الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Électrotechnique

Option : Réseaux Électriques

THEME

Conception dynamique de l'équivalence des réseaux électriques

Proposé et dirigé par,

Pr. SEBAA Karim

Préparé et présenté par,

BRAHIM Walid

ZAOUIDI Yacine

ملخص

في هذه الأطروحة، ونحن نطبق تحليل غير الخطية كوبمان لتتحلل التذبذب الديناميكي لنظام الطاقة في مجموعات منطقية، التي يتم تحديدها من خلال تحليل المشغل كوبمان، يجوز للمشغل لانهائية الأبعاد الخطية يمكن تعريف على وجه التحديد، ويتم تحديد قوة وسائط نظام التذبذب عن طريق التحليل الطيفي .لأي نظام ديناميكي غير الخطية لديهم .هذا يعني أنها يمكن أن تحدد مباشرة من القياسات .للمشغل كوبمان منضم إلى ملاحظتها على وجه الخصوص .يرتبط معدل التردد الزمني والنمو

تم تطبيق التحليل كوبمان أيضا .وبالتالي، فإنها يمكن اعتبار التعميم غير الخطية من إيجين وسائط نظام خطي وهذا سوف يسمح لنا لإجراء تخفيض نموذجا .للتعرف على تقلبات منطقية ومجموعات منطقية لمعدات نظام السلطة .للنظام على تطابق واسع واشتقاق السلائف لمراقبة فقدان الاستقرار عابر

Résumé

Dans cette thèse, nous appliquons l'analyse non linéaire de Koopman pour décomposer la dynamique d'oscillation d'un système d'alimentation en groupes logiques, qui sont identifiés en analysant l'opérateur de Koopman, un opérateur infini-dimensionnel linéaire qui peut être défini pour n'importe quel système dynamique non linéaire. Spécifiquement, des modes de système d'alimentation de l'oscillation sont identifiés par l'analyse spectrale de l'opérateur de Koopman lié à une chose observable particulière. Ceci signifie qu'ils peuvent être déterminés directement à partir des mesures. Elles ont un taux temporel associé de fréquence et de croissance.

En conséquence, elles peuvent être regardées comme généralisation non linéaire des eigen-modes d'un système linéarisé. L'analyse de Koopman a été également appliquée pour identifier les oscillations logiques et les groupes logiques de machines d'un système d'alimentation. Ceci nous permettra d'effectuer une réduction modèle d'un système à grande échelle et de dériver un précurseur pour surveiller la perte de stabilité passagère.

Abstract

In this thesis, we apply nonlinear Koopman analysis to decompose the swing dynamics of a power system into coherent groups, which are identified by analyzing the Koopman operator, a linear infinite-dimensional operator that may be defined for any nonlinear dynamical system. Specifically, power system modes of oscillation are identified through spectral analysis of the Koopman operator associated with a particular observable. This means that they can be determined directly from measurements.. They have an associated temporal frequency and growth rate.

Consequently, they may be viewed as a nonlinear generalization of eigen-modes of a linearized system. Koopman analysis has been also applied to identify coherent swings and coherent groups of machines of a power system. This will allow us to carry out a model reduction of a large-scale system and to derive a precursor to monitor the loss of transient stability.

Remerciement

C'est avec le plus grand honneur que nous réservons cette page en signe de gratitude et de reconnaissance à tous ceux qui nous ont aidés durant cette formation.

Avant tout, nous tenons à remercier le Bon Dieu de nous avoir gracié pour vivre, apprendre davantage et découvrir ...

On adresse nous remerciements les plus sincères à notre encadreur Mr. SEBAA Karim, pour nous avoir permis de bénéficier de son grand savoir dans le domaine.

Nous remercions également les membres du jury d'avoir accepté de juger notre travail.

On exprime ensuite une profonde gratitude, et ces mots sont pesés, à nos enseignants, de nous avoir aidé, à la réalisation de ce travail.

On adresse également nos remerciements à toute notre promos, pour son soutien moral.

Nous adressons également nos profondes considérations à tous ; qui de loin ou de près, ont aidé à la réussite de ce projet.

Nous tenons à cœur à remercier encore plus profondément nos chers parents qui nous ont fait de nous ce que nous sommes aujourd'hui. Qu'Allah, le tout puissant, leur donne santé et longue vie.

DÉDICACE

A MES **PARENTS.**
A MON **FRÈRE**, ET MA **SŒUR**.

Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter.
En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.

..... Avec toute ma tendresse.

A TOUTE MA FAMILLE.

Vous avez de près ou de loin contribué à Mon travail.
..... Affectueuse reconnaissance.

A MES AMIS ET CAMARADES DE L'UNIVERSITÉ.

JE DÉDIE CE TRAVAIL À TOUT LE PEUPLE MUSULMAN

BRAHIM Walid

DÉDICACE

A MES **PARENTS.**
A MON **FRÈRE**, ET MES **SŒURS**.

Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter.
En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie.

..... Avec toute ma tendresse.

A TOUTE MA FAMILLE.

Vous avez de près ou de loin contribué à Mon travail.
..... Affectueuse reconnaissance.

A MES AMIS ET CAMARADES DE L'UNIVERSITÉ.

JE DÉDIE CE TRAVAIL À TOUT LE PEUPLE MUSULMAN

ZAOUIDI Yacine

Table des Matières

Introduction générale……I

CHAPITRE I : Les approches d'indentification de cohérence

I.1 INTRODUCTION 1

I.2 LA REVUE DE L'IDENTIFICATION DE COHERENCE 2

I.3 LES METHODES D'IDENTIFICATION DE COHERENCE 4

I .3.1 Identification par l'analyse spectrale 4
I.3.1.1 Analyse spectrale des courbes de générateurs prédites 4
I.3.1.2 Prévision d'angles de rotor de générateurs 4
I.3.1.3 Analyse du spectre de courbes d'oscillation des générateurs prédites 6
I.3.1.4 Identification des générateurs cohérents 7

I .3.2 Identification par la méthode de koopman 8
I.3.2.1 Hypothèse de la théorie de Koopman 8
I.3.2.2 Calcule de l'opérateur de Koopman 12
I.3.2.3 Identification de la cohérence 15

I.4. CONCLUSION 15

CHAPITRE II : Modélisation dynamique des réseaux électriques

II.1 INTRODUCTION 16

II.2 LES PHENOMENES DYNAMIQUES 17

II.3 MODELE GENERAL NON-LINEAIRE 17

II.4 DEFINITION DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES 18

II.5 MODELE DYNAMIQUE DU RESEAU ELECTRIQUE 19

II.5.1 Modèle du générateur 19
II.5.1.1 Équations différentielles 20
II.5.1.2 Équations algébriques 21

II.5.2 Modèle du système d'excitation 22
II.5.3 Modèle des charges 23
II.5.4 Modèle des lignes de transport : 25
II.5.5 Modèle des transformateurs : 26
II.5.6 Modélisation des défauts : 27
II.6 REDUCTION DE LA TAILLE DU RESEAU : 28
II.6.1. Réduction d'ordre d'un réseau électrique par la méthode de Kron : 28
II.7 SYSTEME D'EQUATIONS ALGEBRIQUES ET DIFFERENTIELLES : 31
II.7.1 L'écoulement de puissance : 31
II.8. SIMULATION DYNAMIQUE ET METHODE DE RESOLUTION : 32
II.8.1 Formulation de l'écoulement de puissance : 32
II.8.2 Méthode de résolution explicite : 33
II.8.3 Calculs de l'état initial : 34
II.9 CONCLUSION : 37

CHAPITRE III : Simulation et décomposition dynamique

III.1 INTRODUCTION 39
III.2 SIMULATION DYNAMIQUE ET RESULTAT 39
III.3 RESULTATS DE LA SIMULATION DYNAMIQUE 40
III.3.1 Réseau Kundur 2-zones ,4-machines 40
III.3.1.1 Défaut court-circuit triphasé 40
III.3.1.2 Réseau New-England39 nœuds 41
III.4 DECOMPOSITION ET ANALYSE SPECTRAL 43
III.4.1 Système Deux-zones, Quatre-machines : 43
III.4.1.1 analyse spectrale avec DFT 43

III.4.1.2 Analyse de Koopman 45
III.4.1.3 Interprétation 47

III.4.2 Système 39 nœuds (New-england) :.....47
III.4.2.1 Analyse spectrale avec DFT 48
III.4.2.2 Analyse de Koopman 50
III.4.2.3 Interprétation 51

III.5 CONCLUSION……..……**52**

Conclusion générale……53

Bibliographie

Liste des Figures et des Tableaux

Figure I.1	Les deux parties qui forment le réseau entier	1
Figure I.2	Représentation du principe de l'identification de la cohérence	2
Figure II.1:	Répartition d'un réseau électrique en sous-réseaux interne et externe.	18
Figure II.2:	Le schéma de principe de la machine synchrone avec les régulations afférentes.	20
Figure II.3:	Diagramme de blocs du système d'EDA	22
Figure II.4	Schéma d'un système d'excitation IEEE type I	22
Figure II.5	Modélisation d'une charge par son admittance équivalente.	24
Figure II.6	Modèle en π d'une ligne de transmission.	25
Figure II.7	Modèle simplifié de transformateur	26
Figure II.8	Modèle en π du transformateur.	27
Figure II.9	Organigramme de la méthode de réduction "KRON".	29
Figure II.10	Organigramme générale de la simulation.	36
Figure III.1	Le réseau test Kundur 2-zones, 4-machines	39
Figure III.2	Le réseau test IEEE 39	40
Figure III.3	Variation des vitesses du rotor	41
Figure III.4	Variation des angles du rotor	41
Figure III.5	Variation des vitesses du rotor.	42
Figure III.6	Variation des angles du rotor.	42
Figure III.7	Transformée de Fourier discrète pour de la machine 1	43
Figure III.8	DFT pour la vitesse pour la machine 2.	44
Figure III.9	DFT pour la vitesse de la machine 3.	44
Figure III.10	DFT pour la vitesse de la machine 4	45
Figure III.11	DFT pour la vitesse de rotation de la machine 2.	48
Figure III.12	DFT pour la vitesse de rotationde la machine 10.	48
Figure III.13	DFT pour la vitesse de rotation de la machine 3	48

Figure III.14 DFT pour la vitesse de rotation de la machine 6 48

Figure III.15 DFT pour la vitesse de rotation de la machine 8 48

Figure III.16 DFT pour la vitesse de rotation de la machine 9. 49

Figure III.17 DFT pour la vitesse de rotation de la machine 7. 50

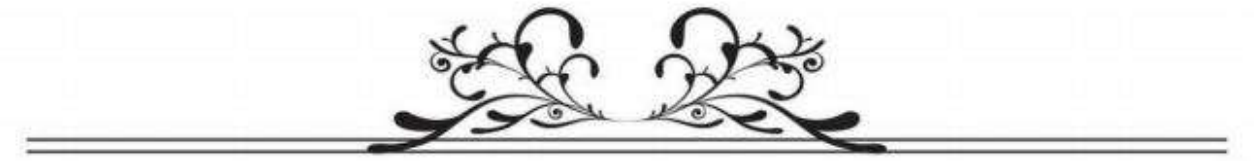
Figure III.18 DFT pour la vitesse de rotation de la machine 5. 50

Figure III.19 DFT pour la vitesse de rotationde la machine 4 50

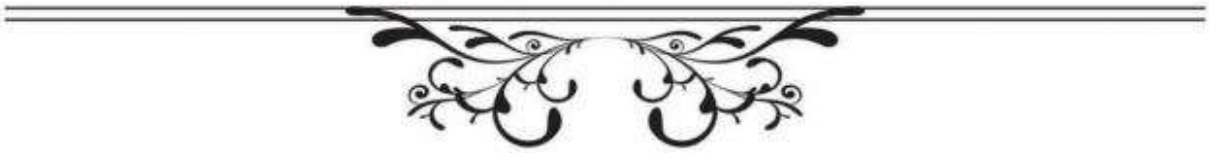
Tableau II.1 Les types des barres des réseaux éclectiques. 32

Tableau III.1 Analyse de Koopman systeme 2-zones, 4-machines. 47

Tableau III.2 Analyse de Koopman système 39 nœuds. 51



Introduction générale



Introduction Générale

Avec environ 120 ans d'existence, les réseaux électriques sont l'un des piliers les plus importants pour le développement et le bien-être des pays. En effet, la demande mondiale d'électricité augmente chaque année à échèle de taux proches de 2,1 %, ce qui signifie que tous les 35 ans, la capacité de production mondiale devrait être doublée Pour répondre à cette demande.

Par ailleurs, il est bien connu que l'instabilité des réseaux électriques entraîne des coûts extrêmement élevés. Plusieurs études prouvent que de graves conséquences pour l'économie des pays résultent de l'absence d'électricité. Pour traiter ce problème, les ingénieurs ont utilisé la modélisation et la simulation. Particulièrement, les études de stabilités qui sont devenues l'un des outils essentiels pour la planification, la conception et l'amélioration des réseaux électriques.

Cependant, 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.

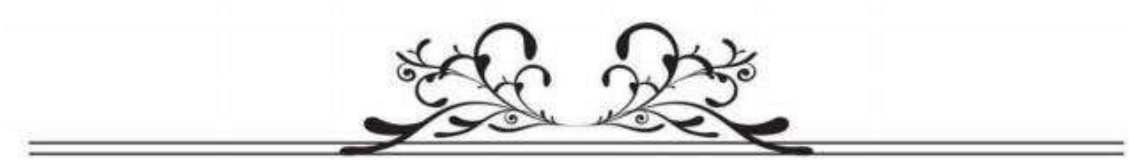
Notre projet de fin d'étude est dédié à la décomposition dynamique des réseaux électriques par des méthodes d'analyse spectrale dans le but de les représentés par des modèles dynamiques réduits appelés, équivalents dynamiques. Ces derniers sont destinés à se substituer à des parties d'un grand réseau 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 réseaux qu'ils représentent

La rédaction de notre mémoire est articulée autour de trois chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présentons les techniques d'identification de cohérence sur les réseaux électriques au but de faire des équivalant dynamique.

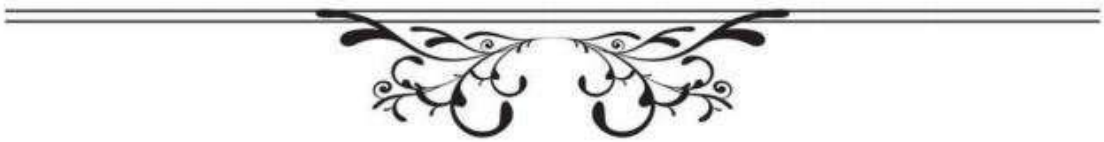
Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation dynamique des réseaux électriques, et définit les concepts et les théories relatives à la modélisation des réseaux électrique. Une grande masse d'équations seront exposées dans la deuxième section de ce chapitre afin de permettre au lecteur de comprendre le modèle non-linéaire complet du réseau. Une simulation dynamique du modèle non-linéaire est présentée la fin du chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous présenterons l'approche proposé, le problème de décomposition dynamique sera formulé ainsi que la méthode spectral utilisée dans notre approche, la méthode de Koopman est appliqué à la décomposition spectrale du réseau. Les réseaux test étudié (réseau multi machine d'IEEE 39 nœuds « New England ») ainsi que le réseau 4-générateur à 2-zone, sont également présenté. Nous allons aussi analysé le comportement dynamique des réseaux tests étudiés, avec la méthode de Fourier (**FFT**).



Chapitre I

Les approches d'identification de cohérence



I.1 Introduction

Dans l'analyse des réseaux électriques, la simulation de grand nombre des scénarios avec le modèle détaillé prend beaucoup de temps. Malgré la grande capacité des ordinateurs modernes, l'étude du comportement dynamique des grands réseaux interconnectés exige l'utilisation des équivalents dynamiques pour des parties particulières du système. Il est courant pratique de représenter ces parties par une forme réduite appelé zone externe, par la décomposition du système en un ou plusieurs zones externes.

Plusieurs études ont été menées pour simplifier la représentation des réseaux électriques, où quelques parties du réseau sont remplacées par des équivalents fictifs d'ordre réduit, ou un « réseau réduit ». De cette manière, un réseau électrique doit être divisé en deux parties :

1. « Réseau d'étude » ou « Study System » qui est d'intérêt direct, et peut inclure l'ensemble ou une partie du réseau local qui peut être représenté en détail.
2. « Réseau externe » ou « External System » qui est interconnecté au Réseau d'étude, sa configuration et ses paramètres ne peuvent être collectés par les opérateurs du réseau d'étude. Avec un réseau réduit, le réseau externe peut être modélisé par une structure beaucoup plus simple que celle du réseau réel, mais il est également nécessaire que l'équivalent simule fidèlement le même effet d'interaction du réseau externe original sur le réseau d'étude (Figure.I.1).

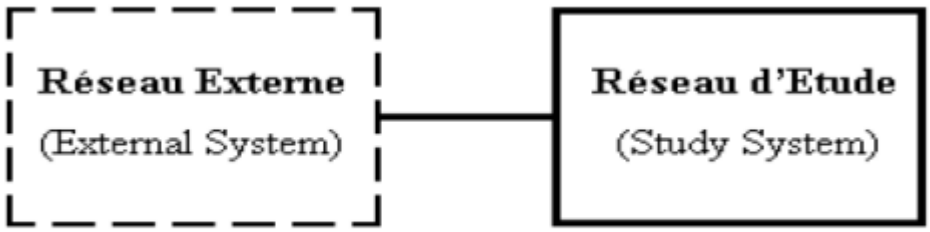


Figure I.1: Les deux parties qui forment le réseau entier.

Il existe plusieurs formes pour la décomposition des réseaux électriques, soit statique ou dynamique, la forme étudier dans cette mémoire est l'identification des générateurs cohérents pour l'analyse dynamique, avec l'utilisation de deux méthodes différentes qui sont

la décomposition par l'analyse spectrale, et la décomposition par l'analyse de Koopman, dans ce chapitre on a fourni une discussion détaillée sur ces deux méthodes.

I.2 La revue de l'identification de cohérence

Dans la simulation transitoire du réseau électrique et de l'analyse de stabilité dynamique, une approche pratique est de développer des modèles simplifiés des réseaux, Cela peut aider à diminuer le temps et les ressources requis pour les calculs afin de garantir la précision de simulation.

L'objectif principal pour une enquête de stabilité est de déterminer la réponse dynamique des générateurs et des systèmes de contrôle dans une certaine zone d'intérêt zone interne, ou raison des perturbations à l'intérieur dans cette même zone. Cependant en raison de la nature des réseaux électriques qui sont interconnectées et maillées, ces perturbations auront un impact sur les zones voisines, qui nous pouvons appeler la zone externe, qui a son tour affectera la région étudiée, D'un autre côté, ces perturbations n'auront pas un grand effet sur la dynamique du système externe, Pour cela un modèle réduit pour le system-externe peut être utilisé.

Les générateurs qui ont un fort couplage entre eux ont une tendance à s'osciller ensemble en groupes après des perturbations, et cette caractéristique, peut aider à dériver des modèles d'ordre réduit, Ce phénomène dans les réseaux électriques est appelé la cohérence, ce qui signifie que certaines machines connaissent les mêmes oscillations des angles de rotors après une certaine perturbation [1].

La méthode de réduction dynamique des modèles des réseaux électriques basée sur l'agrégation par cohérence des générateurs peut être divisée en trois étapes : l'identification de la cohérence (Figure.I.2), l'agrégation des générateurs, et la réduction du réseau. [2]

La cohérence consiste dans le fait que les angles des rotors des machines faisant partie d'un groupe cohérent soient en phase. Le principe d'identification des générateurs cohérents est donné sur la Figure I.2.

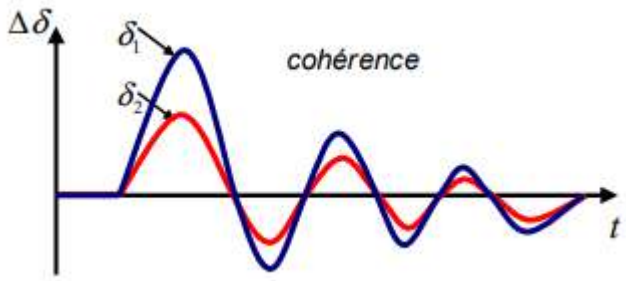


Figure I.2 : : Représentation du principe de l'identification de la cohérence [2].

Au stade de l'identification de la cohérence, les générateurs cohérents sont identifiés et regroupés. Cette procédure d'identification est simplifiée en utilisant les hypothèses suivantes :

♦ La dynamique qui ne dépend pas des générateurs peut être ignorée

♦ Les modèles classiques (de type machine synchrone, par exemple) des générateurs peuvent être utilisés.

Il existe trois méthodes d'identification de cohérence :

♦ Weak Links – la cohérence est déterminée en analysant le couplage des générateurs dans la matrice d'état. Un groupe de générateurs est identifié comme cohérent si les coefficients de couplage entre ces derniers sont élevés [3].

♦ Two Time Scale - cette méthode est basée sur la notion qu'une oscillation lente est due à deux générateurs de forte cohérence, interconnectés par des liens faibles. Les deux groupes oscillant des générateurs peuvent être facilement identifiés en utilisant le vecteur propre associé au mode d'oscillation [4].

♦ Linear Time Simulation – une méthode classique pour identifier les générateurs cohérents. La réponse dans le domaine temporel du système est réglée en comparant les angles rotoriques des générateurs pour un certain type de défaut provoqué dans le réseau électrique. Les générateurs avec des angles rotoriques qui tournent ensemble sont considérés comme cohérents [5].

I.3 Les méthodes d'identification de cohérence

I .3.1 Identification par l'analyse spectrale

I.3.1.1 Analyse spectrale des courbes de générateurs prédites

La méthode d'identification des groupes cohérents de générateurs par l'analyse spectrale est basée sur la prédiction d'angles de rotor de générateur et la technique d'analyse de spectre. Le développement en série de Taylor du modèle de système de puissance est utilisé pour prédire les angles de rotor de générateurs dans le stade précoce des transitoires.

Les valeurs prédites sont prises en tant que données d'échantillon pour l'analyse du spectre de l'algorithme **FFT "***fast fourier transform***"**[6][7].

Les spectres représentent exactement les fréquences et les amplitudes des composants correspondant ses angles de phase des courbes d'oscillation de générateurs et donc, fournissent la base pour constituer les critères de cohérence.

I.3.1.2 Prévision d'angles de rotor de générateurs

Pour un réseau de n-générateur, l'équation d'oscillation dui-ième générateur peut être exprimée comme :

$$\frac{2H_i}{\Omega}\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=1}^{n} E_i E_j \left[B_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j\right] + G_{ij}cos(\delta_i - \delta_j)] \quad \text{(I.1).}$$

i= 1,2,…, n

En supposant qu'un défaut est appliqué au système à l'instant t=0, les angles de rotor peuvent être exprimés par une expansion en série de Taylor au tour du point de fonctionnement initial comme suivant

$$\delta_i(t) = \delta_i(0)t + \delta_i^{(1)}(0)t + \delta_i^{(2)}(0)\frac{t^2}{2!} + \delta_i^{(3)}(0)\frac{t^3}{3!} + \cdots \quad \text{(I.2).}$$

i= 1, 2,…, n

Ou $\delta_i(0)$ représente l'angle du rotor a t=0, et

$$\delta_i^{(m)}(0) = \frac{d^m\delta_i}{dt^m}\Big|_{t=0} \text{ m= 1, 2,...} \quad \text{(I.3).}$$

La déviation de fréquence correspondante est :

$$\omega_i(t) = \delta_i^{(1)}(0) + \delta_i^{(2)}(0) + \delta_i^{(3)}(0)\frac{t^2}{2!} + \delta_i^{(4)}(0)\frac{t^3}{3!} + \cdots \quad \text{(I.4).}$$

Avec : i= 1, 2,…, n

Les expressions de $\delta_i^{(m)}(0)$, (m=2,3,…n) peuvent être dérivée à partir de l'équation (I.1), quand t=0 $\delta_i(0)$,(i=1,2…..n) peut être facilement obtenu à partir de l'écoulement de puissance initiale et $\delta_i^{(1)}(0) = 0$pour tout **i ,** alors que, les angles restent$\delta_i^{(m)}(0), (m = 2,3, \dots)$ peut-être successivement calculer.

Les angles du rotor $\delta_i(t_1), (i = 1,2, \dots., n)$ ou $t_1 = \Delta t$ est évaluée par équation (I.2).

Pour estimes $\delta_i(t_2), t_2 = t_1 + \Delta t,$ $\delta_i(t)$ est étendu autour de $\delta_i(t_1)$ *comme suit* :

$$\delta_i(t) = \delta_i(t_1) + \delta_i^{(1)}(t_1)(t - t_1) + \delta_i^{(2)}(t_1)\frac{(t-t_1)^2}{2!} + \delta_i^{(3)}(t_1)\frac{(t-t_1)^3}{3!} + \cdots \quad \text{(I.5).}$$

i= 1, 2,…, n

Où $\delta_i(t_1)$et $\delta_i^{(1)}(t_1)= \omega_i(t_1)$ sont calculés par équation. (I.2) et (I.4), respectivement. Les autre $\delta_i^{(m)}(t_1)$, (m = 2, 3,…) Peuvent être obtenus d'une manière similaire à celle de$\delta_i^{(m)}(0)$,

(m = 2, 3,..,.) et les expressions détaillées sont données dans la référence [8]. Ainsi,$\delta_i(t_2)$, (i = 1, 2 ,..., n) peut être prédite par l'équation (I.5).

Étape par étape, les angles du rotor$\delta_i(t_3), \delta_i(t_4)$,..., (i = I, 2,..., n) sont prédites par la même procédure, sauf que l'admittance de transfert $G_{ij} + jB_{ij}$ dans le calcul de $\delta_i^{(m)}$doit être changé lorsque le défaut est éliminer. Ces angles de rotor prédit sont pris en tant que données d'échantillon pour l'analyse du spectre.

La prédiction des angles du rotor des générateurs a été précédemment rapportée [7]. Les coefficients de la série de Taylor ne sont calculés à t = 0 [9] ou à t = 0 plus le temps d'élimination du défaut [7]. C.-à-d. Les angles de rotor sont prévus seulement par un développement en série de Taylor en une étape du système défaillant ou un développement en série de Taylor en deux étapes des systèmes défaillants et après défaut. Par conséquent, la durée d'angles prédits avec précision souhaitée est courte même jusqu'à le terme d'ordre 8 de

la série considérée. La courte durée peut être suffisent pour le calcul de stabilité transitoire par méthode de la fonction de Lyapunov [9]. Mais pour la connaissance de l'identification de la cohérence d'oscillation de générateur à court terme ne suffit pas pour déterminer la cohérence des générateurs. La méthode proposée prévoit des angles de rotor en plusieurs étapes par l'expansion en série de Taylor du système, à savoir les coefficients de la série de Taylor sont recalculés à chaque étape Δt. De cette manière, le procédé proposé peut prédire avec précision une plus longue période d'angles de rotor de procédés publiés antérieurement.

I.3.1.3 Analyse du spectre de courbes d'oscillation des générateurs prédites

La cohérence des générateurs peut être identifiés par l'analyse et la comparaison des courbes d'oscillation du générateur.

Habituellement, il est plus efficace pour analyser les formes d'ondes de courbes d'oscillation dans le domaine fréquentiel que dans le domaine temporel. Petite déférence perceptibles dans les formes d'onde dans le domaine temporel peuvent souvent être considérés comme des différences significatives dans le domaine fréquentiel. ici, la technique d'analyse de spectre sur la base de Fourier discrète et la transformation rapide (**DFFT**) est utilisé pour traiter les données d'angles de rotor prévus, qui se compose de fenêtrage, échantillonnage et de transformation.

Le fenêtrage et d'échantillonnage fournissent les données discrètes pour **FFT**. Au cours des transitoires, les courbes d'angles d'oscillation du rotor sont généralement les formes d'onde non périodiques et par conséquent la fuite de fenêtrage ne doit pas être considérée

En général, plus la fenêtre utilisé dans l'acquisition des formes d'onde, plus les informations obtenues et de l'ensemble de la bande passante des résultats de la **FFT**. Mais elle est limitée par la précision de la prédiction pour les angles de rotor. La plus basse fréquence $\mathbf{F_L}$, les spectres de fréquence ou intervalle dans le domaine fréquentiel est :

$$F_L = \Delta f = \frac{1}{T} \qquad \text{(I.6).}$$

Le nombre d'échantillons de la forme d'onde fenêtré détermine la plus haute fréquence $\mathbf{F_H}$, de spectres

$$F_H = INT\left[\frac{N-1}{2}\right]\Delta F \quad \text{(I.7).}$$

Où **INT** est la fonction de troncation et **N** est le nombre d'échantillons. La fréquence Nyquist [10] repose sur l'intervalle d'échantillonnage$\mathbf{\Delta t}$ est :

$$F_N = \frac{1}{2\Delta t} \quad \text{(I.8).}$$

Selon le théorème d'échantillonnage [10], la fréquence le Nyquist détermine la composante de fréquence la plus élevée d'une forme d'onde qui peut être défini par échantillonnage.

Un composant au-dessus de la fréquence le Nyquist est redéfini comme un alias de basse fréquence qui est la représentation d'une composante à haute fréquence d'une composante de fréquence inférieure. Depuis les alias replient et ajouter les composants existants de basse fréquence, il peut avoir un effet significatif sur l'identification de cohérence. Par conséquent, la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure à deux fois la fréquence de la composante de fréquence la plus élevée de la forme d'onde échantillonnée pour éviter l'apparition de repliement du spectre. Mais on ne peut pas toujours savoir ce que la fréquence de la composante de fréquence la plus élevée dans le signal fenêtré est, et il est également très difficile d'avoir un taux d'échantillonnage assure que deux échantillons par cycle pour tous les composants de fréquence.

Donc le repli de spectre ne peut pas être consciemment évitable. Heureusement, dans le cas présent la partie à haute fréquence du spectre d'un signal fenêtré tombe à ce qui peut être considéré comme un niveau insignifiant. La fréquence d'échantillonnage ne doit être choisi de telle sorte que plusieurs échantillons par cycle pour la composante de fréquence la plus élevée de signification. Tout repliement spectral qui se produit alors peut être ignoré.

I.3.1.4 Identification des générateurs cohérents

Après le calcul de la **FFT** de courbes d'oscillation prédites, on obtient les spectres correspondant à chaque générateur. Les courbes d'oscillation de générateur dans chaque groupe cohérent possèdent certainement spectre similaires, y compris les spectres d'amplitude et de phase spectres. Les spectres représentent précisément les fréquences et les amplitudes des composants correspondants et les angles de phase des courbes de générateurs

d'oscillation et par conséquent peut être utilisé pour constituer les critères de cohérence.

Tout d'abord, la grandeur équivalente et l'angle de phase équivalent sont définis pour chaque générateur de spectres comme suit :

$$\overline{M}_i = \sum_{j=1}^{L} \omega_j M_{ij} \quad \text{(I.9).}$$

$$\overline{\theta}_i = \sum_{j=1}^{L} \omega_j \theta_{ij} \quad \text{(I.10).}$$

Où $\overline{\boldsymbol{M}}_{\boldsymbol{i}}et\overline{\boldsymbol{\theta}}_{\boldsymbol{i}}$, sont l'amplitude équivalente et l'angle de phase équivalent de prédit courbe d'oscillation du générateur **i**, respectivement, $\boldsymbol{M}_{\boldsymbol{ij}}$, et $\boldsymbol{\theta}_{\boldsymbol{ij}}$, sont l'amplitude et l'angle de phase delà j-ième composante de fréquence du prédit courbe d'oscillation du générateur **i**, respectivement, $\mathbf{w_j}$ est le facteur de pondération de la composante de fréquence de la j-ième, et **L** est le nombre de composantes de fréquence à l'étude. Il est inutile que toutes les composantes de fréquence des spectres sont analysés comme grandeurs correspondant à des composantes de fréquence sont si petits qu'ils peuvent être négligés sans influencer les résultats. Le$\mathbf{w_1}$ facteur de pondération de la composante de fréquence principale quia la plus grande amplitude dans le spectre d'amplitude, prend une unité et les autres diminuent progressivement dans l'ordre décroissant de grandeur dans le spectre d'amplitude. Deux générateurs **i** et **j** sont classés comme cohérente si elles remplissent les conditions suivantes[11].

$$\left|\overline{M_i} - \overline{M_j}\right| \leq \varepsilon_M \quad \text{(I.11).}$$

$$\left|\overline{\theta_i} - \overline{\theta_j}\right| \leq \varepsilon_\theta \quad \text{(I.12).}$$

Où ε_M Et ε_θ sont les tolérances spécifiées.

I .3.2 Identification par la méthode de koopman

I.3.2.1 Hypothèse de la théorie de Koopman

L'analyse de Koopman (KMA) est une décomposition modale pour la dynamique non linéaire basée sur l'analyse spectrale d'un opérateur linéaire, appelé l'opérateur Koopman. Cet opérateur est défini pour tout système, linéaire ou non linéaire. Même si les éléments du système dynamique observé sont de dimension finie, l'opérateur Koopman est de dimension

infinie, et ne repose pas sur la linéarisation de la dynamique. Cette méthode est une méthode alternative pour l'identification de la cohérence, par analyse de la dynamique d'oscillation à court terme dans les systèmes électriques multi-machines. Les auteurs ont montré dans [11] par l'analyse spectrale de l'opérateur Koopman que les modes mono-fréquence peuvent être intégrés dans les dynamiques spatio-temporelles fortement non linéaires. Le calcul de la KM est applicable à la dynamique de tout système de puissance et peut être effectué sur les données en temps fini de la dynamique. Par conséquent, le KMA est adapté à l'analyse des deux sorties de simulation et des données mesurées dans des systèmes pratiques. Cette analyse de Koopman sera utilisée pour identifier les groupes de cohérence de machines, et comme une mesure de stabilité pour la dynamique du système de puissance. L'analyse théorique suivante est basée sur [12] et [13].

En considérant un système à temps continu régie par l'équation différentielle en tant que :

$$\dot{x} = f\big(x(t)\big) \qquad \text{(I.13).}$$

Où $\boldsymbol{f}$ est une fonction non linéaire. Cependant, nous sommes intéressés à des données discrètes. Pour représenter notre équation de temps discret, on définit ϕ_0^h que nous définissons comme la fonction de transition d'état pour une cartographie finie temps-h. Par conséquent, les états de notre système seront définis comme suit :

$$x[k] = x(t_k) \text{et} \quad h = t_{k+1} - t_k \qquad \text{(I.14).}$$

Avec : $x[k+1] = \Phi_0^h(x[k])$.

Nous appliquons maintenant l'opérateur de Koopman sur le système à temps discret. L'opérateur Koopman est un opérateur linéaire **U** qui agit sur une fonction scalaire-évalué à la carte dans une nouvelle fonction donnée par :

$$U(p(x)) = p\ o\ \Phi_0^h(x) \qquad \text{(I.15).}$$

Même si le système à temps discret ne peut être donnée en tant que fonction non-linéaire, l'opérateur Koopman est linéaire, mais de dimension infinie. Les fonctions propres et valeurs propres de **U** sont définies comme suit :

$$U\varphi_i(x) = \lambda_i \varphi_i(x) \quad \text{(I.16).}$$

Pour i = 1, 2, …

Pour les fonctions et constantes scalaires.

Si **x** contient des informations complètes sur les dynamiques des systèmes à une instante de temps, nous définissons un vecteur de valeurs d'observables **p (x)** qui est un vecteur des variables, tels que les angles de rotor, vitesse, tensions, ... Utilisant l'opérateur Koopman, les auteurs dans [11] ont démontré que si la condition initiale $\mathbf{x_0}$ est sur-attracteur, puis **p (x)** peut être exactement représentés comme suit :

$$P(x) = \sum_{j=1}^{\infty} \varphi_j(x) v_j + \begin{bmatrix} \int_0^{2\pi} e^{i\theta} dE(\theta) p_1(x) \\ \vdots \\ \int_0^{2\pi} e^{i\theta} dE(\theta) p_u(x) \end{bmatrix} \quad \text{(I.17).}$$

Où $u$est le nombre d'observables.

La fonction $\boldsymbol{E(\theta)}$est une mesure spectrale continue, complexe. Le premier terme de la partie droite, représente la contribution du spectre discrets de U et décrit le comportement quasi-périodique de l'évolution temporelle de l'observable. Alternativement, l'autre terme décrire le comportement apériodique de **P (x).**

L'expérience pratique suggère que la dynamique observée d'un système de puissance n'a pas spectre continu dans le domaine de fréquence, et montre un nombre fini de spectres discrets dans le domaine de fréquence inverse. Par conséquent, en négligeant la partie du spectre continu de U, la dynamique peuvent être représentés par :

$$P(x) = \sum_{j=1}^{\infty} \varphi_j(x) v_j \quad \text{(I.18).}$$

Les fonctions φ_j seront appelées fonctions propres Koopman et λ_j comme valeurs propres Koopman.

Nous pensons que de l'expression de la fonction P ($\underline{x}$) comme une combinaison linéaire des fonctions propres $\underline{\varphi_i(x)}$ de U, et$\underline{v_j}$ sont les coefficients de vecteur de

l'expansion. Les vecteurs $\underline{v_j}$ sont appelés modes Koopman. L'itération de $\underline{\mathbf{x_o}}$ (**I.18**) peut être donnée par :

$$\text{P ([k+1]) } = \sum_{j=1}^{\infty} U^k \varphi_j(x_o) v_j = \sum_{j=1}^{\infty} \lambda_j^k \varphi_j(x_o) v_j \qquad \text{(I.19).}$$

Pour un système évoluant sur-attracteur, les valeurs propres Koopman se trouvent toujours sur le cercle unité. Cependant, pour la dynamique hors attracteur, les valeurs propres Koopman λ_j caractérisent le comportement temporel du mode correspondant Koopman v_j: la phase de λ_j la fréquence et détermine la grandeur détermine le taux de croissance.

Par exemple, nous allons appliquer l'analyse du Koopman sur les systèmes linéaires, qui sont généré par une fonction de mappage linéaire donnée par l'équation suivante :

$$f(\underline{x}) = \underline{Ax} \qquad \text{(I.20).}$$

Il peut être prouvé que les valeurs propres de A sont les mêmes valeurs propres de U et de vecteurs propres de sont liés aux vecteurs propres de ainsi. Laissez λ_j et v_j de représenter les valeurs et vecteurs propres, respectivement. Ensuite, nous avons les suivants :

$$\underline{A v_j} = \underline{\lambda_j \ v_j} \qquad \text{pour j = 1, …, n} \qquad \text{(I.21).}$$

Soit w_j les vecteurs propres définis pour l'adjoint A^*de telle sorte que $A^* w_j = \lambda_j \ w_j$

Ensuite, nous définissons fonction scalaire à valeur

$$\varphi_j(\underline{x}) = < \underline{x}, w_j > \qquad \text{Pour j=1,…, n} \qquad \text{(I.22).}$$

Où $< \underline{x}, w_j >$, désigne le produit scalaire des deux vecteurs.

Ensuite, en appliquant l'opérateur linéaire, U, dans (I.21) on obtient :

$$U\varphi_j(\underline{x}) = \varphi_j(\underline{Ax}) \qquad \text{(I.23).}$$

Prenant en considération (I.9), et de la propriété (I.23) nous dérivons, respectivement (I.24) et (I.25).

$$U\varphi_j(\underline{x}) = < x\ , \underline{A}^* \underline{w_j} > \quad \text{(I.24).}$$

$$\varphi_j(\underline{x}) = \lambda_j < \underline{x}\ , \underline{w_j} > = \lambda_j \varphi_j(\underline{x}) \quad \text{(I.25).}$$

Nous pouvons conclure que $\varphi_j(x)$sont les fonctions propres de valeurs propres U, avec λ_j.

Maintenant, nous pouvons écrire le texte suivant :

$$\underline{x} = \sum_{j=1}^{n} < \underline{x}, \underline{w_j} > \underline{v_j} = \sum_{j=1}^{n} \varphi_j(\underline{x}) \underline{v_j} \quad \text{(I.26).}$$

Ce qui démontre que pour les systèmes linéaires, les modes Koopman coïncident avec les vecteurs propres de A.

I.3.2.2 Calcule de l'opérateur de Koopman

Nous allons supposer que, pour tout Etat $\underline{(x),}$ nous pouvons mesurer un vecteur des valeurs observables $\underline{P\ (x)}$. La méthode utilisée est la méthode Arnoldi qui est couramment utilisé pour les systèmes linéaires. Nous montrons que, lorsque le procédé mentionné ci-dessus est appliquée à des systèmes non linéaires, il sera en fait produire des approximations de valeurs propres de l'opérateur Koopman.

Pour un système linéaire défini comme :

$$\underline{x}_{k+1} = \underline{A x}_k \quad \text{(I.27).}$$

Où x est de dimension, et n est si grand que nous ne pouvons pas calculer les valeurs propres de A directement.

Une méthode commune de calcul des estimations des valeurs propres est la méthode de Krylov. Le procédé commence par le calcul à partir d'une itération $x0$ de vecteur initial. Après m- 1 itérations, nous obtiendrons un groupe de m vecteurs qui couvrent l'espace de Krylov engendré par $\{x_0, Ax_0, A^2x_0, \ldots, A^{m-1}x_0\}$┤ Nous trouvons alors une approximation pour les valeurs et vecteurs propres en projetant A sur le sous-espace de dimension m en bas

de classement. Si nous construisons les vecteurs de la sous-espace dans une matrice $\boldsymbol{x}\times\mathbf{m}$ nous obtenons :

$$K=[x_0, Ax_0, \dots, A^{m-1}x_0] \quad \text{(I.28).}$$

$$=[x_0, x_1, \dots, x_{m-1}] .$$

Nous allons maintenant considérer deux cas, le premier est un cas particulier où le $m^{ème}$ itération est une combinaison linéaire des vecteurs précédents, peut être écrit sous la forme :

$\underline{x}_m=\underline{A}\,\underline{x}_{m-1}$

$= c_0\underline{x}_0 + c_1\underline{x}_1 + \dots + c_{m-1}\underline{x}_{m-1} = \underline{Kc}$ (I.29).

Où $c = (c_0, c_{1,\dots,} c_{m-1})^T$

Ensuite, nous avons :

$$\underline{AK} = \underline{KC} \quad \text{(I.30).}$$

Où C est appelé une matrice compagnon donnée par :

$$\underline{C}=\begin{bmatrix} 0 & 0 & & 0 & c_0 \\ 1 & 0 & \cdots & 0 & c_1 \\ 0 & 1 & & 0 & c_2 \\ \vdots & & \ddots & \vdots & \\ 0 & 0 & \cdots & 1 & c_{m-1} \end{bmatrix}, \quad \text{(I.31).}$$

Nous trouvons peut écrire la matrice de Compagnon en utilisant ses valeurs et vecteurs propres comme suit :

$$\underline{C} =\underline{T}^{-1}\underline{\Lambda}\,\underline{T} \quad \text{(I.32).}$$

Où les vecteurs propres sont les colonnes de$\underline{T}^{-1}$et les valeurs propres sont les termes diagonaux de la matrice $\underline{\Lambda}$. Nous définissons $\underline{v}$que les colonnes deV = K T^{-1}.

A été montré dans [14] que les valeurs propres de C sont un sous-ensemble des valeurs propres de A. Elle peut également être vérifiée de façon que $\underline{v}$=$\underline{K}$ soit un vecteur propre de A, avec valeur propre λ, où a est défini comme

$$\underline{Ca} =\underline{\lambda a}, \quad \text{(I.33).}$$

Le deuxième cas qui est le cas général - lorsque la m^{éme} itération est pas une combinaison linéaire des itérations précédentes, nous avons à la place de l'égalité un résiduelle, définie comme

$$\underline{r}=\underline{x}_m - \underline{Kc} \qquad \text{(I.34).}$$

Ce résidu peut être minimisé en choisissant c conséquence de céder$\underline{r}$à être orthogonale par rapport à la durée$\{x_0, x_1, .., x_{m-1}\}$, T, les valeurs propres dans ce cas sont des approximations des valeurs propres de A, appelés valeurs Ritz, et les vecteurs propres approximative correspondante, sont donnés par $\underline{v}= \underline{Ka,}$ appelés vecteurs Ritz.

Maintenant, pour le cas d'un système non linéaire, compte tenu d'un ensemble de données$\{x_0, x_1, \dots, x_{m-1}\}$, et le λj ῦj être les valeurs empiriques Ritz et des vecteurs de cette séquence. Puis :

$$\underline{x}_k = \sum_{j=1}^{m} \lambda_j^k \; v_j \quad \text{pour} \quad k = 0,\dots, m-1 \qquad \text{(I.35).}$$

$$\underline{x}_m = \sum_{j=1}^{m} \lambda_j^m \; v_j + \underline{r} \qquad \text{(I.36).}$$

Nous pouvons écrire K comme suit :

$$\underline{K} = [x_0, x_1, \dots, x_{m-1}] = [v_1, v_2 \dots \; v_m] \begin{bmatrix} 1 & \lambda_1 & \lambda_1^2 & \cdots & \lambda_1^{m-1} \\ 1 & \lambda_2 & \lambda_2^2 & \cdots & \lambda_2^{m-1} \\ & \vdots & & \ddots & \vdots \\ 1 & \lambda_m & \lambda_m^2 & \cdots & \lambda_m^{m-1} \end{bmatrix} \qquad \text{(I.37).}$$

Donc :

$\underline{K} = \underline{V \check{T}.}$

La matrice la plus à droite est la matrice de Vandermonde, qui diagonalise la matrice complémentaire C définis en (**I.33**) aussi longtemps que les valeurs propres sont distinctes. Cela signifie t est exactement dans la matrice T (**I.34**), et donc, $\underline{K} = \underline{V \check{T}}$

La comparaison de l'expansion (**I.21**) avec $[(x_k)]$ dans (**I.25**), nous pouvons voir que les valeurs empiriques Ritz λj, et les vecteurs ῦj comporter semblable aux valeurs propres λj et modes ῦj de U, mais pour une somme finie à la place d'un infini.

Si $r = 0$, alors autant que les données qui la concernent, les modes approximatives sont in différenciables des véritables valeurs et modes de U Koopman, avec une expansion

constituée d'un nombre fini des termes. Si $r \neq 0$, alors les valeurs λj sont des approximations des vraies valeurs propres ῦj sont des approximations de Koopman vj avec un facteur d'échelle de $\varphi_j(x_0)$.

I.3.2.3 Identification de la cohérence

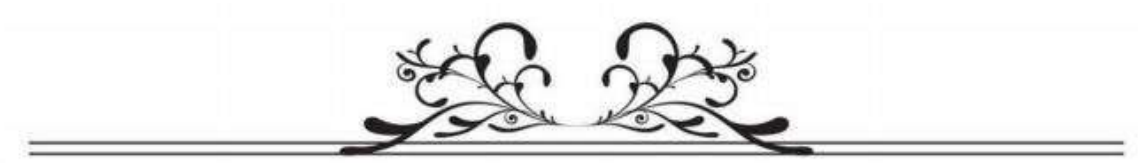
En utilisant les résultats de l'analyse de Koopman, il est possible d'identifier les groupes de machines cohérentes. Nous pouvons dire qu'un groupe de machines I={1, …, p} est cohérent par rapport au mode j, si le j^{th} Koopman composantes de mode sont égaux pour tous $i \in I$. Ensuite, pour l'identification cohérente pour le mode j , il suffit de vérifier à la fois l'amplitude et les angles pour les Koopman composants de mode correspondant [15].

Numériquement, il suffit de machines de groupe avec des semblables (pas exactement égales) composants en mode Koopman, comme un ensemble de machines cohérentes. Les composantes de mode Koopman décrivent le comportement de chaque machine par rapport à la fréquence d'oscillation. Par conséquent, on peut considérer que les machines avec des entrées similaires pour le KM connaissent des comportements similaires, et par conséquent, ils sont cohérents par rapport à ce mode.

I.4. Conclusion

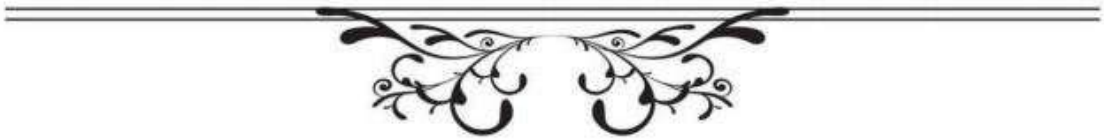
La méthode de réduction dynamique des modèles des réseaux électriques basée sur l'agrégation par cohérence des générateurs peut être divisée en trois étapes : l'identification de la cohérence, l'agrégation des générateurs, et la réduction du réseau.

Deux méthodes différentes pour l'identification de cohérence ont été développées dans ce chapitre, la méthode par l'analyse spectrale est appliquée sur les variations des angles de rotor, lorsque la décomposition par l'analyse de modes de koopman est appliquée sur tous les observables du system.



Chapitre II

Modélisation dynamique des réseaux électriques



II.1 Introduction

Un grand réseau électrique (appelé aussi système de puissance) se compose d'éléments (générateurs, transformateurs, lignes...), plus ou moins nombreux selon la taille du réseau, interconnectés, formant un système complexe capable de générer, de transmettre et de distribuer l'énergie électrique à travers de vastes étendues géographiques. Un modèle mathématique typique non-réduit d'un "grand" système peut contenir jusqu'à 15000, voire plus, variables d'état [36]. Ainsi, les systèmes de puissance modernes sont caractérisés par taille et complexité croissantes. Plus la dimension d'un système de puissance augmente, plus les processus dynamiques et l'analyse des phénomènes physiques sous-jacents sont complexes. Outre leur taille et leur complexité, les systèmes de puissance présentent un comportement non-linéaire et variant dans le temps. De nos jours, cette complexité structurelle affecte de plus en plus l'évolution des problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés.

L'étude de la performance dynamique d'un système de puissance est très importante pour les opérateurs du système (point de vue économique) et la société en général (point de vue de fiabilité). Ce chapitre vise à présenter la modélisation des réseaux électriques et les méthodes mathématiques utilisées dans l'étude du système. D'abord, nous expliquerons quelques aspects de l'écoulement de puissance et de modélisation des principaux éléments qui composent les réseaux électriques comme la ligne, le transformateur, le générateur et la charge. Ensuite, nous présenterons les méthodes mathématiques utilisées la simulation comme la méthode de Newton-Raphson, la réduction de Kron et les méthodes numériques pour résoudre les équations différentielles.

Majoritairement, pour établir un modèle de réseau électrique pour les études dynamiques, on tient compte uniquement des équipements en activité pendant la plage temporelle du phénomène dynamique considéré. Le résultat est donc le modèle de connaissance complet du système : il se compose d'équations différentielles ordinaires non-linéaires et d'équations algébriques.

Les modèles présentés dans ce chapitre concernent les éléments suivants :

- Les unités de production : générateurs électriques, systèmes d'excitation, turbines et systèmes de contrôle associés.

- Les transformateurs et les lignes de transmission du réseau de transport.
- Les charges pour la partie consommation.
- Les défauts appliqués comme perturbation.

II.2 Les phénomènes dynamiques

Dans un système de puissance, une grande variété de phénomènes dynamiques différents est susceptible de se produire. Ces phénomènes dynamiques ont des caractéristiques et des origines physiques diverses et se produisent dans des plages de temps différentes.

Un phénomène dynamique est généralement initié par une perturbation, une action d'un contrôleur, une manœuvre de protection, etc. Selon le niveau de la perturbation d'origine, nous pouvons distinguer deux classes de phénomènes dynamiques :

Les "petites" perturbations. Il s'agit de fluctuations normales, de faible amplitude, des grandeurs électriques ou mécaniques ; (par exemple, variation continue de charge). Ces phénomènes se manifestent habituellement dans le système par de faibles oscillations transitoires souvent peu amorties.

Les "grandes" perturbations. Ce type de perturbation correspond, par exemple, à un court-circuit sur une ligne de transport, à la perte d'un générateur... etc. Elles induiront par contre des oscillations importantes.

II.3 Modèle général non-linéaire

Un réseau électrique, selon la définition d'IEEE [16], [17], se compose d'un ou plusieurs générateurs, consommateurs, lignes de transmission et tous les appareils liés au réseau. Les régulateurs de tension et de vitesse sont considérés comme des parties intégrantes du réseau.

Pour cette étude et pour des raisons de simplification de calcul, le réseau est composé de :

- Charges statiques.
- Lignes de transmission.
- Générateurs synchrones.

La représentation de ces composants sera d'abord exposée, ensuite, l'équation du réseau sera définie. Le réseau sera représenté par une matrice d'admittance constante. La taille du réseau sera réduite pour obtenir la matrice d'admittance finale.

II.4 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 II.1: 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.

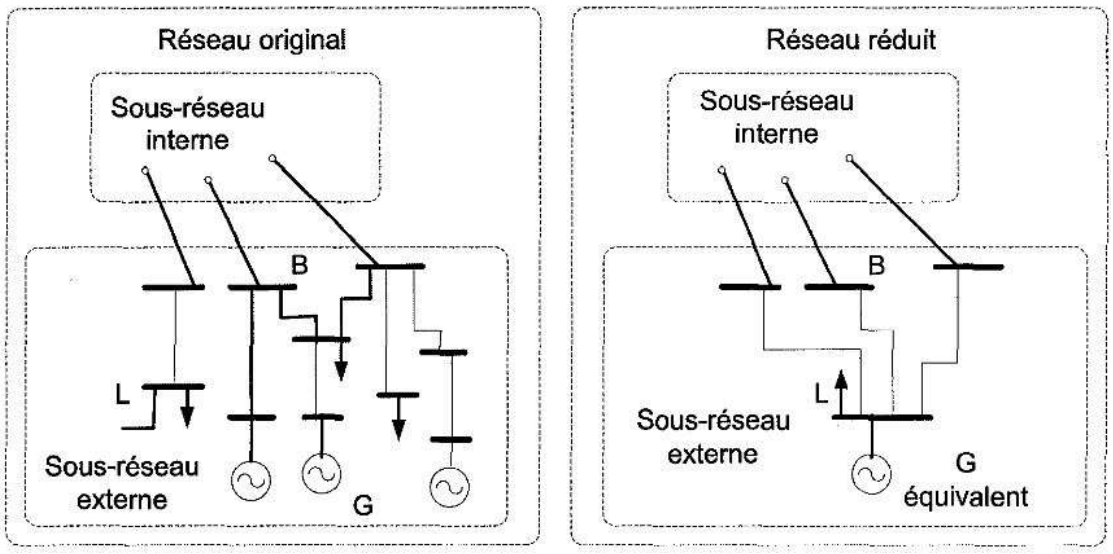


Figure II.1 : Répartition d'un réseau électrique en sous-réseaux interne et externe.

On distingue, dans la littérature, deux types d'équivalents, dépendamment de la connaissance ou non de la configuration du sous-réseau externe [18]. 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 mémoire.

Par ailleurs, la réduction d'un réseau peut se faire de trois façons différentes [12]. 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 nœuds 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 nœuds en faisant appel aux méthodes de réduction nodales telles que la réduction de Kron, la méthode Ward [19] et la méthode du réseau radiale équivalent indépendant(REI) [20].

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.

II.5 Modèle dynamique du réseau électrique

II.5.1 Modèle du générateur

Les générateurs synchrones participent de façon extrêmement importante aux phénomènes dynamiques et à la qualité globale de l'alimentation en énergie. Il est donc nécessaire de développer des modèles pratiques et réalistes des machines synchrones.

Le schéma de principe de la machine synchrone avec les régulations afférentes est présenté dans la Figure **II.2** suivante :

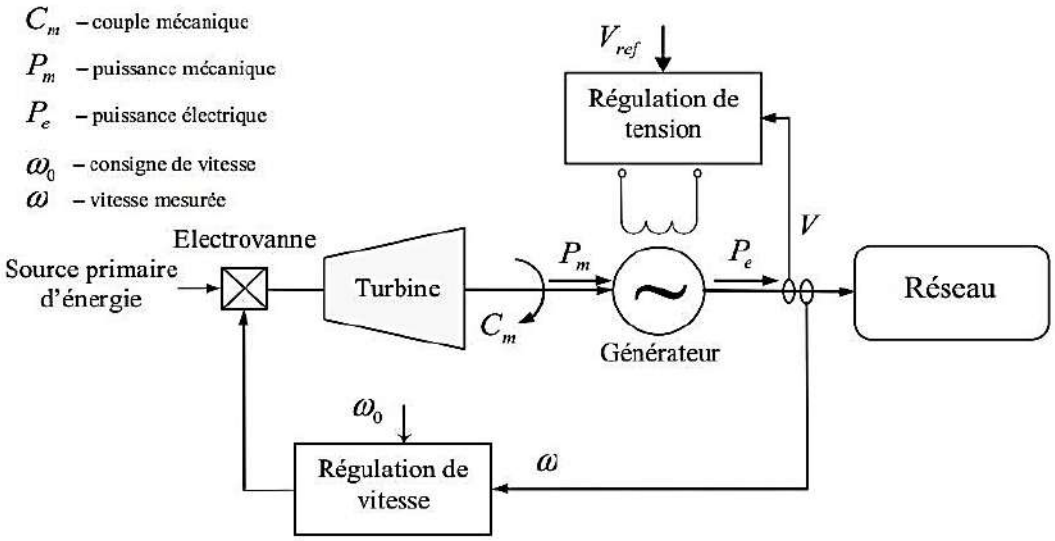


Figure II.2 : Le schéma de principe de la machine synchrone avec les régulations afférentes.

La modélisation des machines synchrones se fait suivant la théorie classique de PARK [15], [21].II existe plusieurs modèles pour le générateur, allant du plus simple qui est le modèle mécanique au plus complexe celui du huitième ordre. L'ordre du modèle est défini selon le nombre d'équations dynamiques qui le décrivent. Dans cette étude, nous avons considéré le modèle détaillé du quatrième ordre de la machine synchrone pour l'étude des oscillations électromécaniques.

On admet dans ce qui suit les hypothèses suivantes :

1. la saturation, l'hystérésis et les courants de Foucault dans le fer sont négligeables.
2. les forces électromotrices correspondant aux enroulements du stator sont à répartition spatiale sinusoïdale.
3. la mutuelle CANAY est négligée.
4. Toutes les résistances sont négligées
5. L'effet des amortisseurs est négligé.
6. L'angle mécanique du rotor coïncide avec l'angle de la tension interne du générateur.

II.5.1.1 Équations différentielles

Pour un réseau avec générateurs, les équations différentielles qui caractérisent la dynamique de la machine synchrone pour le modèle détaillé du quatrième ordre à «**deux axes**» s'expriment comme suit [22] :

$$M_i \frac{dw_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad \textbf{(II.1)}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad \textbf{(II.2)}$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{T_{Mi}}{M_i} - \frac{[E'_{qi} - X'_{di} I_{di}] I_{qi}}{M_i} - \frac{[E'_{di} + X'_{qi} I_{qi}] I_{di}}{M_i} - \frac{D_i(\omega_i - \omega_s)}{M_i} \quad \textbf{(II.3)}$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = -\frac{E'_{qi}}{T'_{doi}} - \frac{(X_{di} - X'_{di}) I_{di}}{T'_{doi}} + \frac{E_{fdi}}{T'_{doi}} \quad \textbf{(II.4)}$$

$$\frac{dE'_{di}}{dt} = -\frac{E'_{di}}{T'_{qoi}} + \frac{(X_{qi} - X'_{qi}) I_{qi}}{T'_{qoi}} \quad \textbf{(II.5)}$$

II.5.1.2 Équations algébriques

Les équations algébriques du stator, sous forme polaire, sont données par les expressions suivantes [22] :

$$E'_{di} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{di} + X'_{qi} I_{qi} = 0 \quad \textbf{(II.6)}$$

$$E'_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{qi} + X'_{di} I_{di} = 0 \quad \textbf{(II.7)}$$

Par ailleurs, les équations qui décrivent un réseau électrique, après une réduction de Kron, sont énoncées comme suit [22] :

$$(I_{di} + jI_{qi}) e^{j\left(\delta_i - \frac{\pi}{2}\right)} = \sum_{k=1}^{n} V_k e^{j\delta_k} Y'_{ik} e^{j\alpha'_{ik}} \qquad \text{i=1…, m} \quad \textbf{(II.8)}$$

Ou les éléments $\boldsymbol{ii}$ et $\boldsymbol{ik}$ de la matrice d'admittance sont :

$$Y'_{ik} e^{j\alpha'_{ik}} = Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} \quad \textbf{(II.9)}$$

$$Y'_{ii} e^{j\alpha'_{ik}} = Y_{ii} e^{j\alpha_{ik}} + Y_L \quad \textbf{(II.10)}$$

Le vecteurY_L, qui modélise les charges sous forme d'admittances, est calculé avec l'équation (**II.17**).

Les éléments qui composent le système de puissance ainsi que les interactions sont représentées par le diagramme de blocs suivant (**Figure II.3**) :

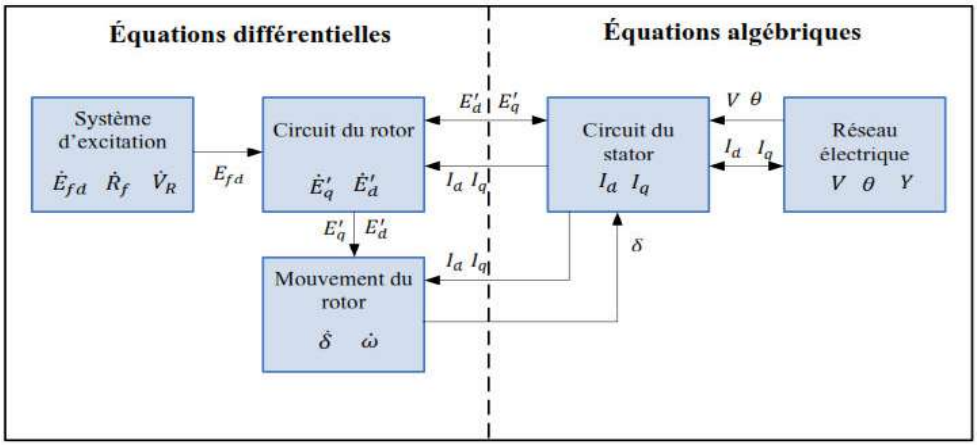


Figure II.3 : Diagramme de blocs du système d'EDA

II.5.2 Modèle du système d'excitation

Il existe plusieurs types de systèmes d'excitation, mais généralement, ils sont classifiés en trois catégories : à courant continu, à courant alternatif et statique.

La **figure II.4**[23] présente le schéma d'un système d'excitation IEEE type I, utilisé dans le cadre de ce projet :

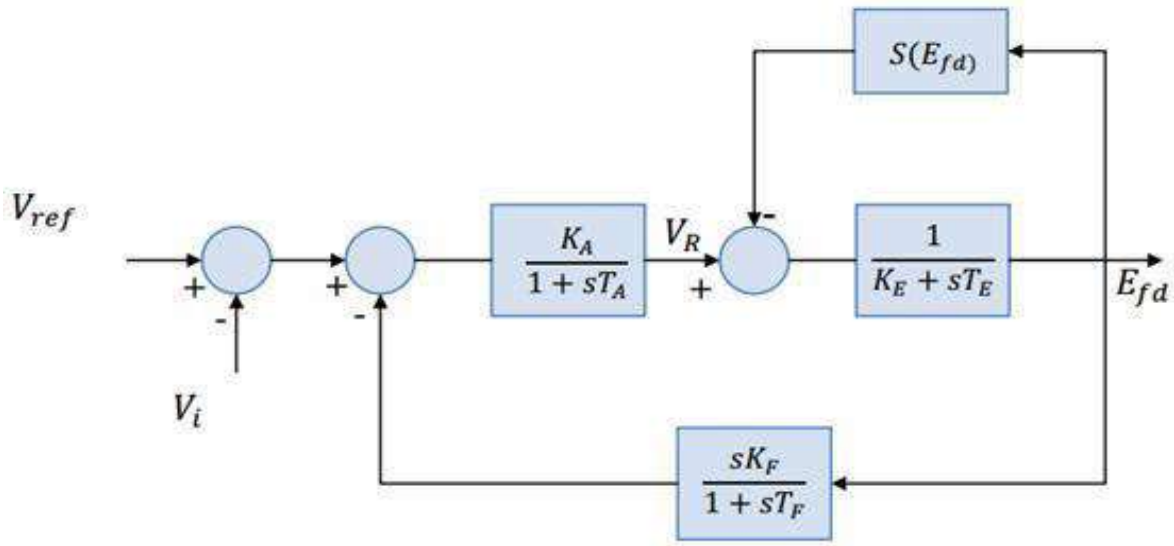


Figure II.4 : Schéma d'un système d'excitation IEEE type I[23].

Bien qu'il existe des modèles d'excitation plus spécialisés qui peuvent représenter le fonctionnement d'un type de système de façon plus stricte, ce modèle d'excitation convient particulièrement aux études de la stabilité dynamique, en fonction des valeurs de ses constantes, il peut représenter différents types de système d'excitation [24].

Le modèle du système d'excitation IEEE type I, est donné par les équations [25] :

$$\mathrm{T_{Ei}}\frac{dE_{fdi}}{dt} = -\left(K_{Ei} + S_{Ei}\left(E_{fdi}\right)\right)E_{fdi} + V_{Ri}i \tag{II.11}$$

$$\mathrm{T_{fi}}\frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{fi}}{T_{fi}}E_{fdi} \tag{II.12}$$

$$\mathrm{T_{Ai}}\frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai}R_{Fi} - \frac{K_{Ai}K_{fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} + K_{Ai}(V_{refi} - V_i) \tag{II.13}$$

i=1,..., m

La fonction $S_{Ei}(E_{fdi})$ représente la saturation du système d'excitation et est donnée sous la forme suivante :

$$S_{Ei}\left(E_{fdi}\right) = A_i e^{B_i E_{fdi}} \tag{II.14}$$

Où A et B sont des constantes.

II.5.3 Modèle des charges

En conséquence, lorsque les systèmes de puissance sont analysés, seuls les réseaux et les sous-réseaux de transport sont modélisés, tandis que les réseaux de distribution ne le sont habituellement pas : ils sont simplement remplacés par des charges équivalentes. [26].

Les caractéristiques des charges ont une influence importante sur la stabilité et la dynamique du système. En raison de la complexité et la variation continuelle des charges et de la difficulté d'obtenir des données précises sur leurs caractéristiques, une modélisation précise des charges est très difficile. Ainsi, des simplifications sont indispensables selon le but de l'étude demandée. Pour les études de stabilité dans lesquelles la gamme de temps considérée est de l'ordre de 10 secondes après la perturbation, les modèles de charges les plus utilisés sont

généralement des modèles statiques. Le caractère statique est lié à la description de la charge par des équations purement algébriques [27].

Les charges du réseau, autre que les moteurs qui sont représentés par des circuits équivalents, peuvent être traitées par plusieurs façons durant la période transitoire. Les représentations les plus utilisées sont, soit une impédance ou admittance statique vers la terre, un courant d'amplitude constant et de phase variable, puissances actives et réactives constantes, ou une combinaison de ces représentations [28].

Dans notre étude, Nous avons représentés les charges par des admittances statiques vers la terre. Elles sont calculées après la résolution des équations d'écoulement de puissance du système avant défaut.

Soit un nœud de tension V_L, auquel une charge consommant une puissance P_L+jQ_L est reliée. Cette charge peut être représentée par des admittances statiques $G_L=P_L/V_L^2$ et $B_L= Q_L/V_L^2$ comme le montre la

Figure **II.5** [29].

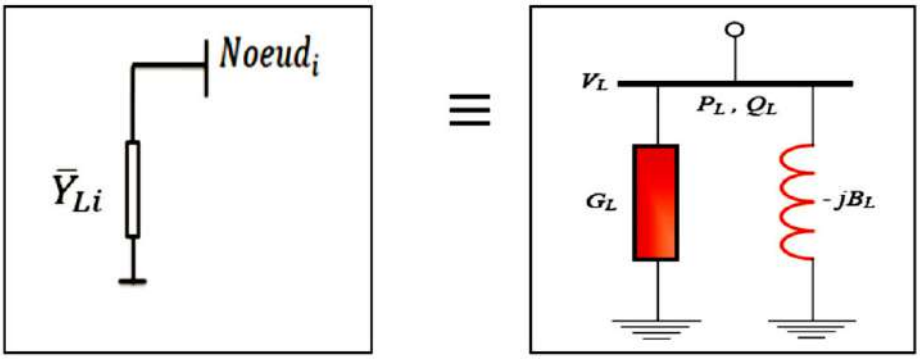


Figure II.5 : Modélisation d'une charge par son admittance équivalente.

Le courant circulant du nœud *i* vers la terre avant défaut I_{Li0} ,est donné par : $I_{Li0}=\frac{p\mathrm{Li}-\mathrm{JQLi}}{V}$

L'admittance statique Y_{Li0} qui va être utilisée pour représenter la charge pendant la période transitoire est donnée par :

$$\overline{Y}_{Li0}=\frac{ILI0}{Vi}=\frac{PLi0-JQLi0}{Vi}=\frac{P_{Li0}}{V_i^2}-J\frac{Q_{Li0}}{V_i^2} \qquad (\mathbf{II}.15)$$

D'où en tire les expressions de la conductance et Susceptance de l'admittance de charge :

$$G_{Li0} = \frac{P_{Li0}}{V_i^2} \; ; \; B_{Li0} = \frac{Q_{Li0}}{V_i^2} \longrightarrow \bar{Y}_{Li0} = G_{Li0} - JB_{Li0} \qquad (\mathbf{II}.16)$$

Pour le système multi machine nous calculons une matrice diagonale qui représente les charges installées sur tous les nœuds du système :

$$\bar{Y}_I = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{I1} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \bar{Y}_{I2} & 0 & \dots & \vdots \\ \vdots & 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & & 0 & \bar{Y}_{In} \end{bmatrix} \qquad (\mathbf{II}.17)$$

n= Nombre des nœuds.

II.5.4 Modèle des lignes de transport :

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [30].

Les modèles des lignes de transport utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues, moyennes, courtes) [31]. Compte tenu des longueurs et de la fréquence de fonctionnement, typiquement 50-60 Hz, une ligne de transmission se caractérise par un modèle à constantes localisées (les phénomènes de propagation sont négligés car L << λ / 2π, où λ est la longueur d'onde associée à la fréquence *f*). La structure la plus employée pour ce modèle est le schéma équivalent en π, *(***Fig***)*. Il se caractérise par trois paramètres principaux [32] :

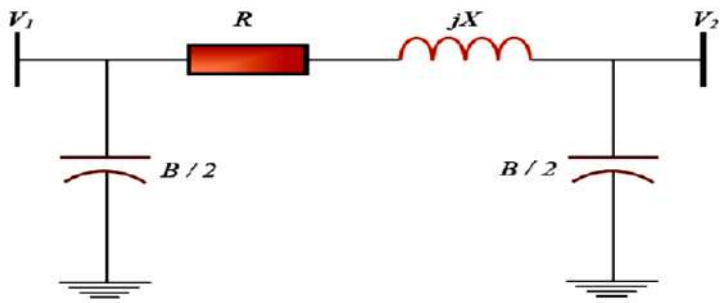


Figure II.6 : Modèle en π d'une ligne de transmission.

- Une résistance série *R*.
- Une réactance constituée d'une inductance de série *L* due au couplage par champ magnétique entre les conducteurs.
- Une capacité de shunt *C* due au couplage par champ électrique entre les conducteurs.

II.5.5 Modèle des transformateurs :

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution -BT-.

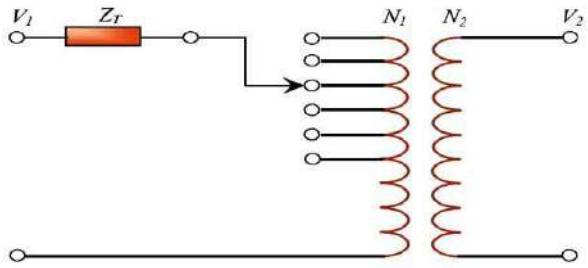


Figure II.7 : Modèle simplifié de transformateur.

Si N1 est le nombre de spires côté haute tension et N2 est le nombre de spires côté basse tension, le rapport de transformation M est défini par :

$$M = \frac{N_1}{N_2} \qquad \textbf{(II.19)}$$

La relation entre la tension du côté primaire V1 et la tension du côté secondaire V2 à vide est :

$$V_2 = \frac{N_1}{N_2} \qquad \textbf{(II.20)}$$

La **Figure II.8** représente le schéma équivalent en π du transformateur sans circuit magnétique [32]. Dans notre étude, les régleurs en charge ne sont pas modélisés : ainsi le rapport de transformation reste fixe pendant les simulations dynamiques. Toutefois,
Nous en tenons compte lors du calcul d'écoulement de puissance, de manière à ce que les tensions restent dans leurs limites autorisées et que la convergence de l'algorithme de l'écoulement de puissance reste assurée [33].

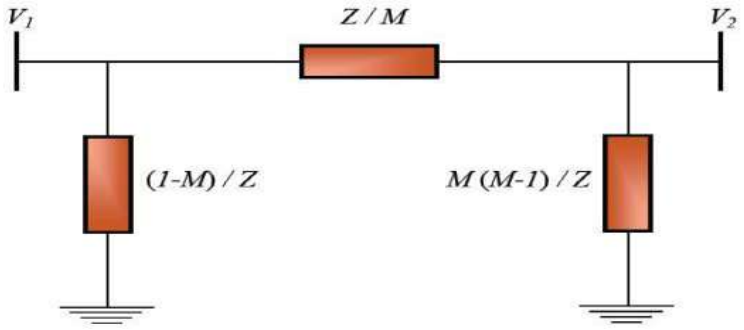


Figure II.8: Modèle en π du transformateur.

II.5.6 Modélisation des défauts :

La simulation de la stabilité dynamique comporte trois périodes : avant le défaut, pendant le défaut et après le défaut. Soit 0 le temps de début de la simulation, le temps dans lequel le défaut apparait (fault time), TEC le temps d'élimination de défaut (cleared time) et le temps final de simulation. Alors, ces périodes sont encadrées comme suit :

$0 < t \leq t_i$	La période avant le défaut
$t_i < t \leq t_i + TEC$	La période pendant le défaut
$t_i + TEC < t \leq t_f$	La période après le défaut

À des fins de simulation, ces périodes sont caractérisées par des modifications sur la matrice d'admittance.

- Si à un moment donnée un court-circuit se produit, près de la barre k, on remplace l'élément (k, k) de la matrice admittance par $\frac{1}{Rf+jXf}$; où (R_f+j*X_f) est l'impédance du défaut.
- Si le défaut est une perte d'une ligne (i-j), l'élément (i, j) et (j, i) de la matrice admittance sont mis égale à 0. Aussi on retranche y_s(i, j)et y_{sh}(i, j) au élément (i, i), (j, j) de la matrice admittance.

L'élimination du défaut est causée par un des deux événements suivants :

1. le défaut est éliminé en n'ouvrant aucune ligne. Pour ce cas à partir de t_i + TEC, la matrice admittance revient aux mêmes valeurs qu'avant le défaut.

2. le défaut est éliminé par l'ouverture d'une ligne grâce à la mise en fonctionnement du système de protection. Pour ce cas. A partir de t_i + TEC, la matrice admittance reçoit les valeurs de la matrice admittance correspondant à une perte d'une ligne.

II.6 Réduction de la taille du réseau :

Dans le réseau les générateurs sont connectés à des nœuds dits actifs ou générateurs. Les autres nœuds sont des nœuds passifs auxquels des charges linéaires passives sont connectées. Pour un objectif de trouver la relation entre les courants injectés par les générateurs et les tensions aux nœuds générateurs la taille du réseau peut être réduite en éliminant les nœuds passifs. Les charges sont considérées comme des admittances constantes et elles peuvent être incluses dans la matrice d'admittance du réseau comme dans l'équation (**II.21**).

$$\overline{Y}_{BusL} = \overline{Y}_{Bus} + \overline{Y}_{L} \qquad (\mathbf{II}.21)$$

La taille du réseau électrique peut être réduite en éliminant les nœuds passifs ou sans générateurs par la méthode de *Kron* [15], [24], [32].

II.6.1. Réduction d'ordre d'un réseau électrique par la méthode de Kron :

La matrice d'admittance nodale Y_{Bus} d'ordre n × n peut être réduite à une nouvelle matrice Y de la façon suivante :

Le nœud k peut être éliminé en remplaçant les éléments des (n−1) lignes et colonnes par :

$$\bar{Y}_{redij} = \bar{Y}_{BusLij} - \frac{\bar{Y}_{busL\,ik}\bar{Y}_{busL\,kj}}{\bar{Y}_{busL\,kk}} \qquad (\mathbf{II}.22)$$

Pour i =1,2,…, k−1, k+1,…, n et j = 1,2, ..., k−1, k+1,…n

Par application successive de l'équation (**II.22**), il est possible d'éliminer le nombre désiré des nœuds. L'équation (**II.22**) s'appelle la formule de réduction de *Kron* qui est représentée par l'organigramme suivant :

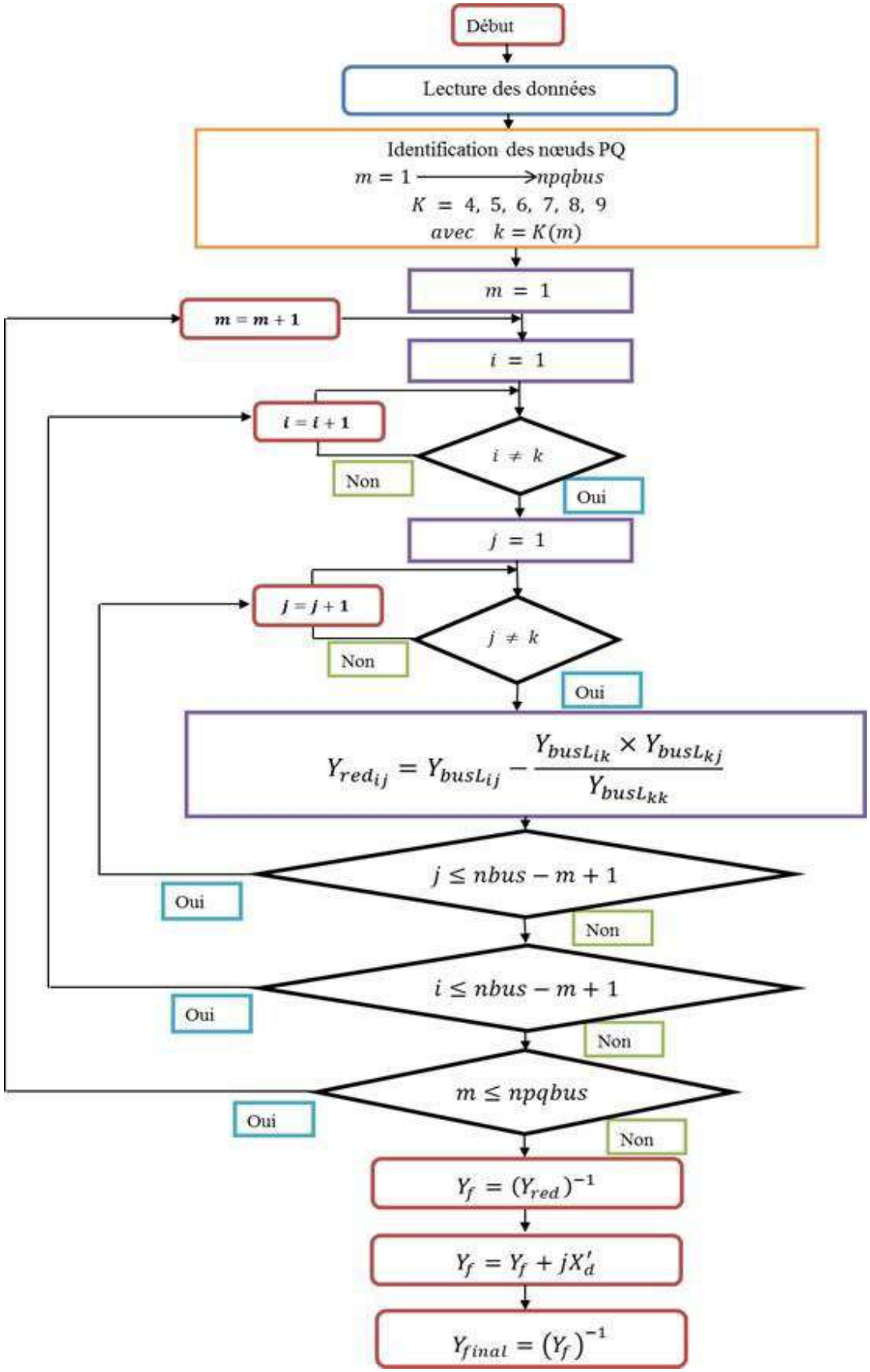


Figure II.9 : Organigramme de la méthode de réduction "KRON".

Une autre solution pour réduire un réseau électrique est de réorganiser l'équation du réseau de la manière suivante :

$$\overline{I} = \overline{Y}.\ \overline{V} \qquad \textbf{(II.23)}$$

Avec : $\overline{I}$=Courants des nœuds

V =Tensions des noeuds

$$\begin{bmatrix} \overline{I_I} \\ \overline{I_{II}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Y_1} & \overline{Y_2} \\ \overline{Y_3} & \overline{Y_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_I} \\ \overline{V_{II}} \end{bmatrix} \qquad \textbf{(II.24)}$$

Ou : $\overline{Y}_{1, \ldots} \overline{Y}_4$ =Sous-matrices complexes.

Le sous-indice (*I*) représente les nœuds avec générateurs et (*II*) représente les nœuds sans générateur. Si les charges sont incluses dans la matrice d'admittance Y les courants $\overline{I_{II}}$ =0.

Une fois la matrice est réorganisée la matrice d'admittance réduite peut être calculée avec l'équation matricielle suivante :

$$\overline{Y}_{red} = \overline{Y_1} - \overline{Y_2}\,\overline{Y_4}^{-1}\,\overline{Y_3} \qquad \textbf{(II.25)}$$

Tous les éléments de la matrice d'admittance sont des valeurs complexes.
Il s'agit donc de trouver la relation suivante :

$$\overline{I}_g = \overline{Y}_{red}\overline{E}_t \qquad \textbf{(II.26)}$$

Où :

I_g=Courants injectés par les générateurs.

E_t=Tensions aux nœuds générateurs.

Y_{red}=Matrice d'admittance réduite y comprises les charges passives.

L'étape suivante est d'introduire les réactances transitoires des machines synchrones dans la matrice d'admittance réduite. La matrice d'admittance finale est obtenue avec l'équation (**II.27**).

$$\overline{Y}_f = [(\overline{Y}_{red})^{-1} + jX'_d]^{-1} \qquad \textbf{(II.27)}$$

Où :

jX'_d = Matrice diagonale des réactances transitoires des machines synchrones.

L'obtention de la matrice d'admittance finale permet d'écrire la relation (**II.28**) qui relie les courants et les tensions internes des générateurs interconnectés.

$$\overline{I_g}=\overline{Y_f}\,\overline{E'} \qquad \textbf{(II.28)}$$

E′= La tension interne de la machine synchrone derrière la réactance transitoire.

L'équation (II.28) est l'équation finale du réseau.

II.7 Système d'équations algébriques et différentielles :

Le comportement dynamique des générateurs est représenté pour un système d'EDA dont la forme est :

Équations différentielles $$\dot{x} = f(x, y, u) \qquad \textbf{(II.29)}$$

Équations algébriques :

$$0 = g(x, y) \qquad \textbf{(II.30)}$$

Où **f** représente les équations différentielles représentant les dynamiques internes du générateurs et contrôleurs, et g représentées équations algébriques du réseau et stator.
Les vecteurs **x**, **y**, et **u** contiennent, respectivement, les variables d'état, les variables algébriques et les variables de contrôle. La technique la plus courante pour résoudre les EDA consiste, dans un premier temps, à intégrer implicitement le système d'équations (**II.29**).
Ensuite, ce résultat est relié aux équations algébriques (**II.30**) en constituant un système d'équations non linéaires. Finalement, la solution est obtenue en appliquant une méthode de résolution pour ce type d'équations, comme celle de Newton Raphson.

II.7.1 L'écoulement de puissance :

L'analyse de l'écoulement de puissance forme le noyau de l'analyse des réseaux électriques. Cette analyse est indispensable pour plusieurs raisons : elle joue un rôle clé dans la planification des extensions du réseau existant ainsi que les conditions d'avoir des générations faciles et sans problèmes. L'objectif de l'écoulement de puissance est de fournir les informations suivantes.

Le module et la phase de la tension au niveau de chaque bus.

Les puissances active et réactive transitées dans chaque ligne.

La puissance réactive fournie par chaque générateur.

Dans la formulation des problèmes de l'écoulement de puissance, toutes les grandeurs sont exprimées en per unit (pu).

Pour un nœud i donné, deux des quatre variables qui sont : le module de la tension V, la phase ou l'argument de la tension δ, la puissance active P et la puissance réactive Q, doivent être spécifiées, les deux autres variables seront calculées par l'analyse de l'écoulement de puissance.

- Les nœuds PQ : sont les nœuds de charge (de consommation) les puissances active et réactive doivent être estimées (connues) d'une manière précise.

- Nœuds PV: sont les nœuds de génération, la puissance active est contrôlée par la vitesse de la turbine ces deux grandeurs sont donc connues

- Le slack bus : Ce nœud est appelé nœud de référence ou de balancier (slack ou swing bus). Pour le slack bus, le module et l'argument de la tension sont spécifiés (l'argument est généralement pris égale à 0), tandis que les puissances active et réactive sont des inconnues [34].

Tableau II.1: Les types des barres des réseaux éclectiques.

Type de nœuds	P	Q	V	δ
PV	Connue	inconnue	Connue	Connue
PQ	Connue	Connue	inconnue	inconnue
Slack bus	inconnue	inconnue	Connue	Connue

II.8. Simulation dynamique et méthode de résolution :

II.8.1 Formulation de l'écoulement de puissance :

Les puissances apparentes injectées dans chaque nœud :

$$\overline{S_i} = P_i + jQ_i = \overline{V_i} I_i^* \qquad (\mathbf{II}.31)$$

En tenant compte des équations précédentes :

$I_i = \sum_{j=1}^{n} Y_{ij} * V_j \qquad j = 1, 2 \ldots N$ (**II**.32)

Ou $I_{i\ est}$ le vecteur des courants injectés par les nœuds (i), et Y_{ij} es la matrice d'admittances entres les nœuds, V_j est le vecteur des tensions entre les nœuds.

Si on adopte la représentation polaire pour les admittances et les tensions :

$Y_{ij} = | Y_{ij}| _j\theta_{ij}$ (**II**.33)

$V_{j\ =} | V_j|\hat{}\delta_j$ (**II**.34)

L'équation (**II**.35) devient donc :

$P_i + jQ_i = | V_i | * \sum_{j=1}^{n} | Y_{ij} | * | V_j| * e^{(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})}$ (**II**.35)

Donc les équations non linéaires qui décrivent un réseau à deux nœuds sont :

$P_i = | V_i | * \sum_{j=1}^{n} | Y_{ij} | * | V_j| * \cos (\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$ (**II**.36)

$Q_i = | V_i | * \sum_{j=1}^{n} | Y_{ij} | * | V_j| * \sin (\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$ (**II**.37)

Dans un réseau a n nœuds PV et n nœuds PQ, avec un seul Nœud slack, Pour l'état du système qui est défini par les équations (**II**.24) et (**II**.26), il est nécessaire de déterminer :

- Les modules des tensions concernant les nœuds PQ.
- Les arguments des tensions des nœuds PV et des nœuds PQ

Dans ce projet on a utilisé la méthode de *Newton-Raphson* pour faire une solution d'écoulement de puissance.

II.8.2 Méthode de résolution explicite :

Cette méthode de résolution consiste à alterner deux méthodes numériques pour approcher la solution des EDA de façon itérative. Une méthode de résolution des équations différentielles approche les valeurs des variables d'état $\boldsymbol{x}$ en $\boldsymbol{f(x, y, u)}$ en fixant les variables algébriques du vecteur$\boldsymbol{y}$. Avec cette valeur estimée de $\boldsymbol{x}$, on utilise une méthode de résolution d'équations non linéaires afin de trouver l'approximation numérique de la solution pour $\boldsymbol{y}$ en$\boldsymbol{g(x, y)}$.

Pour notre étude, nous allons utiliser la méthode de Runge Kutta d'ordre 4 explicite pour

résoudre les équations différentielles et Newton Raphson pour les équations algébriques.

Les étapes de calcul sont formulées comme suit [35] :

1. Faire une estimation $k_1 = \Delta t. f(x_{(t)}, y_{(t)}, u)$. Dans le cas out = 0, les vecteurs de x et de y sont ceux des conditions initiales.
2. Calculer $x_1 = x_{(t)} + \frac{1}{2} k_1$ .avecx_1, résoudre l'équation algébrique g $(x_1, y_1) = 0$ afin d'obtenir y_1.
3. Avec cette valeur de y_1, on calcule $k_2 = \Delta t. f(x_1, y_1, u)$.
4. Calculer $x_2 = x_{(t)} + \frac{1}{2} k_2$ .avecx_2, résoudre l'équation algébrique g $(x_2, y_2) = 0$ afin d'obtenir y_2.
5. Avec cette valeur de y_2, on calcule $k_3 = \Delta t. f(x_2, y_2, u)$.
6. Calculer $x_3 = x_{(t)} + \frac{1}{2} k_3$ .avecx_3 , résoudre l'équation algébrique g$(x_3, y_3) = 0$ afin d'obtenir y_3.
7. Avec cette valeur de y_3, on calcule $k_4 = \Delta t. f(x_3, y_3, u)$.
8. Finalement, on calcule $x_{t+\Delta t} = x_{(t)} + \frac{1}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$ et avec $x_{t+\Delta t}$, résoudre l'équation algébrique g $(x_{t+\Delta t}, y_{t+\Delta t}) = 0$a fin d'obtenir$y_{t+\Delta t}$.

Le processus se poursuit jusqu'au moment où la fin de la simulation arrive. L'organigramme générale de simulation est sur la ***Figure II.6.***

II.8.3 Calculs de l'état initial :

Les calculs préliminaires visent à initialiser les vecteurs d'état et à établir les coefficients des équations différentielles. Les étapes de ce processus sont énumérées de la façon suivante [31] :

1. A partir des résultats de l'écoulement de puissance, on calcule les courants générateurs par :

$$I_g = \left(\frac{S_i}{V_i}\right)^* \rightarrow I_g e^{jy_i} = \left(\frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{V_i e^{-j\theta i}}\right) \quad (\mathbf{II}.38)$$

2. Calcul du vecteur des angles δ_{10} :

$$\delta_{10} = \text{angles}\ (V_i e^{j\theta i} + (R_{si} + jX_{qi})\ i_{gi} e^{jyi}) \quad (\mathbf{II}.39)$$

3. Calcul des vecteurs I_{di} ,I_{qi} , V_{di} , V_{qi}pour chacune des machines :

$$I_{di} + j\ I_{qi} = I_g e^{j\ (yi - \delta i + \frac{\pi}{2})} \quad (\mathbf{II}.40)$$

(**II**.41)

$V+ j\ V_{qi}= V_i e^{j(\theta i-\delta i+\frac{\pi}{2})}$

4. Calcul des tensions E'_{di}de l'équation :

$$E'_{di}=V_{di} + R_{si}I_{di} -X'_{qi}\ I_{qi} \quad (\mathbf{II}.42)$$

5. Calcul des tensions E'_{qi}de l'équation :

$$E'_{qi}=V_{qi}+ R_{si}I_{qi}-X'_{di}\ I_{di} \quad (\mathbf{II}.43)$$

6. Calcul de E_{fdi}en utilisant l'expression :

$$E_{fdi} = E'_{qi}+ (X_{di}-X'_{di})\ I_{di} \quad (\mathbf{II}.44)$$

7. Calcul de $V_{Ri,}$ R_{fi} et V_{refi} de l'équation :

$$V_{RI} = (K_{Ei}+ S_{Ei}(E_{fdi}))\ E_{fdi} \quad (\mathbf{II}.45)$$

$$R_{fi} =\frac{K_{fi}}{T_{fi}}E_{fdi} \quad (\mathbf{II}.46)$$

$$Vref =V_i + \frac{V_{Ri}}{K_{Ai}} \quad (\mathbf{II}.47)$$

8. Finalement, il est possible de calculer :

$$T_{Mi}=E'_{di}I_{di}+E'_{qi}I_{qi}+ (X_{qi}-X'_{di})\ I_{di}\ I_{qi} \quad (\mathbf{II}.48)$$

De ces valeurs, les vecteurs d'état sont formulés avec la structure suivante :

$$X=[E'_d\ ,E'_{q\ ,}\delta, \omega, E_{fd,}R_{f\ ,}V_R] \quad (\mathbf{II}.49)$$

$$Y= [I_d,I_q,V,\theta] \quad (\mathbf{II}.50)$$

$$U= [w_{0,}V_{ref\ ,}T_{M]} \quad (\mathbf{II}.51)$$

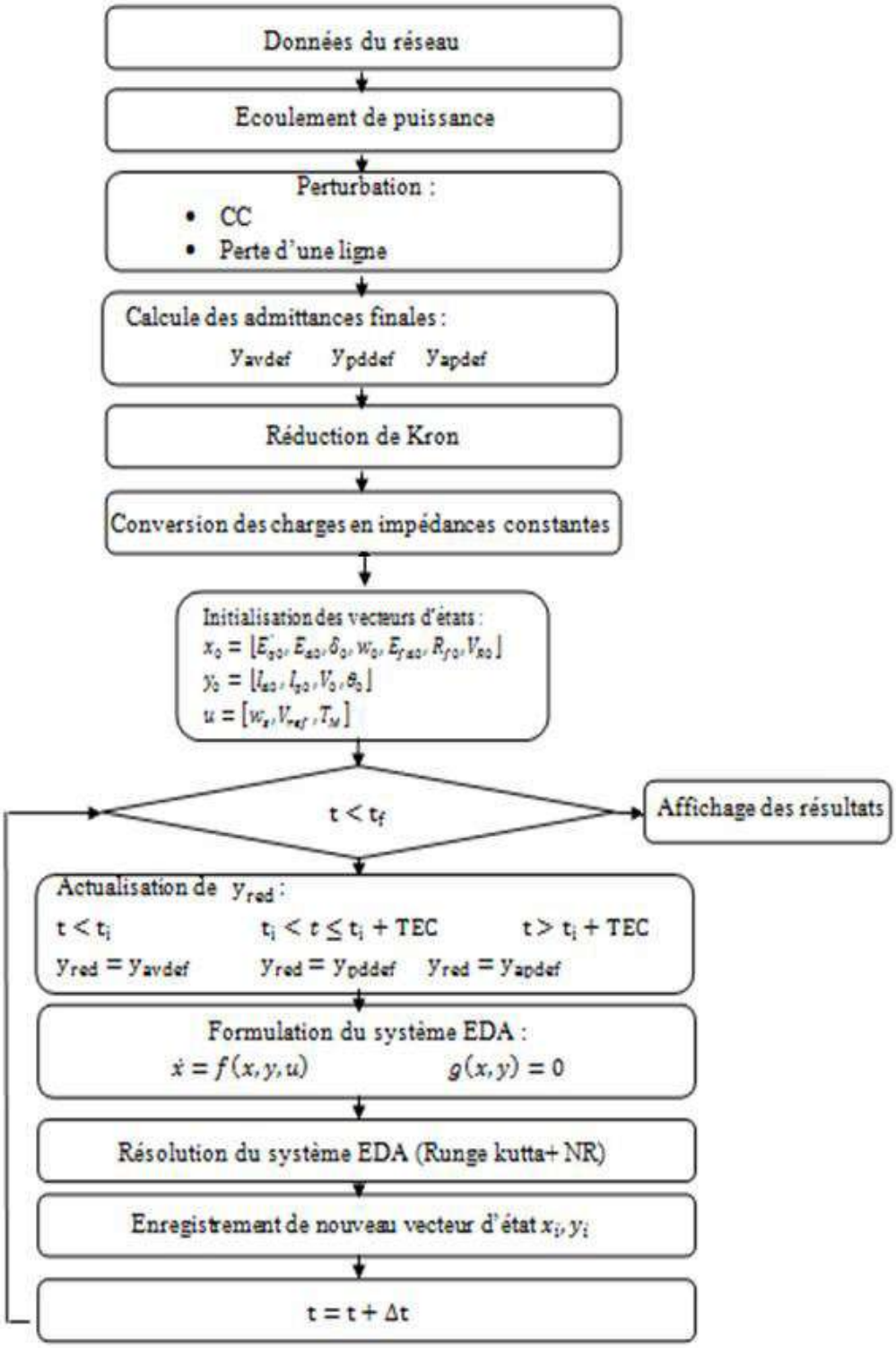


Figure II.10 : Organigramme générale de la simulation.

II.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du système de puissance pour la

simulation de son comportement dynamique.

Le modèle choisi pour chaque machine synchrone du système est du quatrième ordre. Les équations différentielles de la machine sont décrites par les quatre variables d'état : δ, ω, E'_qet E_d'.

Le système d'excitation et la turbine et leurs régulateurs sont aussi modélisés.

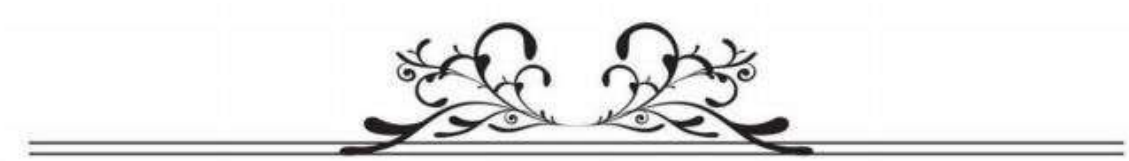
Le modèle généralisé du réseau de transport et des charges est déterminé. Dans ce modèle, les circuits des stators des machines, les transformateurs, les lignes de transport et les charges sont représentées sous forme d'équations algébriques.

Le système est représenté par un ensemble d'équations, couplées, différentielles et algébriques. Ce modèle décrit le comportement non-linéaire du système de puissance.

Toutes les machines synchrones du système sont représentées par leur modèle à 2-axes (quatrième ordre) avec les systèmes d'excitation IEEE type I dont le modèle a été présenté.

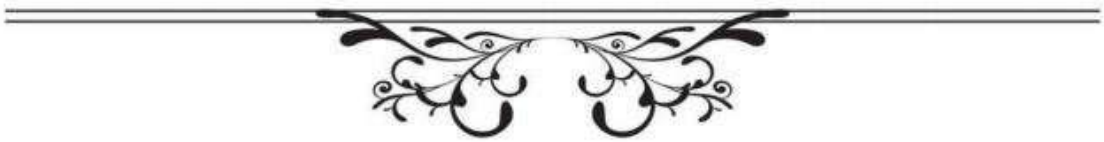
L'écoulement de puissance a été fait par la méthode de newton-raphson.

Le programme d'analyse de la stabilité dynamique avec la méthode d'intégrations numérique Runge Kutta du $4^{ème}$ ordre.



Chapitre III

Simulation et décomposition dynamique



III.1 Introduction

Dans ce chapitre nous avons fait une simulation dynamique qui a été présentée par les algorithmes de chapitre II sur deux systèmes de test qui sont KUNDUR Et New England.et On a également appliqués les deux méthodes de décomposition spectrale qui tous deux étaient fournis dans le premier chapitre sur ces deux systèmes qui dans le but d'identifier les générateurs cohérents qui est le but de cette étude.

Depuis que les méthodes de décomposition et analyse spectral dépendent sur la non-linéarité, On a appliqué des perturbations sur les deux systèmes et les résultats de la simulation des défauts sont présentés dans ce chapitre.

III.2 Simulation dynamique et résultat

Les réseaux d'application choisi pour tester le programme élaboré est le réseau de Kundur 4-machines, 2-zones et le réseau IEEE 10 machines 39 nœuds (new-england). Le réseau Kundur est constitué de 4 générateurs et 2 charges et 9 branches, et le réseau IEEE 39 est constitué de 10 machines et 29 charges et 46 branches.

Les données des différents éléments des réseaux Kundur et New England se trouvent dans[15].

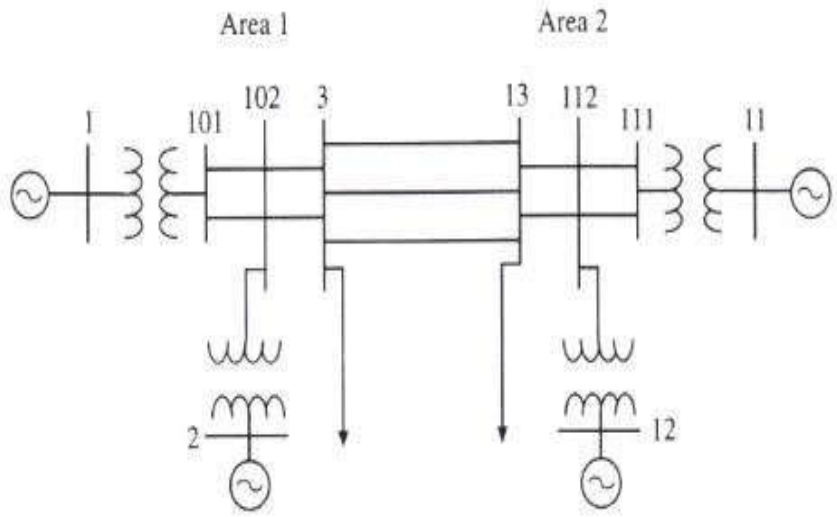


Figure III.1 : Le réseau test Kundur 2-zones, 4-machines.

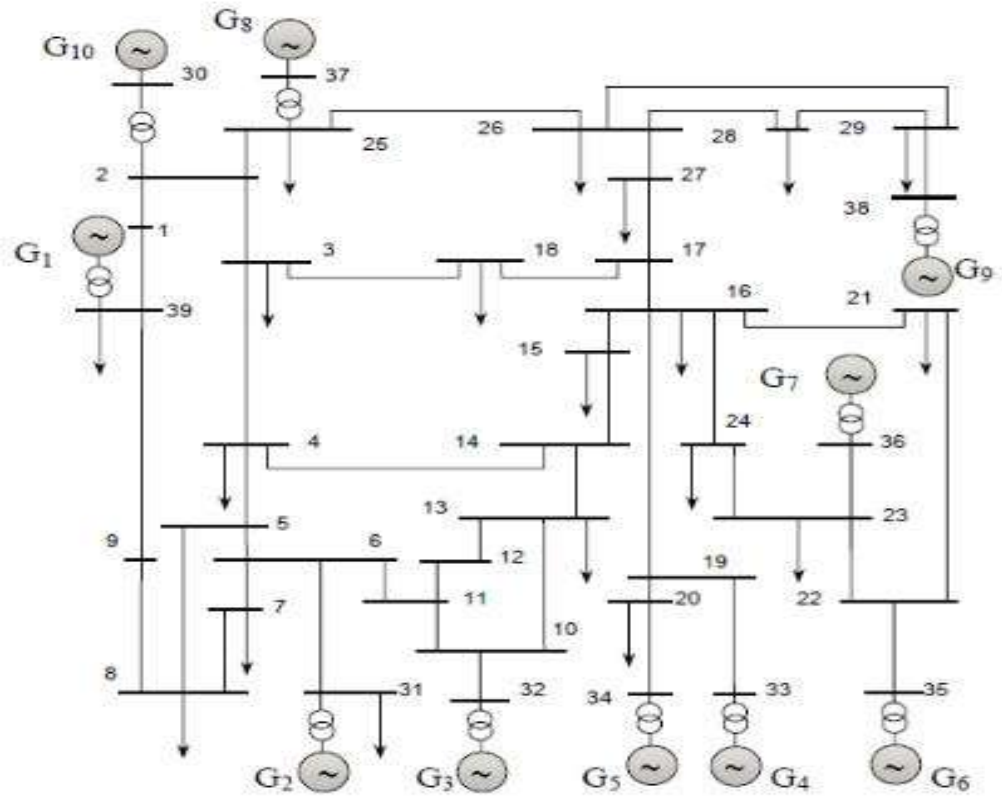


Figure III.2 : Le réseau test IEEE 39.

III.3 Résultats de la simulation dynamique

III.3.1 Réseau Kundur 2-zones ,4-machines

III.3.1.1 Défaut court-circuit triphasé

Une petite perturbation représentée par un défaut au bus 13 de durée de 230 ms, Pui on laisse le système oscille jusqu'à l'élimination du défaut sans modifier la topologie du réseau. Les résultats de simulation dynamique sont représentés aux figures suivantes :

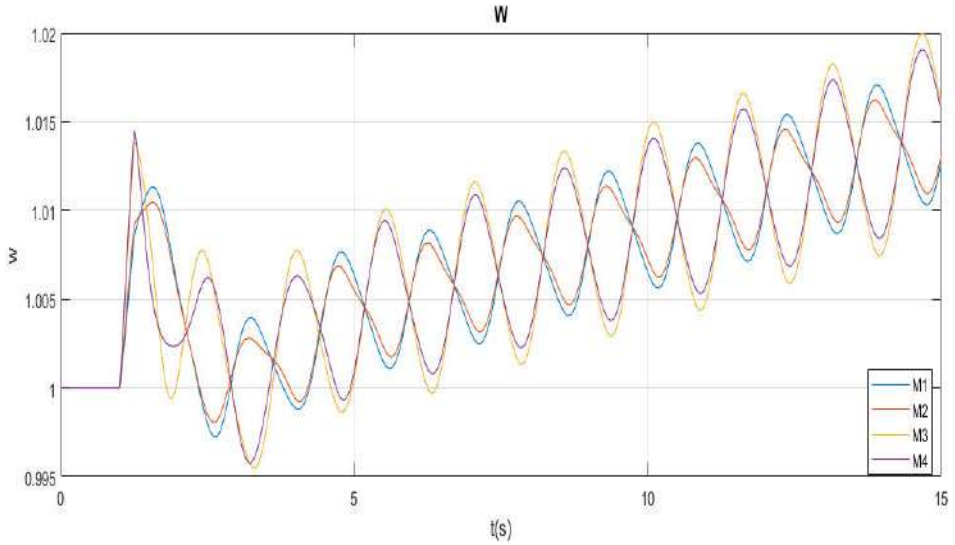


Figure III.3 : Variation des vitesses du rotor

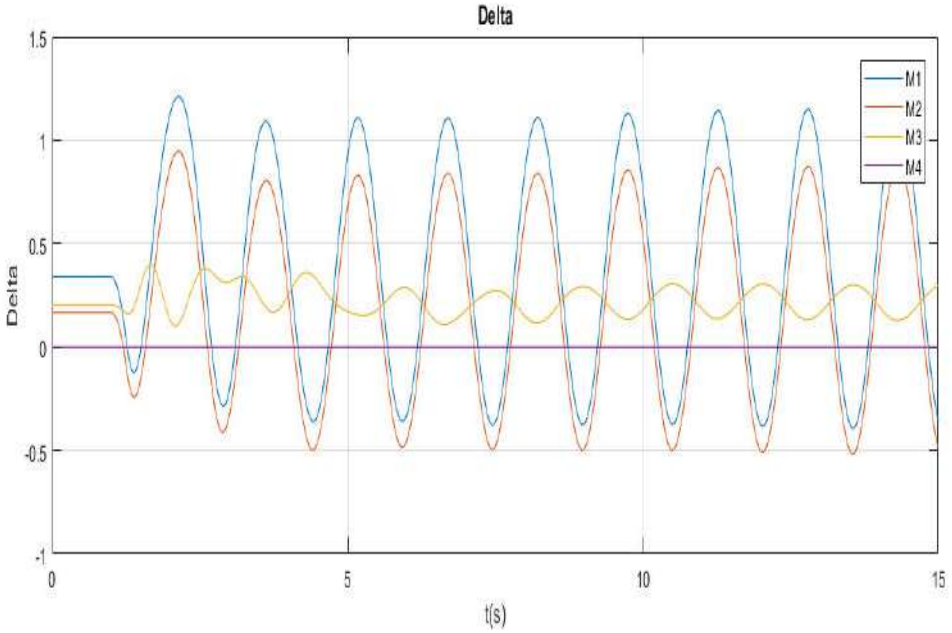


Figure III.4 : Variation des angles du rotor.

III.3.1.2 Réseau New-England39 nœuds

Une perturbation locale au générateur 8 est applique par l'utilisation des conditions initiale suivante :

$$(\delta', \omega') = \begin{cases} \delta'_{80} = \delta_{80} + 1.0 \\ \omega'_{80} = \omega_{80} + 3.0 \end{cases}$$

Physiquement, Ces conditions initiales sont utilisées pour reproduire la perturbation causée par un défaut triphaséaunœud37, correspondant au nœud interne du générateur 8.

Les figures (**III.5**) et (**III.6**), présente les résultats obtenus pour l'angle du rotor (Delta) et la vitesse des 10 machines par notre programme.

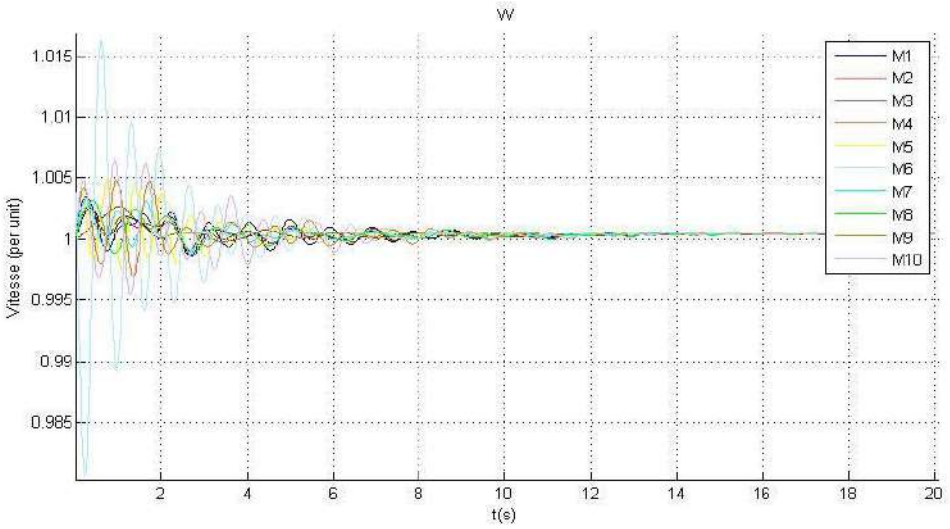


Figure III.5 : Variation des vitesses du rotor.

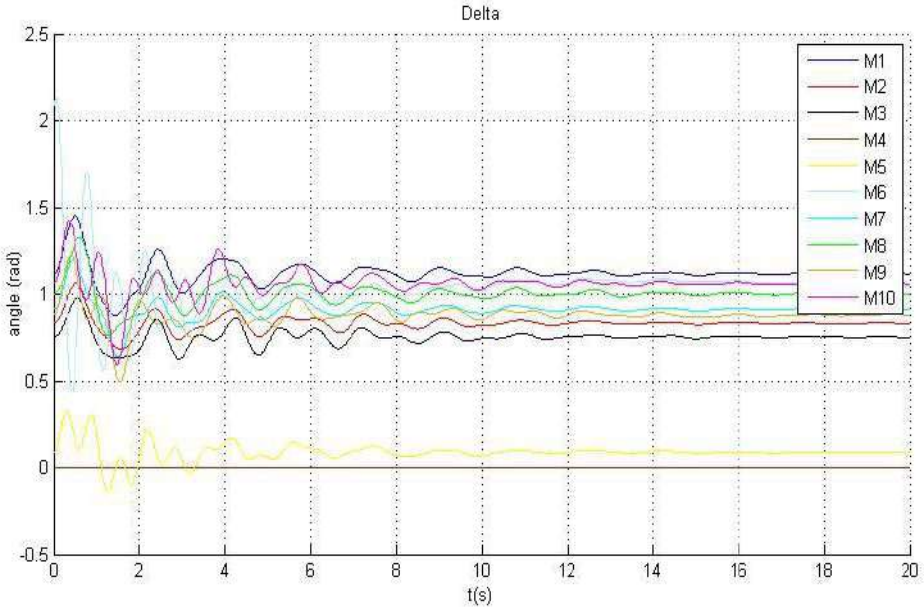


Figure III.6 : Variation des angles du rotor.

III.3.2 Interprétation

Dans les deux réseaux de simulation et dès l'apparition du défaut, on remarque que les variations des angles internes augmentent et oscillent autour de leurs points de fonctionnement qui vient de changer pour le changement du réseau.

III.4 Décomposition et analyse spectral

Dans cette partie, nous appliquons l'analyse par DFT et l'analyse du Koopman sur les deux systèmes de test. Le premier système de test est le2-zones, 4- machines système [15], et le deuxième système d'essai estlesystème10par une machine39de bus IEEE (New-england), qui sont utilisés pour montrer la méthode d'identification de cohérence.

III.4.1 Système Deux-zones, Quatre-machines :

Nous faisons une comparaison entre l'analyse spectrale avec **DFT**, et analyse des modes de Koopman, en termes d'analyse modale et l'identification de cohérence.

Le système de test représenté sur la Figure (**III.1**).

Après les résultats de la simulation de perturbation sur un système avec un défaut d'une durée de230 ms au bus 13, puis en éliminant le défaut sans la modification de la topologie du réseau. Les résultats de simulation dynamiques sont représenté sur la Figure (III.3) et figure (III.4).

III.4.1.1 analyse spectrale avec DFT

On remarque que par l'application de l'analyse DFT que cette méthode a capture les fréquences dominantes sur les observables (angles de rotor et vitesses) obtenues à partir des simulations. Les résultats de la DFT sont présentés dans les figures (III.7) -(III.10**).**

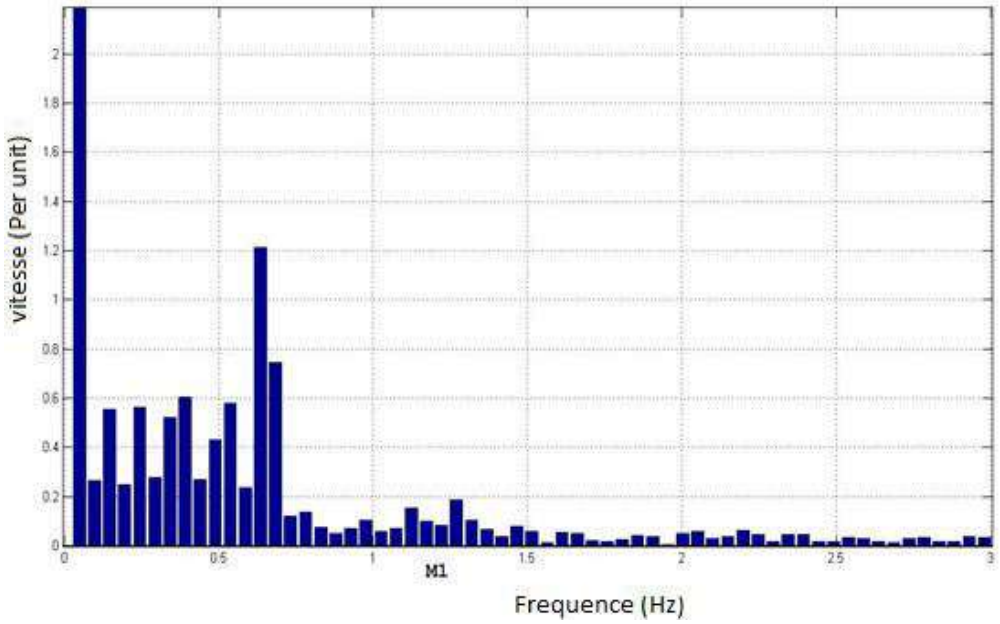


Figure III.7 : Transformée de Fourier discrète pour de la machine 1.

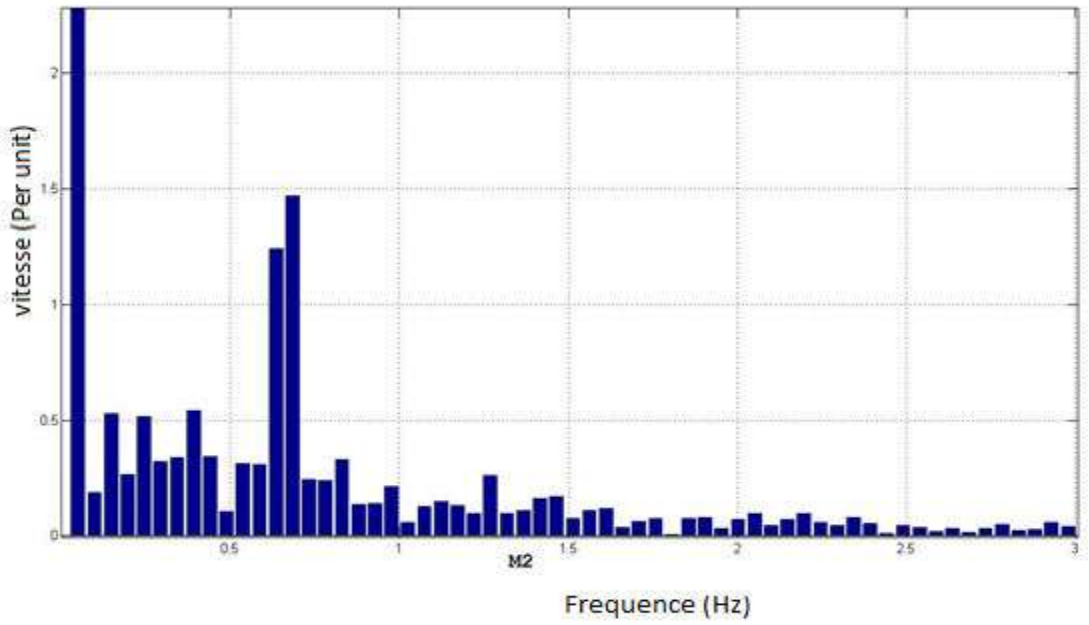


Figure III.8 : DFT pour la vitesse pour la machine 2.

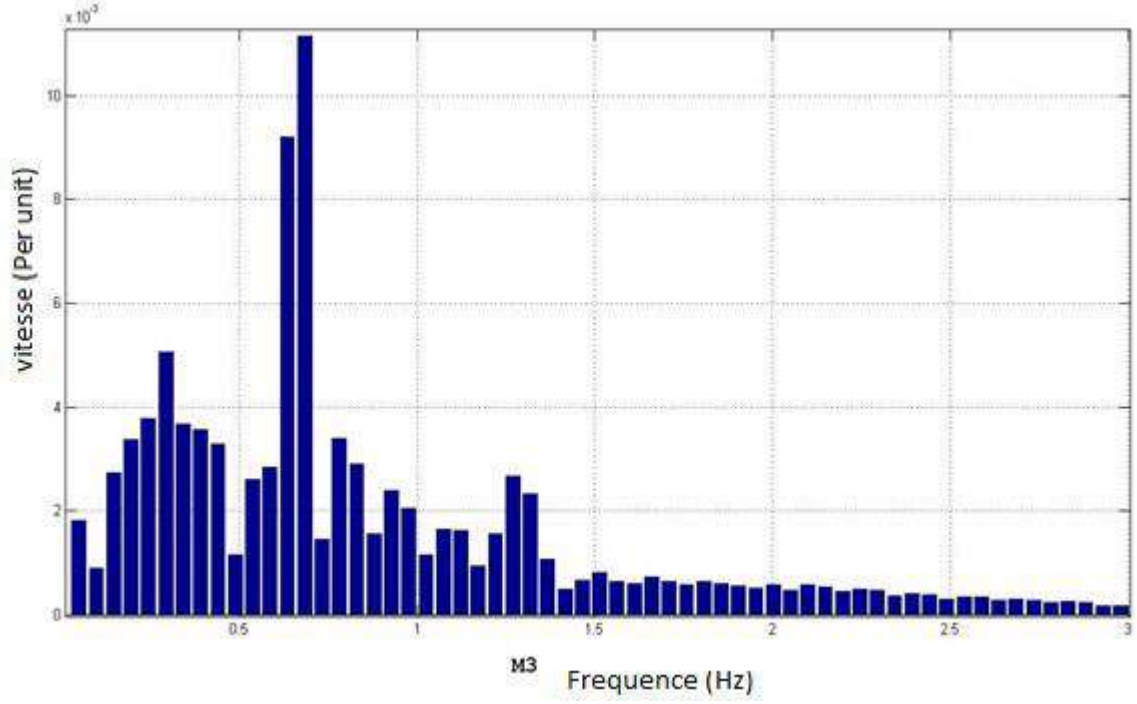


Figure III.9 : DFT pour la vitesse de la machine 3.

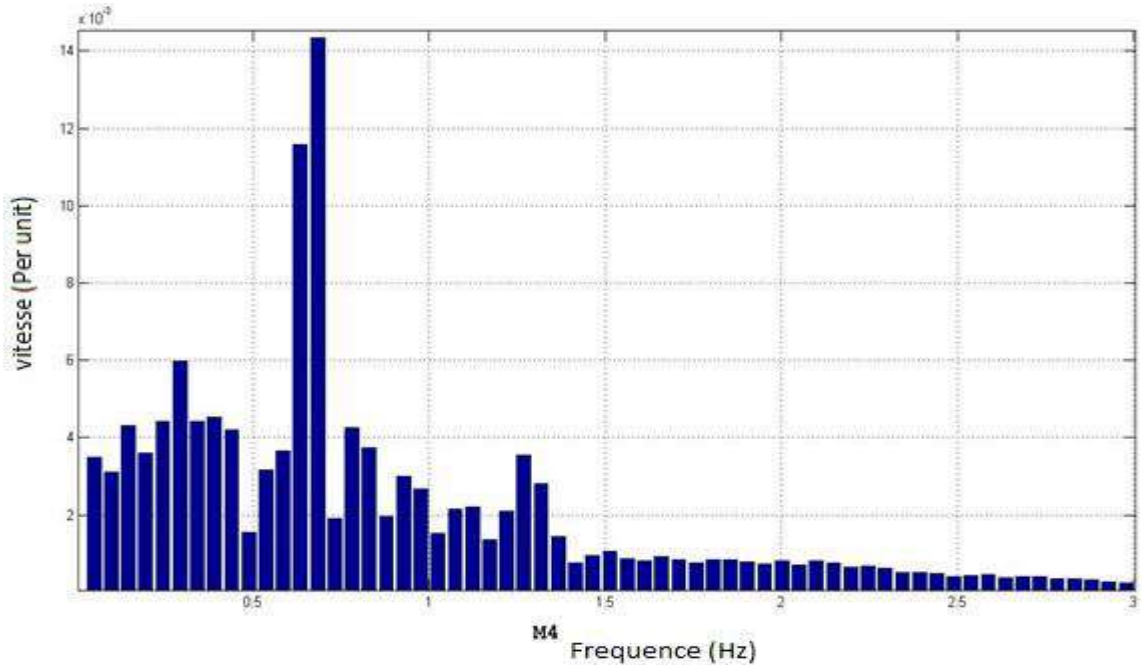


Figure III.10 : DFT pour la vitesse de la machine 4.

III.4.1.2 Analyse de Koopman

D'après les équations dévolopée sur chapitre I, On applique la méthode de Koopman sur notre étude.

De les observables de la Figure (**III.3)**, nous pouvons construire une space de Krylov représenté par :

$$\underline{K} = [p(x_0), p(x_1), \dots, p(m)]$$

Le nombre d'échantillons observe dans ce cas sont (m=750), et les observables, sont :

$$p(x) = (V_{t1}, \dots, V_{t4}, \delta_1, \dots, \delta_4, E_{fd1}, \dots, E_{fd4}, I_{t1}, \dots, I_{t4}, \omega_1, \dots, \omega_4)^T$$

où: Tension Terminal du générateur(en per unit),

δ_i:Angle du rotor du Générateur(en rad),

E_{fdi}:Tension de champ d'excitation (en per unit),

I_{ti}:Courant de stator (en per unit),

ω_i: Vitesse du générateur (en per unit)

Pour construire la matrice compagnon C (**I.31**), nous devons choisir les coefficients $c = (c_0, \dots, c_{m-1})^T$,qui minimisentle résiduel $r = x_m - KC$.Étant donné que r est perpendiculaire à l'envergure$\{p(x_0), p(x_1), \dots, p(x_m)\}$, nous pouvons réécrire (**I.36**) par :

$$0 = p(x_i)^T r = p(x_i)^T p(x_m) - \sum_{j=0}^{m-1} c_i p(x_i)^T p(x_i) \quad \textbf{(III.1)}$$

Ou $= 0, \dots, m-1$,

Nous définissons A=$\{A_{ij}\}$ comme

$$A_{ij} = p(x_i)^T\, p(x_i) \quad \textbf{(III.2)}$$

Parce que A possède au plus de rang de 20<m, il est impossible de déterminer un minime unique c de la norme$\|\boldsymbol{Ac} - \boldsymbol{b}\|$ ou $\mathbf{b} = \boldsymbol{p(x_i)^T p(x_m)}$,Par conséquent, on peut minimiser la norme en utilisant la matrice pseudo-inverse $\boldsymbol{A^+}\ de\ \boldsymbol{A}$. Puis **c** peut être trouvée par :

$$c = A^+ b \quad \textbf{(III.3)}$$

Maintenant, nous pouvons trouver la matrice compagnon défini dans (C =$T^{-1}\Lambda\ T$ **I.20),** et à partir de laquelle nous pouvons trouver ses valeurs propres, défini comme le Ritz valeurs propres$\tilde{\lambda}_1, \dots, \tilde{\lambda}_m$. Pour trouver le vecteurs propres$\tilde{v}_1, \dots, \tilde{v}_m$associé, nous pouvons soit utiliser les vecteurs propres de la matrice compagnon ou la matrice de Vandermonde $\tilde{T}$défini en (**I.33**). Nous pouvons alors projeter cet espace vectoriel à travers l'espace de Krylov pour obtenir les vecteurs propres Ritz. Ici, nous allons utiliser la matrice de Vandermonde de trouver les vecteurs propres Ritz

$$V = K\, T^{-1} \quad \textbf{(III.4)}$$

Maintenant, nous appliquons la méthode de Koopman en utilisant la méthode d'Arnoldi pour les oscillations dynamique de l'angle et de la vitesse du rotor pour toutes les machines à calculer les valeurs Ritz$\tilde{\lambda}_j = r_j e^{i\theta_j}$, et les vecteurs $\tilde{v}_j$associés.

Les fréquences qui sont pris en considérations ont ceux qui ont le taux de croissance le plus élevé norme et. Les résultats du tableau (**III.1**) montrent chaque fréquence ($définit\ comme\theta_j/2\pi T$)avec son taux de croissance, et la norme définie comme$\|\tilde{v}_j\|$.

Tableau III.1 : Analyse de Koopman systeme 2-zones, 4-machines.

Valeurs Propres	Fréquence	Taux de croissance	Norme
$0.9895 \mp 0.1241i$	0.9927	0.9972	9.68
0.9930 ∓ 0.0929i	0.7421	0.9973	13.75
0.9908 ∓ 0.1127i	0.9011	0.9972	10.57
0.9845 ∓ 0.1633i	1.308	0.9980	5.038
0.9961 ∓ 0.0080i	0.0639	0.9960	4.527
0.9957 ∓ 0.0820i	0.6541	0.9991	40.44
0.9939 ∓ 0.0589i	0.4710	0.9956	4.24

III.4.1.3 Interprétation

Nous pouvons voir que d'après les=figures de **(III.7) à (III.10)** des fréquences de 0,65, 0,99 et 1,3 Hz ont été identifiés.

Après le passage du mode transitoire (t=1s qui correspond à la fréquence de 0.2Hz) et d'après les figures **(III.7) et (III.8),** on remarque que, la machine 1 et la machine 2 oscille à la mêmes fréquence d'oscillation (f=0.65 Hz) et qui ont les mêmes vitesses de rotation (les mêmes amplitudes), alors on peut dire que les deux machines sont cohérent.

Et pour la machine 3 et la machine 4 d'après les figure **(III.9) et (III.10),** on remarque aussi que ces machine oscille a la même fréquence d'oscillation (f=0.7Hz) et ont les mêmes amplitudes aussi. Alors que ces deux machines sont cohérentes.

Pour vérifier on a appliqué l'analyse de Koopman et on voir que l'analyse de l'opérateur de Koopman a capte les mêmes fréquences dominantes que la DFT (0,65, 0,99, 1,3 et 0.4710) et d'après l'analyse des valeurs propres pour chaque machines on définit que la machine 1 et 2 oscille a la même fréquence alors qu'ils sont cohérent, et la mêmes chose pour les machine 3 et 4 sont aussi cohérent suivant le mêmes mode d'oscillation.

III.4.2 Système 39 nœuds (New-england) :

Nous appliquons la méthode de Koopman et l'analyse avec DFT pour l'analyser l'oscillation dynamique du système. La figure (**III.7).** Montre le système39-bus qui contient 10 générateurs, les transformateurs et les lignes de transmission, représenté par simple

schéma de ligne. Les informations sur les données de système sont fournies dans[29]. Le modèle utilisé pour les générateurs est le modèle à 2 axes 4ème ordre décrit dans le chapitre **II**.

Avec intégration numérique de l'équation différentielle du système et avec un pas de T=0.02s (fréquence d'échantillonnage de 50Hz). Après la résolution du système pour le point d'équilibre en utilisant une solution de l'écoulement de puissance, une perturbation représente à la figure (**III.5**).

Les résultats de la simulation de l'équation d'oscillation sont présentés dans la figure (**III.6**).De cette figure, nous pouvons voir que, après l'élimination de la perturbation par quelques millisecondes, le système montre des oscillations limitées.

III.4.2.1 Analyse spectrale avec DFT

En appliquant la transformée de Fourier discrète(DFT) à l'oscillation dynamique, on obtient le diagramme représenté sur les figures suivantes. Des pics sont observés dans le spectre de fréquence de chaque machine.

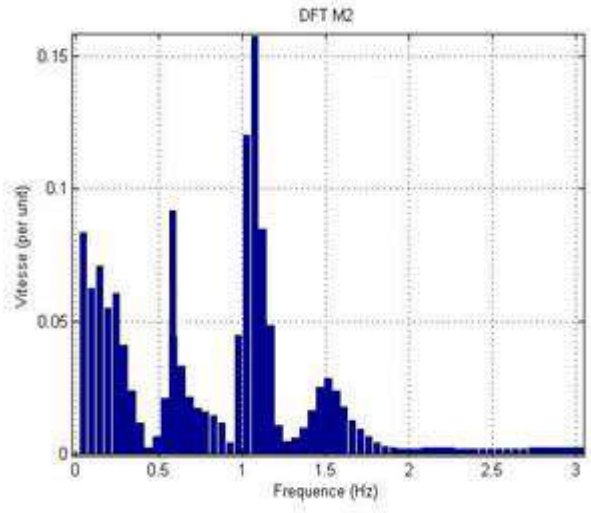


Figure III.11: DFT pour la vitesse de rotation de la machine 2.

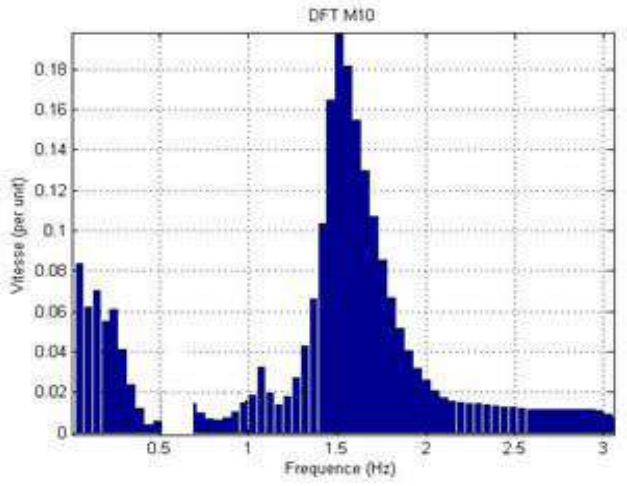


Figure III.12 : DFT pour la vitesse de rotationde la machine 10.

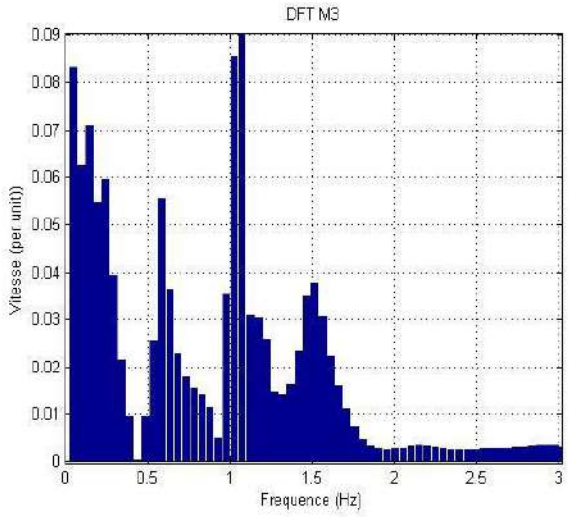


Figure III.13 : DFT pour la vitesse de rotation de la machine 3.

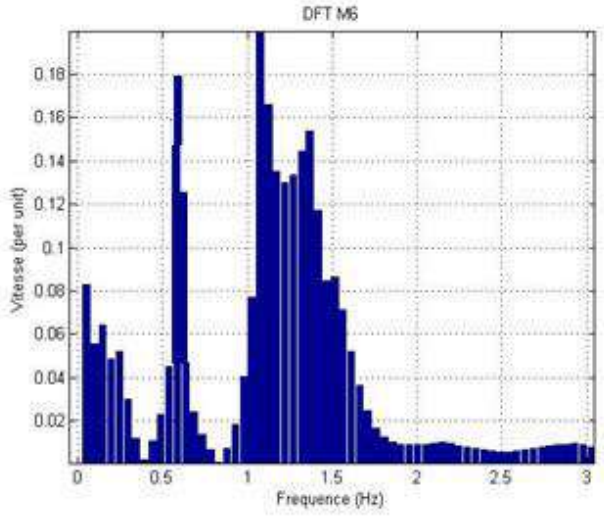


Figure III.14 : DFT pour la vitesse de rotation de la machine 6.

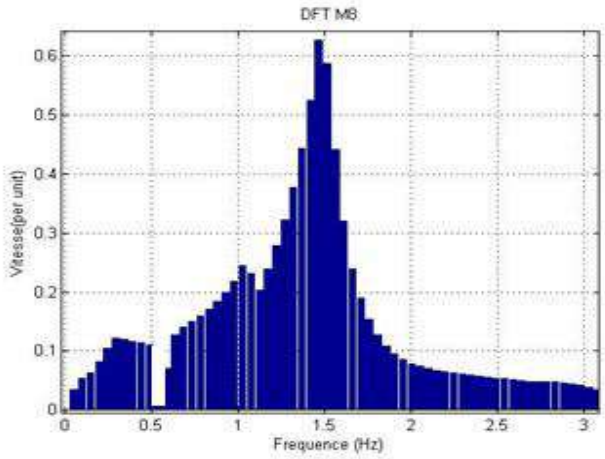


Figure III.15 : DFT pour la vitesse de rotation de la machine 8.

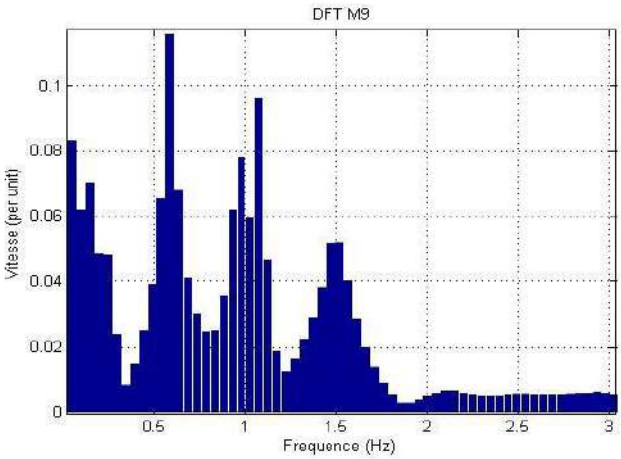


Figure III.16 : DFT pour la vitesse de rotation de la machine 9.

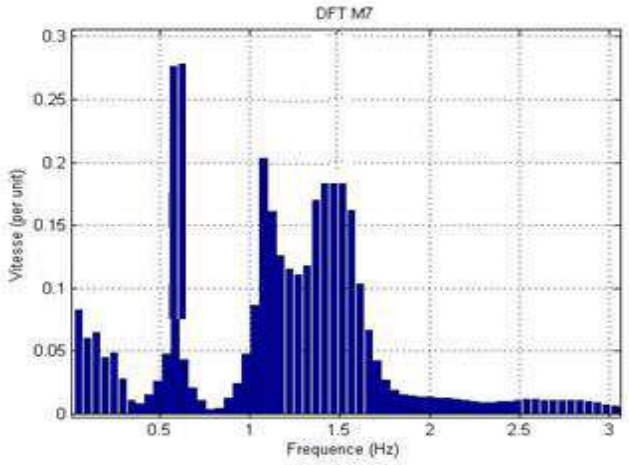


Figure III.17 : DFT pour la vitesse de rotation de la machine 7.

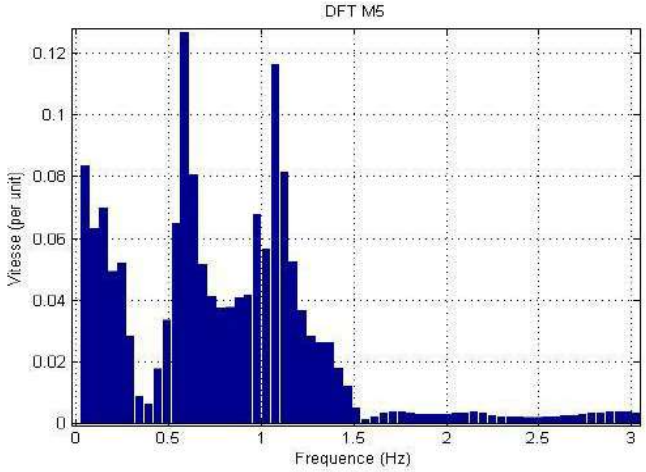


Figure III.18 : DFT pour la vitesse de rotation de la machine 5.

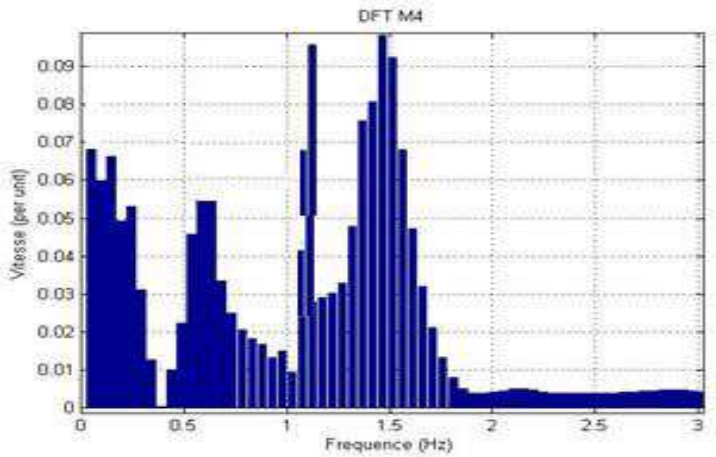


Figure III.19 : DFT pour la vitesse de rotationde la machine 4

III.4.2.2 Analyse de Koopman

Maintenant, nous avons l'ensemble des valeurs propres Ritz $\tilde{\lambda}$, et vecteurs propresRitz$\tilde{v}$. Nous sélectionnons un petit groupe de valeurs disponibles en choisissant ceux avec le taux et la norme les plus fortes en croissances. Les modes choisis en fonction de ces critères sont présentés dans la Table III.2).

Tableau III.2 : Analyse de Koopman système 39 nœuds.

Valeurs Propres	Fréquence	Taux de croissance	Norme
$0.9849 \pm 0.1820i$	1.4537	1.001	1.609743
$0.9867 \pm 0.1578i$	1.261	0.9992	1.090059
$0.9883 \pm 0.1550i$	1.237	1.000	2.687459
$0.9985 \pm 0.0737i$	0.5860	1.001	0.173478
$0.9959 \pm 0.0345i$	0.2757	0.9965	0.130548
$0.9928 \pm 0.1149i$	0.9165	0.9994	0.355926

III.4.2.3 Interprétation

Nous pouvons voir que d'après les figures de **(III.11)** à **(III.19)** des pics propres de fréquence de 1.4537, 1.261 et 0.5860 Hz ont été identifiés.

Alors on dit que toutes les machines sauf les machine 8 et 10, oscille à la même fréquence d'oscillation dominantes (f=1.4537Hz) et qui ont des pics propres les plus grande correspond à cette fréquence après le passage du mode transitoire (à t=1s correspond à la fréquence de 0.3 Hz), alors on peut dire que ces machines sont cohérentes.
Et la même chose pour la fréquence de (f=0.5860 Hz) les machine de 2-7 et 9 oscille pour la même fréquence d'oscillation, alors qu'ils sont cohérentes suivant ce mode.

Pour vérifier on a appliqué l'analyse de Koopman et on voir que l'analyse de l'opérateur de Koopman a capte les mêmes fréquences dominantes que la DFT (0.586, 1.4537, et 1.261).

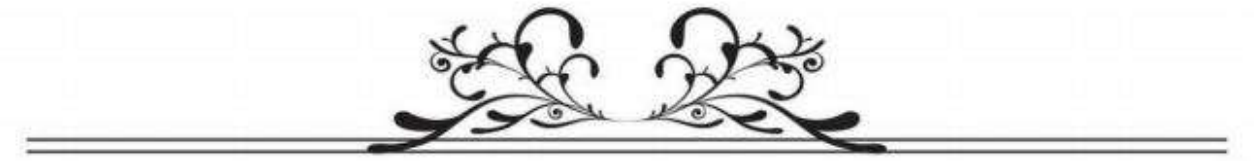
Et d'après l'analyse des valeurs propres pour chaque machine on définit que la machines de 2 à 7 et 9 ayant le même mode d'oscillation suivant la fréquence dominantes (f=1.4537Hz) et (f=0.5860 Hz), alors qu'ils sont cohérents suivant ce mode d'oscillation.

III.5 Conclusion

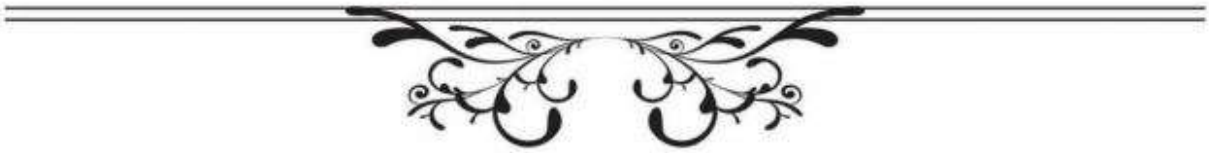
Nous avons réalisé dans ce chapitre des simulations dynamiques des défauts sur les deux systèmes test qui on a élaboré, et montré les résultats de cette simulation qui étaient les oscillations des angles et les vitesses de rotor des machines.

Par l'application de l'analyse DFT sur les oscillations des angles de rotors, et l'analyse de koopman, les groupes des générateurs cohérents ont étaient identifier.

L'utilisation de la DFT couplé avec l'analyse de koopman permettra d'économiser du temps de calcul et de faire l'approche plus efficace pour choisir les groupes des générateurs cohérents.



Conclusion générale



Conclusion Générale

Le travail de ce mémoire s'inscrit dans le cadre de la décomposition dynamique du réseau électrique avec les techniques de l'analyse spectrale.

Une généralité sur les différentes techniques spectrale applique aux réseaux électriques ont été présentées dans le premier chapitre.

Or que les équipements ayant un comportement dynamique significatif au sein d'un système électrique de grande dimension rendent l'analyse dynamique de prévention et prévision des situations dangereuses plus difficile à réaliser du point de vue du temps de calcul et des modèles mathématiques (matrices creuses de très grande taille) à prendre en compte.

Afin de réduire ces contraintes nous avons d'abord effectué une analyse des différentes méthodes de réduction des réseaux externes en modélisant des équivalents dynamiques. Cette analyse nous a permis de faire un choix argumenté de la méthode et du modèle d'équivalence à employer pour la suite des travaux.

A la suite Nous avons effectué une analyse spectrale d'oscillations dynamique d'un système électrique à l'aide de KMA. Cette méthode a été appliquée sur deux systèmes, le système à quatre-machine deux-zone et le système 39-nœuds (New-england).

Depuis la KMA est basée sur des observables qui peuvent être obtenus à partir de simulations ou de mesures en temps réel, il ne repose pas sur des modèles mathématiques du système. Nous avons montré que le KMA identifie une seule fréquence pour l'oscillatoires à partir d'échantillons de données transitoires dans diverses conditions de fonctionnement d'un système, y compris le cas où le point de fonctionnement est hors-attraction suivant l'application d'une perturbation importante,

la KMA capture toutes les non-linéarités dans le système puisque aucune linéarisation du modèle du système d'alimentation est effectuée. Le KMA extrait également la cohérence d'un système dynamique.

Le but principal de cette analyse est l'identification des machines cohérentes. Nous avons montré que le processus d'identification de cohérence utilisant KMA dépend perturbation. En raison des non-linéarités dans le système, différents fréquences sont excités à des endroits différents de défaut. Depuis les KM sont définis pour les systèmes dynamiques non linéaires, différentes conditions de fonctionnement donnent différents kms. Néanmoins, les points de fonctionnement du système en constante évolution dans le même bassin d'attraction ont les mêmes KM.

Comme perspective, nous proposant d'effectuer une KMA sur les systèmes d'alimentation avec microgrès embarqués et FACTS. Le fait que cette technique ne repose que sur des mesures de données rend très attractif pour l'analyse de la stabilité des systèmes électriques qui comprennent, par exemple, l'énergie photovoltaïque (PV) des cellules et des éoliennes avec leurs convertisseurs. En utilisant seulement des échantillons de données obtenus à partir des mesures du système, il est possible d'effectuer une analyse modale pour ces systèmes sans avoir recours à un modèle mathématique complexe.

Bibliographie

[1] Diana Iuliana CRACIUN ; *« Modélisation des Equivalents Dynamiques des Réseaux Electriques* » ; Thèse de Doctorat, Grenoble, le 15 décembre 2010.

[2] L. Wang, M. Klein, *« Dynamic Reduction of Large Power Systems for Stability Studies* », Power Systems IEEE Transactions, 1997.

[3] R. Nath, S.S. Lamba, K.S. Prakasa Rao, *"Coherency Based System Decomposition into Study and External Areas Using Weak Coupling* », IEEE Trans., Vol. PAS-104, pp. 1443-1449, June, 1985.

[4] J.R. Winkelman, J.H. Chow, B.C. Bowler, B. Avramovic, and P.V. Kokotovic, « An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems », IEEE Trans., Vol. PAS- 100, pp. 754-763, February, 1981.

[5] R. Podmore, *« Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents* », IEEE Trans., Vol. PAS-97, pp. 1344- 1354, July/August, 1978.

[6] D. Ruiz Vega, A. R. Messina, and G. Harper, *"Analysis of interarea oscillations via non-linear time series analysis techniques*", in *Proc. 15th Power Systems Computation Conf.*, Liege, Belgium, Aug (2005).

[7] HAQUE. M.H, RAHIM. A.H.M.A, *"An efficient method of identifying coherent generators using Taylor series expansion", IEEE Trans.*. 1988. PS-3. pp. 1112-1118

[8] Z.Z, *"Coherency based dynamic equivalence of power systems"*, PhD thesis, University of Strathclyde (May 1994).

[9] FURUYA, S., and IWAMOTO, S, *"Fast transient stability solution using Taylor expansion and energy function", Elecrr.* Eny. Japan, 1985. 105. (31. pp. 123-130).

[10] RAMIREZ. R W, *"FFT fundamentals and concepts"* , Prentice-Hall (1985).

[11] I. Mezić, *"Spectral properties of dynamical systems, model reduction and decompositions", Nonlinear Dynamics,* vol. 41, pp. 309-325, (2005).

[12] C. W. Rowley, I. MEZIĆ, S. Bagheri, P. Schlatter, and D. S. Henningson, *"Spectral analysis of nonlinear flows" ,Journal of Fluid Mechanics,* vol. 641, pp. 115-127, (2009).

[13] Y. Susuki and I. Mezic, *"Nonlinear Koopman modes and coherency identification of coupled swing dynamics", IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 26, pp. 1894-1904, (2011).

[14] A. Ruhe, *"Rational Krylov sequence methods for eigenvalue computation", Linear Algebra and its Applications,* vol. 58, pp. 391-405, (1984).

[15] P. Kundur, *"Power System Stability and Control ",* McGraw-Hill, USA (1994).

[16] Isnuwardianto, "*Elaboration d'une Commande Optimale Multicritère Appliqué à la Stabilité Dynamique d'un Réseau Electrique*". Thèse Docteur, Ecole Centrale de Lyon, février, 1991.

[17] POWER SYSTEM ENGINEERING COMMITTEE OF THE IEEE. *Proposed Terms & Definitions for Power System Stability, IEEE Trans*., vol.PAS-101, no.7, pp.1894-1898, July 1982.

[18] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *"Power System Dynamics and Stability",* John Wiley & Sons, Inc, 1997.

[19] 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).

[20] E. C. Housos,G. Irisarri, R. M. Porter, and A. M. Sasson, *"Steady State Network Equivalents For Power System Planning Applications"*, *IEEE Trans.,* vol.PAS99, pp.2113-2120 (1980).

[21] EDF,Tractebel, *" Eurostag - Manuel Théorique ",* (2000).

[22] P. W. Sauer, and M. A. Pai, *"Power system dynamics and stability",* UpperSaddle River, N.J., Prentice-Hall. 1998.

[23] Pai, M. A., D. P. Sen Gupta, et al. , *"Small signal analysis of power systems",* Harrow, Angleterre, Alpha Science International (2005).

[24] Padiyar, *"Power System Dynamics, Stability and Control",* (2008).

[25] I. C. Report, *"Computer representation of excitation systems",* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, no. 6, pp. 1460-1464, (1968).

[26] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *"Power System Dynamics and Stability",* John Wiley & Sons, Inc, (1997).

[27] Andersson G, *"Dynamic and Control of Electric Power Systems",* Lectures 227-528, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, (March 2004).

[28] M. BOUDOUR, A. HELLAL, *"Réseaux électriques fondamentaux et concepts de base",* page bleu, Algérie, (2011).

[29] Custem T.V, *"Systèmes électriques de Puissance I",* Cours ELEC 029, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, (2002).

[30] Bornard P., Pavard M. et Testud G, *"Réseaux d'Interconnexion et de Transport : Réglages et Stabilité",* Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D4-092, (2005).

[31] Sauer P. and Pai M, *"Power System Dynamics and Stability*", Upper, Saddle River, NJ, Prentice-Hall (1998).

[32] Milano F., PSAT, *"Power System Analysis Toolbox",* Documentation for PSAT version 1.3.4, (July 2005).

[33] A. Tolba, *"Commande des systèmes d'énergie de puissance par des approches heuristiques modernes",* Thèse magister Département Génie Electrique, ENP, Alger, (2005)

[34] Andersson G. : *Modeling and analysis of Electric Power Systems*, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, (March 2006)

[35] Wang, X.-F., Y. Song, et al, *"Modern Power Systems Analysis",* [resource électronique]. Boston, MA, Springer-Verlag US (2008).