B1b		9.2e-50.017 18.	
2B40a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T7			T8
1B1b B1c			
2B40b			
TRANSFORMER T7			T9
1B1c Bla			
2B40c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element CP			
TRANSFORMER	1.	240.56T10	188.e3
	9999		
1B2a B2b		9.2e-50.017 18.	
2B16a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T10			T11
1B2b B2c			
2B16b			
TRANSFORMER T10			T12
1B2c B2a			
2B16c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element WY			
TRANSFORMER	1.	240.56T13	188.e3
	9999		
1B32a B32b		9.2e-50.017 345.	
2B33a		0.00711.5377132.79	
TRANSFORMER T13			T14
1B32b B32c			
2B33b			
TRANSFORMER T13			T15
1B32c B32a			
2B33c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element A1			
TRANSFORMER	1.	240.56T16	188.e3
	9999		
1B32a B32b		9.2e-50.017 345.	
2B31a		0.00711.5377132.79	
TRANSFORMER T16			T17
1B32b B32c			
2B31b			
TRANSFORMER T16			T18
1B32c B32a			
2B31c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element 2G			
TRANSFORMER	1.	240.56T19	188.e3
	9999		
1B3a B3b		9.2e-50.017 18.	
2B20a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T19			T20
1B3b B3c			
2B20b			
TRANSFORMER T19			T21
1B3c B3a			
2B20c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element X7			

TRANSFORMER	1.	240.56T22	188.e3
9999			
1B5a B5b		9.2e-50.017	18.
2B39a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T22			T23
1B5b B5c			
2B39b			
TRANSFORMER T22			T24
1B5c B5a			
2B39c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element 99			
TRANSFORMER	1.	240.56T25	188.e3
9999			
1B30a B30b		9.2e-50.017	230.
2B39a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T25			T26
1B30b B30c			
2B39b			
TRANSFORMER T25			T27
1B30c B30a			
2B39c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element 9N			
TRANSFORMER	1.	240.56T28	188.e3
9999			
1B4a B4b		9.2e-50.017	18.
2B30a		0.00711.5377132.79	
TRANSFORMER T28			T29
1B4b B4c			
2B30b			
TRANSFORMER T28			T30
1B4c B4a			
2B30c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element MY			
TRANSFORMER	1.	240.56T31	188.e3
9999			
1B7a B7b		9.2e-50.017	18.
2B23a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T31			T32
1B7b B7c			
2B23b			
TRANSFORMER T31			T33
1B7c B7a			
2B23c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element 27			
TRANSFORMER	1.	240.56T34	188.e3
9999			
1B8a B8b		9.2e-50.017	18.
2B25a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T34			T35
1B8b B8c			
2B25b			
TRANSFORMER T34			T36
1B8c B8a			
2B25c			
C Network no. 1 - Station B1 - Element CG			
TRANSFORMER	1.	240.56T37	188.e3
9999			
1B9a B9b		9.2e-50.017	18.
2B29a		0.00711.5377199.18	
TRANSFORMER T37			T38
1B9b B9c			
2B29b			
TRANSFORMER T37			T39

```

1B9c  B9a
2B29c
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C end of branch section
BLANK
C start of switch section
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C Network no. 1 - Station B1 - Pi Line L1
L1_a L1_N 0.1      0.2
L1_b L1_N 0.1      0.2
L1_c L1_N 0.1      0.2
L1_n      99.     100.
C end of switch section
BLANK
C start of source section
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C Network no. 1 - Station B1 - Element G1
59B1a      14696.938460.00141350.
59B1b
59B1c
TOLERANCES
PARAMETER FITTING      1.0
3 1      21.      1.      12162.      18.

      0.03      1.8      1.7392      0.33446      0.30405      0.24324      0.24324
5.9      1.5      0.05      0.035
1      0.0      16.562471620.3061052      0.00237855
2      0.5      0.000406120.00040612      0.00237855
3      0.5      0.000406120.00040612      0.00237855
1111111111111111
FINISH
C Network no. 1 - Station B1 - Element G9
59B9a      14696.938460.00141350.
59B9b
59B9c
TOLERANCES
PARAMETER FITTING      1.0
3 1      21.      1.      854.7      18.

      0.0298      1.8      1.7521      0.48718      0.42735      0.38462      0.38462
4.79      1.96      0.05      0.035
1      0.0      1.152047241.42703734      0.00016715
2      0.5      2.854074682.85407468      0.00016715
3      0.5      2.854074682.85407468      0.00016715
1111111111111111
FINISH
C Network no. 1 - Station B1 - Element G3
59B3a      14696.938460.00141350.
59B3b
59B3c
TOLERANCES
PARAMETER FITTING      1.0
3 1      21.      1.      721.44      18.

      0.0304      1.8      1.7098      0.38309      0.36072      0.32465      0.32465
5.7      1.5      0.05      0.035
1      0.0      1.195459481.20454173      0.00014109
2      0.5      2.409083462.40908346      0.00014109
3      0.5      2.409083462.40908346      0.00014109
1111111111111111

```


FINISH
 C Network no. 1 - Station B1 - Element G4
 59B4a 14696.938460.00141350.
 59B4b
 59B4c
 TOLERANCES
 PARAMETER FITTING 1.0
 3 1 21. 1. 545.45 18.

 0.027 1.8 1.6909 0.36 0.32727 0.27273 0.27273
 5.4 0.44 0.05 0.035
 1 0.0 0.758232770.91070260 0.00010667
 2 0.5 1.821405211.82140521 0.00010667
 3 0.5 1.821405211.82140521 0.00010667
 1111111111111111

FINISH
 C Network no. 1 - Station B1 - Element G6
 59B6a 14696.938460.00141350.
 59B6b
 59B6c
 TOLERANCES
 PARAMETER FITTING 1.0
 3 1 21. 1. 708.66 18.

 0.0224 1.8 1.7079 0.35433 0.3189 0.28346 0.28346
 7.3 0.4 0.05 0.035
 1 0.0 1.162071771.18320379 0.00013859
 2 0.5 2.366407582.36640758 0.00013859
 3 0.5 2.366407582.36640758 0.00013859
 1111111111111111

FINISH
 C Network no. 1 - Station B1 - Element G10
 59B10a 14696.938460.00141350.
 59B10b
 59B10c
 TOLERANCES
 PARAMETER FITTING 1.0
 3 1 21. 1. 1800. 18.

 0.0125 1.8 1.242 0.558 0.504 0.45 0.45
 10.2 1.5 0.05 0.035
 1 0.0 1.402473663.00534364 0.00035203
 2 0.5 6.010687296.01068729 0.00035203
 3 0.5 6.010687296.01068729 0.00035203
 1111111111111111

FINISH
 C Network no. 1 - Station B1 - Element G2
 59B2a 14696.938460.00141350.
 59B2b
 59B2c
 TOLERANCES
 PARAMETER FITTING 1.0
 3 1 21. 1. 610.17 18.

 0.035 1.8 1.7207 0.42529 0.3661 0.30508 0.30508
 6.56 1.5 0.05 0.035
 1 0.0 1.008451541.01876140 0.00011933
 2 0.5 2.037522812.03752281 0.00011933
 3 0.5 2.037522812.03752281 0.00011933
 1111111111111111

FINISH
 C Network no. 1 - Station B1 - Element G5
 59B5a 14696.938460.00141350.

59B5b
59B5c
TOLERANCES
PARAMETER FITTING 1.0
3 1 21. 1. 687.02 18.
0.0295 1.8 1.7725 0.29954 0.27481 0.24046 0.24046
5.69 1.5 0.05 0.035
1 0.0 1.093550461.14707288 0.00013436
2 0.5 2.294145772.29414577 0.00013436
3 0.5 2.294145772.29414577 0.00013436
1111111111111111
FINISH
C Network no. 1 - Station B1 - Element G7
59B7a 14696.938460.00141350.
59B7b
59B7c
TOLERANCES
PARAMETER FITTING 1.0
3 1 21. 1. 610.17 18.
0.0322 1.8 1.7817 0.29898 0.27458 0.24407 0.24407
5.66 1.5 0.05 0.035
1 0.0 0.881574991.01876140 0.00011933
2 0.5 2.037522812.03752281 0.00011933
3 0.5 2.037522812.03752281 0.00011933
1111111111111111
FINISH
C Network no. 1 - Station B1 - Element G8
59B8a 14696.938460.00141350.
59B8b
59B8c
TOLERANCES
PARAMETER FITTING 1.0
3 1 21. 1. 620.69 18.
0.028 1.8 1.7379 0.35379 0.31034 0.27931 0.27931
6.7 0.41 0.05 0.035
1 0.0 0.811443231.03632597 0.00012139
2 0.5 2.072651942.07265194 0.00012139
3 0.5 2.072651942.07265194 0.00012139
1111111111111111
FINISH
C end of source section
BLANK

BIBLIOGRAPHIE

- [1] J. P. Barret, P. Bornard, and B. Meyer, *Simulation des réseaux électriques*, Edition Eyrolles, 1997.
- [2] L. Wang, M. Klein, S. Yirga, and P. Kundur, "Dynamic Reduction of Large Power Systems for Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, pp. 889-895, 1997.
- [3] R. Podmore, "Identification of coherent generators for dynamic equivalents," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 97, pp. 1344-1354, 1978.
- [4] A. J. Germond and R. Podmore, "Dynamic aggregation of generating unit models," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 97, pp. 1060-1069, 1978.
- [5] B. Khodabakhchian, L.-A. Dessaint, and M. Lavoie, "Simulation en temps réel complètement numérique de grands réseaux de transport EHT, en vue d'analyser et de tester leurs circuits de commande et de protection," *IEEE Canadian Review*, 1999.
- [6] R. Nath and S. S. Lamba, "Development of coherency-based time domain equivalent model using structure constraints," *IEE Proceedings*, vol. 133, Pt. C, pp. 165-175, 1986.
- [7] IEEE report, "IEEE Recommended Practice for Excitation system Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std*, vol. 5-1992, 1992.
- [8] J. H. Chow, "Time scale modeling of dynamic networks with applications to power systems," *Springer-Verlag, New York*, 1982.
- [9] J. H. Chow, "New Algorithms for Slow Coherency Aggregation of Large Power Systems," in *Systems and Control Theory for Power Systems, IMA volumes in Mathematics and its Applications*, vol. 10, 1995, pp. 680-685.
- [10] P. W. Sauer, D. J. LaGesse, S. Ahmed-Zaid, and M. A. Pai, "Reduced Order Modeling of Interconnected Multimachine Power Systems Using Time-Scale Decomposition," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-2, pp. 310-319, 1987.
- [11] P. V. Kokotovic, H. K. Khalil, and J. O'Reilly, *Singular Perturbation Methods in Control Analysis and Design*. London, 1986.

- [12] R. J. Piwko et al, "Eigenvalue and Frequency-Domain Analysis of the Intermountain Power Project and WSCC Network," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-6, pp. 238-244, 1991.
- [13] Y. Mansour, "Application of Eigenanalysis to the Western North American Power System," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-6, pp. 238-244, 1991.
- [14] R. L. Cresap and J. F. Hauer, "Emergence of A New Swing Mode in the Western Power System," *IEEE Trans.*, vol. PAS-100, pp. 2037-2045, 1981.
- [15] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-6, pp. 914-921, 1991.
- [16] W. W. Price and B. A. Roth, "Large-Scale Implementation of Modal Dynamic Equivalents," *IEEE transaction*, vol. PAS-100, pp. 3811-3817, 1981.
- [17] P. Kundur, G. J. Rogers, D. Y. Wong, and M. G. Lauby, "A Comprehensive Computer Program Package for Small Signal Stability Analysis of Power Systems," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-5, pp. 1076-1083, 1990.
- [18] J. H. Chow and P. V. Kokotovic, "Time-Scale Modeling of Sparse Dynamic Networks," *IEEE Trans. Automatic Control*, vol. AC-30, pp. 714-722, 1985.
- [19] R. A. Date and J. H. Chow, "Aggregation Properties of Linearized Two-Time Scale Power Networks," *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. 38, pp. 720-730, 1991.
- [20] R. Nath, S. S. Lamba, and K. S. P. Rao, "Coherency Based System Decomposition into Study and External Area Using Weak Coupling," *IEEE Trans.*, vol. PAS-104, pp. 1443-1449, 1985.
- [21] J. Machowski, A. Cichy, F. Gubina, and P. Omahen, "External Subsystem Equivalent Model for Steady-State and Dynamic Security Assessment," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-3, pp. 1456-1463, 1988.
- [22] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*, John Wiley & Sons, Inc, 1997.
- [23] G. N. Ramaswamy, G. C. Verghese, L. Rouco, C. Vialas, and C. L. DeMarco, "Synchrony, Aggregation, and Multi-Area Eigenanalysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, pp. 1986-1993, 1995.
- [24] J. H. Chow, R. J. Galarza, P. Accari, and W. W. Price, "Inertial and Slow Coherency Aggregation Algorithms for Power System Dynamic Model Reduction," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, pp. 680-685, 1995.

- [25] R. J. Galarza, J. H. Chow, W. W. Price, A. W. Hargrave, and P. M. Hirsh, "Aggregation of Exciter Models for Constructing Power System Dynamic Equivalents," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, pp. 782-788, 1998.
- [26] R. Podmore, "A Comprehensive Program for Computing Coherency-Based Dynamic Equivalents," *Power Industry Computer Applications Conference*, pp. 298-306, 1979.
- [27] W. Price, J. H. Chow, et al, "Large-Scale System Testing of a Power System Dynamic Equivalencing Program," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-13, pp. 758-774, 1997.
- [28] W. W. Price, J. H. Chow, A. W. Hargrave, B. J. Hurysz, and P. M. Hirsch, "Large-Scale System Testing of a Power System Dynamic Equivalencing Program," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, pp. 768-774, 1998.
- [29] X. Lei, D. Povh, and O. Ruhle, "Industrial Approaches for Dynamic Equivalents of Large Power Systems," *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE 2002*, vol. 2, pp. 1036 - 1042, 27-31 Jan. 2002.
- [30] R. J. Galarza, "Power System Dynamic Equivalencing : Advanced Analysis And Improvements," PhD Thesis in *Faculty of Rensselaer Polytechnic Institute*. New York, Rensselaer Polytechnic Institute, 1996.
- [31] E. C. Housos, G. Irisarri, R. M. Porter, and A. M. Sasson, "Steady State Network Equivalents For Power System Planning Applications," *IEEE Trans.*, vol. PAS-99, pp. 2113-2120, 1980.
- [32] A. Bose, "Modeling of External Networks for On-Line Security Analysis," *IEEE Trans.*, vol. PAS-103, pp. 2117-2123, 1984.
- [33] W. F. Tinney and J. M. Bright, "Adaptive Reductions for Power Flow Equivalents," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-2, pp. 351-360, 1987.
- [34] T. L. Baldwin, L. Mili, and A. G. Phdke, "Dynamic Ward Equivalent for Transient Stability Analysis," *IEEE Trans.*, vol. PWRS-9, pp. 59-67, 1994.
- [35] G. Rogers, *Power system oscillations*, Kluwer Academic publishers, 2000.
- [36] J. R. Winkelman, J. H. Chow, B. C. Bowler, B. Avramovic, and P. V. Kokotovic, "An analysis of interarea dynamics of multimachine systems," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 100, pp. 754-763, 1981.

- [37] S. B. Yusof, G. J. Rogers, and R. T. H. Alden, "Slow coherency based network partitioning including load buses," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, pp. 1375-1381, 1993.
- [38] M. L. Ourari, L. A. Dessaint, and V. Q. Do, "Generating Units Aggregation for Dynamic Equivalent of Large Power Systems," Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2004, vol. 2, pp. 1535 - 1541, 06-10 June. 2004.
- [39] M. L. Ourari, L. A. Dessaint, and D. V. Q, "Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique," à paraître dans *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, August 2006.
- [40] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Second edition, Wiley-IEEE Press 2003.
- [41] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [42] TransÉnergie, "<http://www.transenergie-tech.com/fr/produits/hybrisim.html>".
- [43] A. Abur and H. Singh, "Time domain modeling of external systems for electromagnetic transients programs," *IEEE Trans.*, vol. PWR8-8, pp. 671-679, 1993.
- [44] A. S. Morched and V. Brandwjan, "Transmission network equivalents for electromagnetic transient studies," *IEEE Trans.*, vol. PAS-102, pp. 2984-2994, 1981.
- [45] J. ARRILLAGA and N. WATSON, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, Second edition, John Wiley & Sons, Inc, 2001.
- [46] V. Q. Do, J. C. Soumagne, G. Cybille et al, "Hypersim, An Integrated Real Time Simulator for Power Networks and Control Systems," United International Conference on Digital power System Simulators, ICPS'99, Vasteras, Sweden, 1999.
- [47] EMTP, "Electromagnetic Transient Program, Rule Book 1," May 1998.