

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOHAND OULHADJ-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées

Département : Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par :

HARRACHE Abdenacer

En vue de l'obtention du diplôme de **Master 02** en :

Filière : ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux électriques

Thème :

Etudes de la stabilité transitoire d'un système de puissance (cas d'un système multi machines)

Devant le jury composé de :

BENZAOUI Amir MCA
GRICHE Issam MAA
BOUHEDDA Ali MAA

UAMOB
UAMOB
UAMOB

Président
Encadreur
Examineur

Année Universitaire 2018/2019

Dédicaces

A la mémoire de mon père

A ma chère mère

A mes chers frères, à ma soeur,

A ma famille et à tous mes amis.

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu M. GRICHE Issam, Directeur de ce mémoire, qui m'a constamment guidé avec ses multiples directifs et ses conseils précieux pour contribuer à la réussite de ce travail, je tiens à lui remercier pour sa disponibilité tout au long de ce travail.

Je remercie également tous les membres du jury :

-BENZAOUI Amir

-BOUHEDDA Ali

Qui ont accepté de juger ce travail.

Merci aussi à mes enseignants et à mes collègues de l'université qui m'ont accompagné dans mon parcours.

Finalement, mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes collègues et mes amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Bouira, le 24/11/2019

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	I
<i>Chapitre 01</i>	3
1.1. Introduction.....	3
1.2. Etat de l'art.....	3
1.3. Définition et Classification de la stabilité des réseaux.....	4
1.3.1. Stabilité de tension.....	5
1.3.2. Stabilité de fréquence.....	5
1.3.3. Stabilité angulaire.....	5
1.4. Position du problème de la stabilité transitoire.....	7
1.5. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	7
1.5.1. Méthodes d'intégration numérique.....	8
1.5.2. Méthodes énergétiques.....	9
1.5.3. Méthodes modernes.....	11
1.6. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire.....	11
1.7. Conclusion.....	12
<i>Chapitre 02</i>	13
MODELISATION DE RESEAU ELECTRIQUE.....	13
2.1. Introduction.....	13
2.2. Equations de performance du système en état d'équilibre.....	13
2.3. Calcul de l'écoulement de puissance.....	15
2.3.1. Calcul de load flow par la méthode de newton-raphson.....	15
2.4. Modélisation des lignes de transmission.....	17
2.5. Modélisation du transformateur.....	18
2.6. Modélisation des charges.....	18
2.7. Equation mécanique du rotor (Swing equation).....	18
2.8. Equations électriques de la machine synchrone.....	21
2.8.1. Transformation de Park.....	21
2.8.2. Détermination des paramètres de la machine.....	24
2.8.3. Expression de la tension terminale.....	26
2.8.4. Expression dynamiques de la machine.....	26
2.9. Modèle à deux axes.....	27
2.10. Modèle de second ordre.....	27

2.11. Organes de régulation de la machine.....	27
2.11.1. Structure de régulateur de tension.....	27
2.11.2. Structure de régulateur de vitesse.....	28
2.11.3. Stabilisateur de puissance (PSS).....	29
2.12. Equations de performance du réseau pendant le défaut.....	29
2.13. Modélisation du réseau dans l'espace d'état.....	31
2.13.1. Modèle de second ordre.....	31
2.13.2. Modèle à deux axes avec régulateurs de tension et de vitesse.....	32
2.14. Evaluation classique de la stabilité transitoire.....	32
2.15. Conclusion.....	35
<i>Chapitre 03.....</i>	<i>36</i>
ETUDES DE LA STABILITE A UN JEU DE BARRE INFINI.....	36
3.1. Introduction.....	36
3.2. Réseau mono machine connecté à un jeu de barre infini.....	36
3.2.1. Description du système test.....	36
3.2.2. Simulations et interprétations des résultats.....	37
3.3. Réseau à deux machines connecté à un jeu de barre infini.....	40
3.3.1. Description du système test.....	40
3.3.2. Simulations et interprétations des résultats.....	41
3.4. Conclusion.....	44
<i>Chapitre 04.....</i>	<i>45</i>
ETUDES DE LA STABILITE SUR UN SYSTEME MULTI MACHINES.....	45
4.1. Introduction.....	45
4.2. Critere d'analyse de la stabilité transitoire.....	45
4.3. Description du système test.....	45
4.4. Résultats et interprétations.....	47
4.4.1. Résultats de l'écoulement de charge.....	47
4.4.2. Résultats de la stabilité transitoire.....	48
4.5. Conclusion.....	53
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....	54

Liste des figures

Figure 1. 1 Classification de la stabilité des réseaux de puissances.....	5
Figure 1. 2 Variation temporelle de l'angle rotorique.....	6
Figure 1. 3 Familles de méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire	8
Figure 1. 4 Caractéristiques $P_e = f(\delta)$ avant, pendant et après défaut.....	9
Figure 1. 5 Balle au fond d'un bol.....	10
Figure 2. 1 Nœud typique d'un système de puissance.	15
Figure 2. 2 Modèle en π de la ligne de transmission.....	17
Figure 2. 3 Schéma équivalent d'une charge.....	18
Figure 2. 4 Représentation de la machine synchrone.....	21
Figure 2. 5 Représentation bipolaire de la machine synchrone	22
Figure 2. 6 Représentation magnétique de la machine synchrone	25
Figure 2. 7 Structure du régulateur de tension.....	28
Figure 2. 8 Structure du régulateur de vitesse	28
Figure 2. 9 Modèle du stabilisateur de puissance PSS.	29
Figure 2. 10 Algorithme d'évaluation de la stabilité transitoire	34
Figure 3. 1. Représentation du réseau SMIB.....	37
Figure 3. 2. Représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink.....	37
Figure 3. 3. Variation de la vitesse angulaire.....	38
Figure 3. 4. Variation de l'angle de puissance.....	38
Figure 3. 5. Variation de la tension terminale.....	38
Figure 3. 6. Variation de la puissance active.....	38
Figure 3. 7. Variation de la vitesse angulaire.....	39
Figure 3. 8. Variation de l'angle de puissance.....	39
Figure 3. 9. Représentation du réseau à deux machines.....	40

Figure 3. 10. Représentation du réseau sur MATLAB/Simulink.....	41
Figure 3. 11. Angles rotoriques.....	42
Figure 3. 12. Variation de vitesse des générateurs.....	42
Figure 3. 13. Angles rotoriques.....	42
Figure 3. 14. Variation de vitesse des générateurs.....	42
Figure 3. 15. Angles rotoriques.....	43
Figure 3. 16. Variation de vitesse des générateurs.....	43
Figure 3. 17. Angles rotoriques.....	43
Figure 3. 18. Variation de vitesse des générateurs.....	43
Figure 4. 1 Réseau test <i>IEEE</i> 03 machines 09 jeux de barres.....	46
Figure 4. 2 Représentation du réseau sur MATLAB/Simulink	46
Figure 4. 3 Resultats de simulation pour $T_e = 0.1s$	49
Figure 4. 4 Resultats de simulation pour $T_e = 0.2s$	50
Figure 4. 5 Resultats de simulation pour $T_e = 0.217s$	51
Figure 4. 6 Resultats de simulation pour $T_e = 0.218s$	52

Liste des tableaux

Tableau 3. 1 Le temps critique d'élimination du défaut avec et sans PSS.	40
Tableau 4. 1 Résultats d'écoulement de charge	47
Tableau 4. 2 Caractéristiques internes des générateurs	47

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

AVR	Automatic Voltage Regulator (régulateur automatique de tension)
PSS	Power System Stabilizer (stabilisateur du système de puissance)
POA	Predictive Optimized Adaptive
SMIB	Single Machine Infinite Bus (machine unique reliée à un nœud infini).
FCL	Fault Current Limiter (limiteur de courant de défaut)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (institut des ingénieurs électriciens et électroniciens)
ST	Stabilité Transitoire
SEP	Stable Equilibrium Point (point d'équilibre stable)
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (système de transmission flexible en courant alternatif)
SIME	Single Machine Equivalent
ANN	Artificial Neural Networks (réseaux de neurones artificiels)
UPFC	Unified power flow controller (contrôleur de transit de puissance unifié)
PSO	Particle Swarm Optimization (optimisation par essaim de particules)
CCT	Critical Clearing Time (temps critique d'élimination de défaut)

Symboles

P_e	Puissance électrique (pu)
P_m	Puissance mécanique (pu)
P_a	Puissance d'accélération (pu)
δ	Angle du générateur (rads)
ω	Vitesse angulaire du rotor (rd/s)
ω_s	Vitesse synchrone du rotor (rd/s)
H	Constante d'inertie (s)
x_d	Réactance du générateur axe direct (pu)
x_q	Réactance du générateur axe quadratique (pu)

x'_d	Réactance transitoire axe direct (pu)
x'_q	Réactance transitoire axe quadratique (pu)
T'_{do}	Constante de temps transitoire - axe direct (s)
T'_{qo}	Constante de temps transitoire - axe quadratique (s)
I_d	Courant du générateur axe direct (pu)
I_q	Courant du générateur axe quadratique (pu)

INTRODUCTION GENERALE

Le rôle d'un réseau électrique est de générer et transporter la puissance électrique à la charge, un équilibre entre l'énergie générée et l'énergie consommée doit être maintenue en tout temps d'une manière rapide et flexible dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation.

Les systèmes électriques modernes se composent de nombreux générateurs synchrones interconnectés ayant des constantes d'inertie différentes, connectés avec un grand réseau de transmission et une demande toujours croissante d'échange de puissance. La taille du système d'alimentation augmente de manière exponentielle en raison de l'augmentation de la demande de puissance [1].

Les générateurs interconnectés produisent les couples qui dépendent du déplacement relatif aux angles des rotors. Ces couples agissent pour maintenir les générateurs au synchronisme. Suite à une perturbation, la nature non linéaire du couple de synchronisme peut ne pas conserver les angles des machines dans un état d'équilibre. Ainsi, un ou plusieurs générateurs peuvent perdre le synchronisme et le système devient alors instable. Prédire le comportement des systèmes électriques n'est pas une tâche facile. Les équations qui les caractérisent sont non linéaires et les résoudre exige l'utilisation de plusieurs calculs numériques complexes [2] [3].

L'apparition des défauts dans un réseau d'énergie électrique nécessite d'étudier le fonctionnement en régime dynamique du système électrique pour mettre au point des plans de protection et des plans de défense en vue de pouvoir préserver le système de situations graves tel que le black-out [4]. L'étude du fonctionnement en régime dynamique suite à des perturbations de grandes amplitudes telle que la perte d'unité de production importante ou de court – circuit, revient à l'examen de la stabilité du système suite à l'occurrence de ces perturbations.

Dans ce travail, l'évaluation de la stabilité transitoire est assurée par l'intégration numérique du système d'équations différentielles décrivant le comportement dynamique du réseau d'énergie électrique. Nous présentons, en premier lieu des généralités sur les études de la stabilité transitoire des réseaux électriques, puis nous posons la modélisation des principaux éléments qui composent les réseaux électriques. Ensuite, nous décrirons les équations différentielles qui simulent le comportement dynamique du groupe générateur-excitatrice ainsi que les équations algébriques qui simulent le stator et le réseau électrique. Dans le troisième et le quatrième chapitre, nous présentons

les résultats de simulation de la stabilité transitoire d'un système liée à un jeu de barre infini et d'un système multi machines respectivement en présence d'un défaut.

Chapitre 01

ETAT DE L'ART SUR LES ETUDES DE LA STABILITE TRANSITOIRE

1.1. Introduction

Maintenir la stabilité et la sécurité est une problématique inhérente à l'existence même d'un réseau électrique. Il faut en tout temps assurer la continuité dans la fourniture de l'électricité même en cas de défauts très sévères. Durant les 50 dernières années, les réseaux électriques ont énormément augmenté en taille. Il en résulte, en toute logique, une croissance accrue du nombre d'interconnexions. Dans ce chapitre, les notions de stabilité des réseaux d'énergie électrique et ses différents types sont brièvement exposés ainsi que les différentes techniques appliquées pour l'évaluation de la stabilité transitoire

1.2. Etat de l'art

L'étude de la stabilité lors de ces perturbations est une préoccupation majeure dans le fonctionnement du système électrique, afin de vérifier que le réseau évolue vers des conditions de fonctionnement acceptables. En conséquence, plusieurs publications et recherches dans le domaine de la stabilité transitoire ont été récemment publiées. Dans un tel cas, Milla et al. [5] ont discutés l'utilisation d'un PSS de type POA (Predictive Optimized Adaptive) pour améliorer l'amortissement des oscillations dans un système SMIB. POA-PSS fournit des paramètres de conception optimaux de celle de PSS classique en utilisant un algorithme prédictif d'optimisation, qu'il s'adapte aux changements dans les entrées du système.

Ashraf et al. [6] ont proposé un Limiteur de courant de défaut (FCL) de type pont contrôlé par la logique floue pour augmenter la stabilité transitoire dans un système de puissance multi-machines IEEE 30bus. Darabian et al. [7] ont présenté une stratégie de contrôle de puissance pour améliorer la stabilité transitoire en présence de parcs éoliens en concevant la commande prédictive.

Hilal et al. [8] ont présenté une approche de conception optimale de PSS en utilisant les algorithmes génétiques multi objectifs appliquée à un système SMIB. Asija et al. [9] ont discutés la conception et l'amélioration de la stabilité transitoire du système IEEE 9 nœuds en utilisant Power World Simulator, cette recherche a utilisé un PSS avec AVR pour l'amélioration de la stabilité.

Chheng et al. [10] ont proposé une technique simple et rapide basée sur le Modèle de régression pour l'évaluation en ligne de la stabilité transitoire, le système IEEE 39 nœuds 10 machines est utilisé pour évaluer la performance de la méthode proposée

Sharifian et al. [11] ont proposé une nouvelle méthode directe pour l'évaluation en ligne de la stabilité transitoire basée sur le réseau neuro-flou type-2. Un réseau neuro-flou type-2 hybride est conçu pour estimer le temps critique d'élimination de défaut d'une simple contingence pour le système New England 10-machine 39-bus.

Karami et al. [12] ont discutés l'utilisation du réseau neuronal pour évaluer la stabilité transitoire d'un système de puissance en considérant le modèle détaillé pour les machines synchrones ,et leur régulateur de tension automatique (AVR).

Zhu et al. [13] ont proposé l'application de l'analyse de sensibilité pour identifier les paramètres de la modèle de charge critique affectant la ST d'un système de puissance. Différents types de charge ont été appliqués pour étudier leur influence sur la stabilité du système.

1.3. Définition et Classification de la stabilité des réseaux

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une ou plusieurs perturbations [14].

Le terme « perturbation » dans ce cas, concerne à la fois les grandes perturbations telles que les courts-circuits, la perte d'un groupe de production, la perte d'un ouvrage comme une ligne de transmission, et les petites perturbations telles que la fluctuation de charge, manœuvre d'équipement, etc. Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classifier les types de la stabilité comme suit :

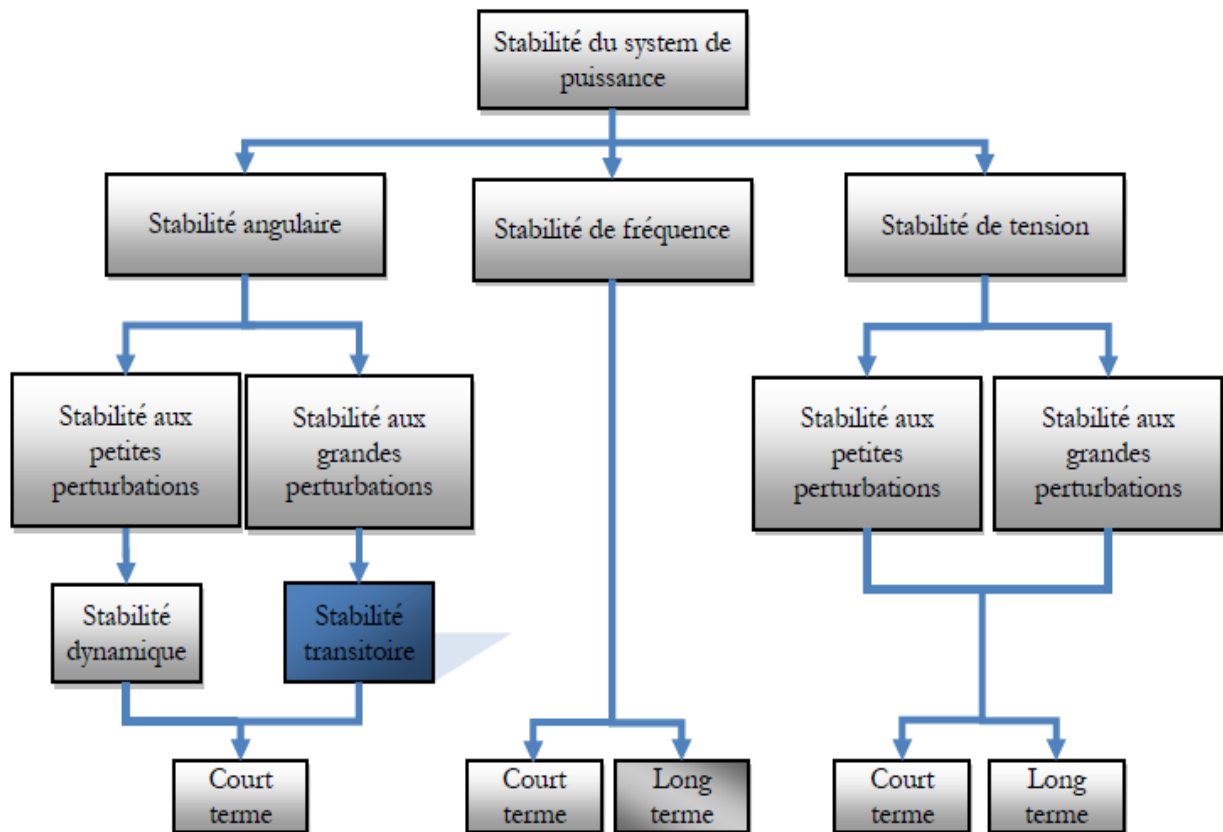


Figure 1. 1Classification de la stabilité des réseaux de puissances [15].

1.3.1. Stabilité de tension

La stabilité de tension est l'aptitude du réseau à maintenir les tensions en régime permanent sur tous les jeux de barre au point de fonctionnement normal et lors d'une perturbation de faible ou de grande amplitudes. Ce type de stabilité est déterminé par le bilan des puissances réactives aux nœuds du réseau électrique.

1.3.2. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence se rapporte à la capacité du réseau de maintenir ou de rétablir la fréquence d'équilibre sur le réseau suite à une perturbation sévère due à un déséquilibre entre la production et la charge.

1.3.3. Stabilité angulaire

La stabilité angulaire (angle du rotor) se réfère à la capacité des machines synchrones à garder leur synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir ou de rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine dans le

réseau. L'instabilité qui peut résulter se manifeste sous forme d'augmentation des oscillations angulaires entre deux ou plusieurs machines jusqu'à la perte totale du synchronisme [14] [17].

Selon l'amplitude de la perturbation, la stabilité de l'angle du rotor peut être traitée selon deux approches différentes :

1.3.3.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité dynamique concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations dues aux variations de charges ou de productions et aux manœuvres. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [15].

1.3.3.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire d'un système de puissance est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude comme un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. L'instabilité est surtout due au rapport non linéaire existant entre la puissance du générateur et l'angle du rotor [16]. Elle peut être observée rapidement après le défaut (first swing) ou dans un laps de temps plus long (multi swing) (fig 1.2 (b)). La stabilité transitoire dépend à la fois des conditions initiales de fonctionnement du réseau, de l'emplacement du défaut, de sa sévérité, de sa durée, de la performance des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des différents équipements [18]. Dans ce mémoire, nous intéressons seulement à la stabilité transitoire.

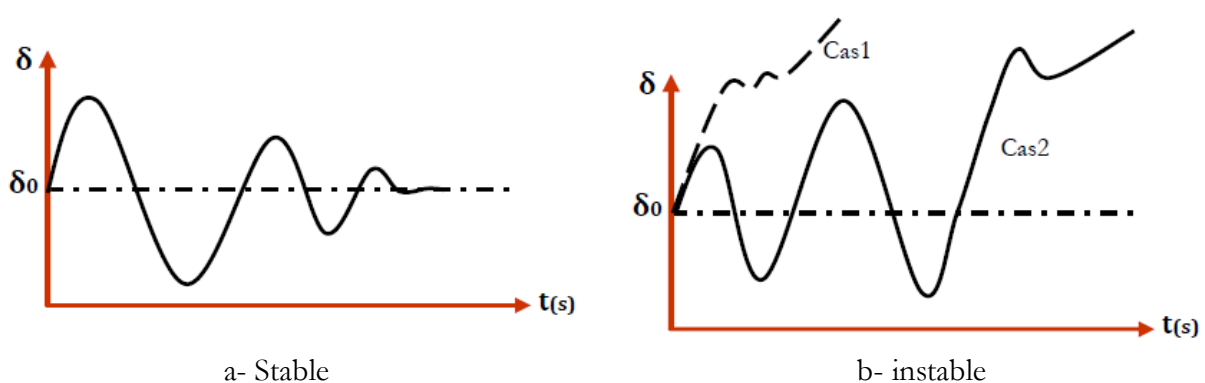


Figure 1. 2Variation temporelle de l'angle rotorique

Cas1: instabilité de première oscillation.

Cas2: instabilité de multi-oscillation.

1.4. Position du problème de la stabilité transitoire

Pour un réseau électrique on fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le réseau subit une perturbation importante (les court –circuits, les pertes de charges importantes ou de grandes unités de production), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques commencent à osciller jusqu'à l'intervention des systèmes de régulation de tension et de vitesse afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un nouvel état de fonctionnement stable [19]. La perte de synchronisme doit être empêchée ou contrôlée car elle a un effet négatif sur la fréquence, la tension et la puissance, et il peut causer de sérieux dommages aux générateurs qui sont les éléments les plus chers dans les systèmes de puissance [20].

L'étude de la stabilité d'un réseau électrique est d'une importance primordial, elle permet d'évaluer les capacités du réseau à retrouver un état de fonctionnement normal ou synchrone après élimination de défaut, elle permet aussi de déterminer la temporisation à afficher au niveau des protections.

1.5. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

L'étude de la stabilité transitoire est utilisée pour évaluer la stabilité du système électrique suite à une perturbation sévère, elle joue un rôle important dans la sécurité et le bon fonctionnement du réseau. Une variété d'approches permettant l'évaluation de la stabilité des réseaux d'énergie électrique a été proposée dans la littérature. Elles se distinguent par les techniques de modélisation et les hypothèses adoptées. Elles peuvent être classées en trois catégories distinctes [18]:

- Méthodes indirectes d'intégration numérique.
- Méthodes directes énergétiques.
- Méthodes modernes.

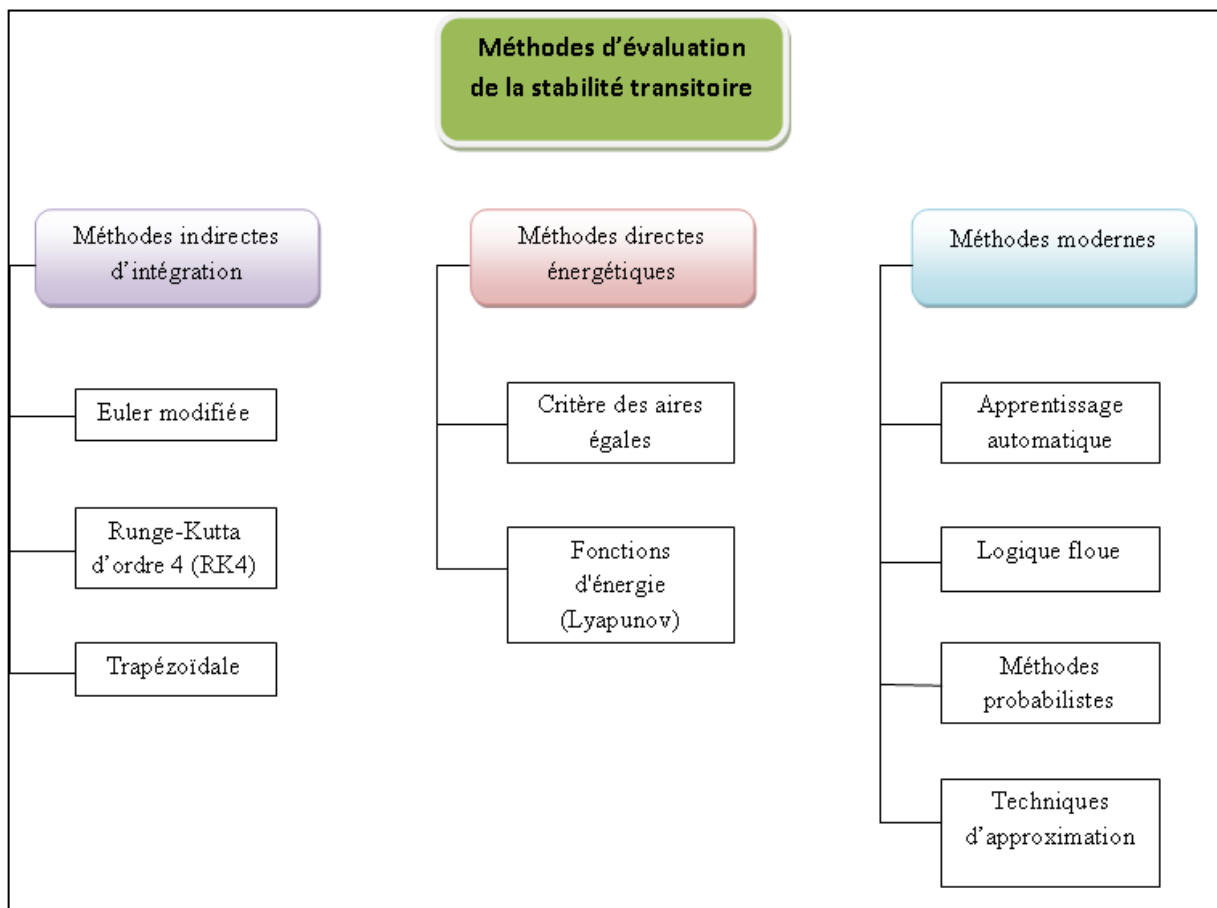


Figure 1. 3Familles de méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire [18]

1.5.1. Méthodes d'intégration numérique

Les méthodes les plus utilisées pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Ces méthodes consistent à résoudre dans le domaine du temps les équations différentielles non linéaires décrivant les variables d'état du système. Le modèle mathématique décrivant la dynamique d'un système pendant et après une perturbation donnée est un ensemble d'équations différentielles de premier ordre. Les techniques numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes sont la méthode d'Euler modifiée et celle de Runge-Kutta d'ordre 4 [17]. Les méthodes d'intégration numérique permettent l'évaluation de la sévérité d'une perturbation par le calcul de son temps critique d'élimination de défaut CCT.

Cette approche comporte trois étapes essentielles :

- Étude du système avant défaut (écoulement de puissance).
- Étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.
- Étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut.

En général, les méthodes d'intégration numérique sont largement acceptées et utilisées, car elles fournissent des résultats détaillés pour les réglages des circuits de protection et elles sont capables de traiter le modèle mathématique des réseaux très complexes [21]. L'inconvénient de cette méthode consiste dans l'application à l'évaluation de la stabilité en temps réel. En effet, il est nécessaire d'effectuer plusieurs simulations du réseau pendant et après du défaut afin d'estimer le CCT pour une perturbation. Cela rend la méthode très lente qui ne permet pas de l'utiliser en temps réel [22].

1.5.2. Méthodes énergétiques

1.5.2.1. Critère d'égalité des aires

C'est une méthode graphique simple et facile d'implantation. Pour déterminer si un réseau est stable après une perturbation, on trace la courbe de puissance en fonction de l'angle du rotor pour les périodes avant, pendant et après le défaut [20].

La méthode d'égalité des aires n'est appliquée que dans le cas où une machine est connectée à un nœud infini. D'après le critère d'égalité des aires, la stabilité est assurée si l'énergie cinétique stockée par le rotor pendant le défaut (l'aire d'accélération A_{acc}) est inférieure à celle de décélération A_{dec} (l'énergie perdue pendant la décélération) (fig 1.4). Dans cette condition, sans amortissement, l'angle rotorique du générateur oscille autour du point d'équilibre stable avant le défaut. Le générateur ne perd pas le synchronisme. Dans le cas contraire, l'angle rotorique s'évolue sans cesse, la machine perd la stabilité. L'angle critique du défaut δ_{cr} peut être déterminé en faisant égalité entre deux aires: $A_{acc}=A_{dec}$ [22] [23].

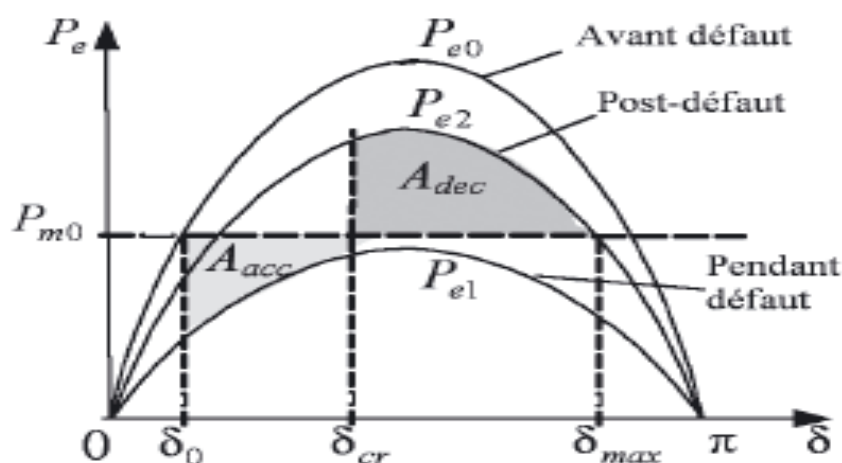


Figure 1. 4Caractéristiques $Pe = f(\delta)$ avant, pendant et après défaut [24]

1.5.2.2. Méthodes Directes de Lyapunov

Les inconvénients des méthodes temporelles précitées ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov. Ces méthodes déterminent la stabilité sans la solution des équations différentielles après le défaut [25]. Soit V une fonction de Lyapunov qui assure la stabilité du réseau dans une région autour du point d'équilibre stable après défaut (Stable Equilibrium Point, SEP) et soit V_{cr} sa valeur à la limite de la région. Si V est inférieur à V_{cr} , pendant la période transitoire juste après le défaut, le réseau est stable [18]. Pour comprendre le principe, il suffit d'imaginer une balle au fond d'un bol comme présenté à la Figure 1.5.

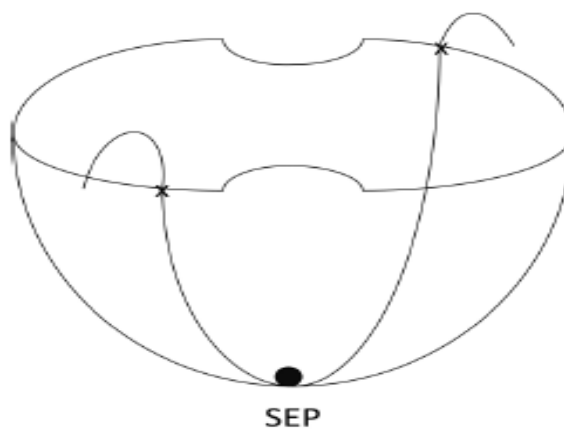


Figure 1.5. Balle au fond d'un bol

La balle au fond est au point d'équilibre (SEP). La région interne du bol représente la zone de la stabilité. La région externe est la zone de l'instabilité. La quantité d'énergie cinétique nécessaire pour faire sortir la balle du bol est la quantité d'énergie cinétique nécessaire suite à une contingence pour faire perdre le synchronisme au groupe étudié.

Ces méthodes sont classées en 3 catégories [18][24] : La méthode du point d'équilibre instable proche, La méthode du point d'équilibre instable contrôlé, et La méthode de surface limite de l'énergie potentielle.

Les méthodes des fonctions d'énergie présentent comme avantages la réduction du temps de calcul énorme pris avec les méthodes temporelles et le calcul de marges de stabilité capables de prédire l'état du réseau.

Toutefois, une limitation majeure des méthodes directes énergétiques réside dans la simplicité des modèles utilisés (elles nécessitent d'autres efforts de développement mathématique pour qu'elles puissent prendre en considération les régulations de vitesse, de tension, les dispositifs d'amélioration de la stabilité transitoire PSS, FACTS, ...etc.). Une autre limitation est que les

méthodes directes ne s'appliquent qu'à la stabilité de la première oscillation et ne donnent de réponse temporelle d'aucune des variables d'état de la période après contingence.

Certaines méthodes dites hybrides combinent les méthodes directes et les méthodes temporelles. La méthode dite SIME (SIngle Machine Equivalent), est souvent utilisée pour évaluer la stabilité transitoire, c'est une méthode hybride résultant de la combinaison de la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur le système mono machine équivalent. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir : l'identification des machines critiques (c'est-à-dire des machines responsables de la rupture éventuelle de synchronisme) et l'évaluation de la marge de stabilité [26].

1.5.3. Méthodes modernes

Les méthodes modernes incluent toutes les méthodes basées sur l'apprentissage automatique, la logique floue, les approximations et les statistiques. L'apprentissage automatique (*Automatic Learning* en anglais) est un champ de l'intelligence artificielle, qui a été introduit au début des années 70 .Il regroupe trois grandes classes : l'apprentissage supervisé ou non supervisé (*supervised or non-supervised learning*), les réseaux de neurones artificiels (*Artificial Neural Networks, ANN*) et la reconnaissance des formes (*Recognition Pattern*) [18].

1.6. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur [27] :

- Augmentation de la constante d'inertie des générateurs ;
- Augmentation de la puissance active ;
- Installation des protections et des appareils de coupure rapides ;
- Implantation des valves rapides des turbines à gaz ;
- Installation des résistances d'amortissement ;
- Utilisation des PSS ;
- Contrôle rapide et flexible de l'écoulement de puissance ;
- Utilisation des AVR rapides ;
- Utilisation des FACT (UPFC, etc.) ;

1.7. Conclusion

L'étude de la stabilité transitoire est une étape primordiale dans la conception, la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Grâce à cette étude, on peut porter un jugement sur la capacité du réseau à résister contre les incidents majeurs qui peuvent surgir en tout moment. Selon les techniques de simulation utilisées, la stabilité transitoire peut être analysée et évaluée par diverses méthodes.

Chapitre 02

MODELISATION DE RESEAU ELECTRIQUE

2.1. Introduction

Ce chapitre a pour but de présenter en détails la modélisation d'un réseau d'énergie électrique pour l'étude de la stabilité transitoire. 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, la charge et quelques organes de régulation. Ensuite, nous décrirons les équations différentielles qui simulent le comportement dynamique du groupe générateur-excitatrice ainsi que les équations algébriques qui simulent le rotor et le réseau électrique.

2.2. Equations de performance du système en état d'équilibre

Une étude de la stabilité transitoire suppose la connaissance de l'état stable de fonctionnement des machines avant défaut par un calcul d'écoulements de puissance (load-flow). Ceci exige la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires appelées : *équations de performance du réseau*. Ce qui nous permet de déterminer les tensions (amplitudes et angles) pour tous les nœuds du réseau, les puissances (actives et réactives) dans les lignes de transmissions, la puissance totale produite et les pertes totales dans le système.

Considérons un réseau d'énergie de $m+n$ nœuds dont n nœuds générateurs et m nœuds de charge. Prenons un nœud de référence, l'équation de performance du réseau sous forme matricielle est donnée par [28] :

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (II.1)$$

Avec :

V_{bus} : Vecteur des tensions complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ mesurées par rapport au nœud de référence.

I_{bus} : Vecteur des courants complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ (pris positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau).

Y_{bus} = Matrice nodale carrée des admittances complexes du réseau de transport d'énergie de dimension $(n+m \times n+m)$. La matrice est formée comme suit :

- ✓ Les éléments diagonaux : $Y_{ii} = \sum_{j=0}^{n+m} Y_{ij}$,
- ✓ Les éléments non diagonaux : $Y_{ij} = -Y_{ji}$,

Dans ce qui suit, les hypothèses suivantes sont considérées :

- La puissance complexe d'un nœud i est la puissance injectée au réseau et la puissance injectée au nœud i . Elle est obtenue en retranchant la puissance de charge de la puissance injectée par le générateur.
- le courant complexe du nœud i (I_i) est le courant injecté au réseau et le courant injecté au nœud i . Il est obtenu en retranchant le courant de charge du courant injecté par le générateur.
- la puissance et le courant d'un nœud sont positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau

L'équation (II.1) peut se transformer en un ensemble de $(n+m-1)$ équations algébriques complexes simultanées de la forme suivante :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} (I_i - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} Y_{ij} V_j) \quad (\text{II.2})$$

La puissance complexe injectée au nœud i est donnée par le produit de la tension complexe et le courant complexe conjugué :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (\text{II.3})$$

On peut avoir l'expression des courants complexes injectés au nœud i :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{II.4})$$

Substituons l'équation (II.4) dans (II.2), on peut avoir l'équation de base de calcul d'écoulement de puissance :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} Y_{ij} V_j \right) \quad (\text{II.5})$$

Les $(n+m-1)$ équations algébriques simultanées données par (II.5) décrivent complètement la performance du système à l'état d'équilibre. Elles sont non linéaires. Pour les résoudre, on utilise les méthodes numériques itératives classiques (Gauss Seidel, Newton-Raphson ou la technique de Newton modifiée) [4]. Dans notre travail, nous avons utilisé la méthode de Newton-Raphson.

La solution de ces équations donne les tensions complexes du système en tous les nœuds du réseau. Par la suite, on peut calculer directement les transits de puissance active et réactive dans les lignes, les puissances du nœud balancier ainsi que les pertes totales dans le système.

2.3. Calcul de l'écoulement de puissance

L'étude de l'écoulement de puissance consiste à rechercher un point de fonctionnement stable à un moment donné à travers une information complète du courant et de la puissance. En fait, il s'agit principalement de calculer les quatre paramètres suivants au niveau de chaque nœud de réseau : P, Q, V et δ . Les méthodes itératives les plus connues pour résoudre les systèmes d'équations non linéaires sont Gauss Seidel, Newton Raphson et leurs variantes [29].

2.3.1. Calcul de load flow par la méthode de newton-raphson

En raison de sa convergence quadratique, la méthode de Newton-Raphson converge rapidement indépendamment de la dimension du système. Dans la pratique, la méthode de Newton- Raphson est la méthode la plus efficace, mais il y a beaucoup de fonctions à évaluer dans chaque itération [29]. Pour un nœud typique de système représenté dans la figure (2.1), le courant qui entre le nœud i est donné par l'équation :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (\text{II.6})$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (\text{II.7})$$

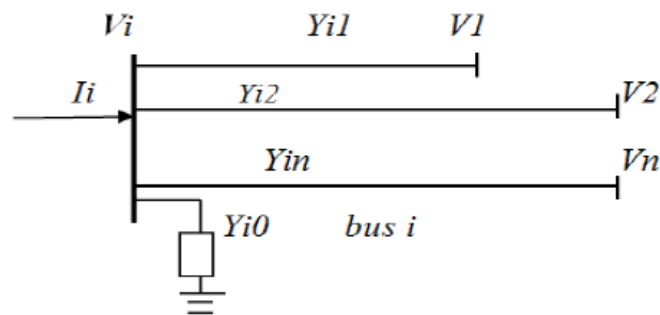


Figure 2. 1 Nœud typique d'un système de puissance[29].

En injectant l'équation (II.7) dans (II.3) on trouve :

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (\text{II.8})$$

En séparant la partie réel et la partie imaginaire soit :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{II.9})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{II.10})$$

Ces deux équations constituent un système d'équations algébriques non linéaires, En développant en séries de Taylor les équations (II.9) et (II.10) au voisinage une estimation initiale, et en négligeant tous les termes d'ordre supérieur, il en résulte le système d'équations linéaires suivant :

$$\begin{pmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{pmatrix} \quad (\text{II.11})$$

Dans ce système d'équations, le nœud 1 est supposé le nœud balancier, la matrice Jacobian donne une relation linéaire entre les petites variations de l'angle de tension $\Delta \delta_i^{(k)}$, le module $\Delta |V_i^{(k)}|$ et les petites variations de la puissance active et réactive $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$.

Le système d'équations (II.11) se réduit à:

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{pmatrix} \quad (\text{II.12})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_1 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{II.13})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad , i \neq j \quad (\text{II.14})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_2 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{II.15})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad , i \neq j \quad (\text{II.16})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_3 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{II.17})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad , i \neq j \quad (\text{II.18})$$

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J_4 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i}^n |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{II.19})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad , i \neq j \quad (\text{II.20})$$

Les puissances résiduelles sont données par :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (\text{II.21})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (\text{II.22})$$

Les nouvelles estimations sont données par :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (\text{II.23})$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (\text{II.24})$$

2.4. Modélisation des lignes de transmission

Les modèles des lignes de transmission sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues, moyennes, courtes). Une courte ligne de transmission est représentée par son impédance en série. Les moyennes et longues lignes sont représentées par un circuit en π [30] [17], voir la figure 2.2.

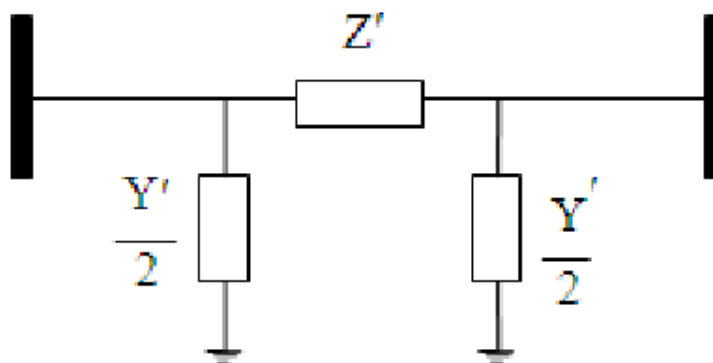


Figure 2. 2Modèle en π de la ligne de transmission

Où

Y' : admittance shunt total de la ligne.

Z' : impédance de la ligne.

2.5. Modélisation du transformateur

Généralement le modèle d'un transformateur est donné par une réactance inductive [31].

2.6. Modélisation des charges

Le fonctionnement stable du réseau électrique est assuré par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique [22].

Généralement dans les études de la stabilité transitoire, la modélisation des charges autre que les moteurs, peuvent être représentés par des impédances ou admittances statiques, voir la figure 2.3.

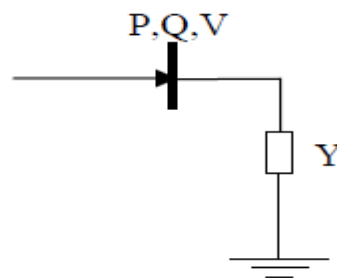


Figure 2. 3Schéma équivalent d'une charge

Où

$$Y_i = \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} \right) \quad (\text{II.25})$$

V_i : Tension aux bornes de la charge ;

P_i, Q_i : puissances actives et réactives consommées par la charge i ;

Y_i : admittance de la charge.

2.7. Equation mécanique du rotor (Swing equation)

L'équation du mouvement d'une machine synchrone est décrite par le produit du coefficient d'inertie et de l'accélération angulaire du système, qu'on appelle couple d'accélération [32].

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (\text{II.26})$$

Où

J : Moment d'inertie totale du système (turbine + machine) [$\text{Kg} \cdot \text{m}^2$];

θ_m : Position angulaire dans le référentiel stationnaire [rad];

t : Temps [sec];

T_m : Couple mécanique [N.m];

T_e : Couple électrique [N.m];

T_a : Couple d'accélération [N.m];

Il est convenable de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à une référence qui tourne avec la vitesse de synchronisme [33] :

$$\theta_m = \omega_{ms} t + \delta_m \quad (\text{II.27})$$

δ_m : La position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique [rad];

ω_{ms} : Vitesse synchrone du rotor [rad/s] ;

Si nous faisons le dérivé de (II.27) par rapport au temps, on obtient la vitesse angulaire du rotor :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{ms} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (\text{II.28})$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{II.29})$$

L'équation (II.28) montre que la vitesse angulaire du rotor $\frac{d\theta_m}{dt}$ est constante et égale à ω_{ms} si

$\frac{d\delta_m}{dt}$ est nulle. Ici, $\frac{d\theta_m}{dt}$ est la déviation de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse synchrone. De

plus, l'équation (II.29) montre l'accélération du rotor [17].

Si on remplace l'équation (II.29) dans (II.28), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad [\text{N.m}] \quad (\text{II.30})$$

$$J \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a \omega_m = T_m \omega_m - T_e \omega_m = P_a = P_m - P_e \quad [\text{W}] \quad (\text{II.31})$$

Où :

P_a : Puissance d'accélération;

P_m : Puissance mécanique fournie par la turbine;

P_e : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques;

$J \omega_m$: Couple angulaire du rotor.

À la vitesse synchrone, on peut mettre en évidence que $J\omega_m$ est la constante d'inertie de la machine, notée par M . Alors, l'équation (II.31) devient :

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (\text{II.32})$$

La constante d'inertie, H , est définie par :

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{ms}^2}{S_n} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{ms}}{S_n} \quad [\text{joule/VA}] \quad (\text{II.33})$$

Où :

$\frac{1}{2} J \omega_{ms}^2$: Énergie cinétique à la vitesse synchrone.

S_n : Puissance apparente nominale du générateur.

$$M = \frac{2H}{\omega_{ms}} S_n \quad (\text{II.34})$$

Si on remplace l'équation (II.34) dans (II.32), on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_{ms}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_n} = \frac{P_m - P_e}{S_n} \quad (\text{II.35})$$

Dans la formulation de l'équation mécanique, on utilise par convention l'angle électrique du rotor δ qui est reliée à l'angle mécanique par [29] :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta_m \quad (\text{II.36})$$

Où P est le nombre de pôles de la machine.

La fréquence angulaire synchrone :

$$\omega_s = \frac{P}{2} \omega_{ms} \quad (\text{II.37})$$

Si on déplace les équations (II.36) et (II.37) dans (II.35), on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{p.u}] \quad (\text{II.38})$$

L'équation (II.38) est une équation différentielle de deuxième ordre qui décrit le mouvement du système. Cette équation de deuxième ordre est écrite sous forme de deux équations du premier ordre qui sont les équations différentielles à résoudre:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{p.u}] \quad (\text{II.39})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (\text{II.40})$$

2.8. Equations électriques de la machine synchrone

2.8.1. Transformation de Park

La machine synchrone triphasée se compose de trois enroulements de phase noté a , b , etc au niveau du stator et d'un enroulement d'excitation noté f au niveau du rotor, dont l'axe magnétique est l'axe direct noté d . elle contient également un certain nombre de barres d'amortissement formant des circuits symétriques par rapport aux axes direct et en quadrature. Ces derniers peuvent être représentés avec une bonne approximation par deux circuits équivalents notés D et Q suivant les axes direct et transversal. La figure 2.4 donne une représentation schématique de la machine synchrone [34].

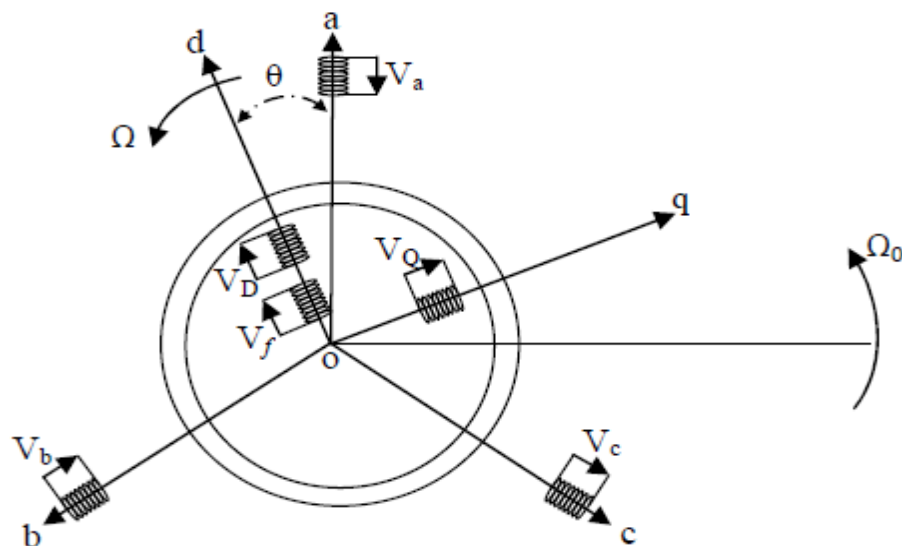


Figure 2. 4Représentation de la machine synchrone [35].

Considérons les trois phases du stator comme générateurs de courant et l'enroulement inducteur comme récepteur. Lorsque la saturation des circuits magnétique est négligée, l'application de la loi d'Ohm à chacun des six enroulements de la figure 2.4 conduit aux équations suivantes :

Pour les trois circuits du stator :

$$v_a = -r_a i_a - \frac{d\Phi_a}{dt} \quad (\text{II.41})$$

$$v_b = -r_b i_b - \frac{d\Phi_b}{dt} \quad (\text{II.42})$$

$$v_c = -r_c i_c - \frac{d\Phi_c}{dt} \quad (\text{II.43})$$

Pour les circuits du rotor :

$$v_f = r_f i_f + \frac{d\Phi_f}{dt} \quad (\text{II.44})$$

$$0 = r_D i_D + \frac{d\Phi_D}{dt} \quad (\text{II.45})$$

$$0 = r_Q i_Q + \frac{d\Phi_Q}{dt} \quad (\text{II.46})$$

Avec :

v_k : la tension aux bornes de l'enroulement k .

Φ_k : le flux dans l'enroulement k .

i_k : le courant dans l'enroulement k .

$K = a, b, c, f, D$ et Q .

La transformation de Park (décomposition selon les axes d et q) peut s'interpréter comme la substitution des trois enroulements de phase (a , b , et c) immobiles par rapport au stator, par deux enroulement d et q tournant à la vitesse rotorique, ayant pour axes magnétiques respectivement l'axes direct et l'axe en quadrature (figure 2.5). La matrice de transformation de Park s'écrit [34] :

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \sin \theta & \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.47})$$

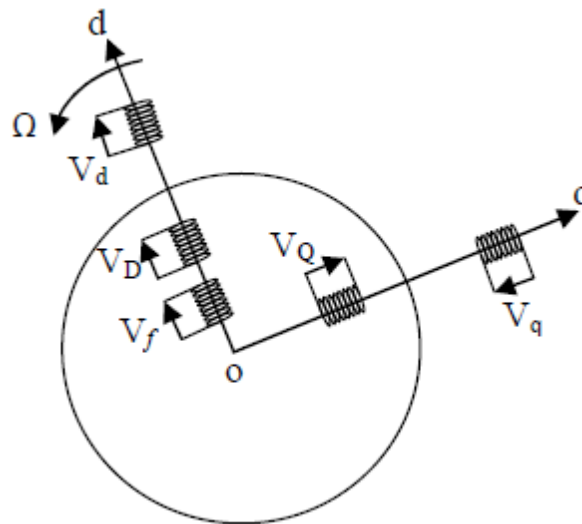


Figure 2. 5 Représentation bipolaire de la machine synchrone [35].

L'application de celle-ci aux équations (II.41), (II.42) et (II.43) conduit aux équations électriques suivantes :

$$v_d = -r_a i_d + \phi_q \frac{d\theta}{dt} + \frac{d\phi_d}{dt} \quad (\text{II.48})$$

$$v_q = -r_a i_q - \phi_d \frac{d\theta}{dt} + \frac{d\phi_q}{dt} \quad (\text{II.49})$$

Les équations magnétiques reliant les courants et les flux dans les différents enroulements se décomposent alors en deux sous-systèmes linéaires (un pour chacun des deux axes), ces dernières s'écrivant sous la forme :

$$\begin{pmatrix} \phi_d \\ \phi_f \\ \phi_D \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} -X_d & X_{af} & X_{aD} \\ -X_{fa} & X_f & X_{fD} \\ -X_{Da} & X_{Df} & X_D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{pmatrix} \quad (\text{II.50})$$

$$\begin{pmatrix} \phi_q \\ \phi_Q \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} -X_q & X_{aQ} \\ -X_{Qa} & X_Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_q \\ i_Q \end{pmatrix} \quad (\text{II.51})$$

Avec

X_{kl} : La réactance mutuelle entre les enroulements k et l.

Dans les études concernant les machines synchrones dans un modèle de réseau d'énergie électrique, il est préférable de travailler avec des grandeurs normalisées par rapport aux grandeurs nominales. Ces grandeurs réduites sont exprimées en pu. (per. unit).

Les grandeurs de base sont [36]:

Pour la vitesse : $\omega_b = 2\pi f$, ou f est la fréquence du réseau.

Pour la tension : $V_b = R_b I_b = \omega_b \phi_b$

Pour le flux : $\phi_b = \frac{X_b I_b}{\omega_b}$

Les grandeurs réduites en p. u sont alors définies par :

$$I_k = \frac{i_k}{I_b}, \phi_k = \frac{\phi_k}{\phi_b}, V_k = \frac{v_k}{V_b}, r_k = \frac{r_k}{R_b}. (k=\{a, b, c, f, 1d, 1q, 2q\})$$

Les équations (II.44), (II.45), (II.46), (II.48) et (II.49), exprimées en valeurs réduites prennent respectivement les formes suivantes :

$$V_d = -r_a I_d + \omega \phi_q + \frac{d\phi_d}{dt} \quad (\text{II.52})$$

$$V_q = -r_a I_q - \omega \phi_d + \frac{d\phi_q}{dt} \quad (\text{II.53})$$

$$V_f = r_f I_f + \frac{d\phi_f}{dt} \quad (\text{II.54})$$

$$0 = r_D I_D + \frac{d\phi_D}{dt} \quad (\text{II.55})$$

$$0 = r_Q I_Q + \frac{d\phi_Q}{dt} \quad (\text{II.56})$$

On peut aussi rendre les matrices des deux systèmes (II.50), (II.51) symétriques par un choix approprié des grandeurs de base pour les réactances [35]. L'équation magnétique matricielle en valeur réduite s'écrit alors:

$$\begin{pmatrix} \phi_d \\ \phi_f \\ \phi_D \\ \phi_q \\ \phi_Q \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} -x_d & x_{md} & x_{md} & 0 & 0 \\ -x_{md} & x_f & x_{md} & 0 & 0 \\ -x_{md} & x_{md} & x_D & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -x_q & x_{mq} \\ 0 & 0 & 0 & -x_{mq} & x_Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \\ i_q \\ i_Q \end{pmatrix} \quad (\text{II.57})$$

Les hypothèses suivantes, généralement adoptées dans l'étude du régime transitoire des machines synchrones seront faites :

- Les f.e.m transformatrices de $\frac{d\phi_d}{dt}$ et $\frac{d\phi_q}{dt}$ sont également négligées devant la f.e.m de rotation (les variations du module du flux sont négligeables devant les variations dues à la rotation).

$$\frac{d\phi_d}{dt} \ll \omega\phi_q \quad \& \quad \frac{d\phi_q}{dt} \ll \omega\phi_d$$

- Le régime sub-transitoire peut être négligé dans l'étude de stabilité transitoire. En conséquence, l'enroulement d'amortissement sur l'axe direct sera négligé.

Ce qui permet d'aboutir aux équations suivantes pour le stator les équations électriques (II.52) et (II.53) en valeurs réduites deviennent :

$$V_d = -r_a I_d + \omega\phi_q \quad (\text{II.58})$$

$$V_q = -r_a I_q - \omega\phi_d \quad (\text{II.59})$$

Les équations de flux de stator et de rotor en valeurs réduites sont données par :

$$\omega\phi_d = -x_d I_d + x_{md} I_f \quad (\text{II.60})$$

$$\omega\phi_f = -x_{md} I_d + x_f I_f \quad (\text{II.61})$$

$$\omega\phi_q = -x_q I_q + x_{mq} I_Q \quad (\text{II.62})$$

$$\omega\phi_Q = -x_{mq} I_q + x_Q I_Q \quad (\text{II.63})$$

2.8.2. Détermination des paramètres de la machine

Pour tenir compte des fuites dans les enroulements, on pose :

$$x_q = x_l + x_{mq}$$

$$x_{lf} = x_f - x_{md}$$

$$x_d = x_l - x_{md}$$

$$x_{lQ} = x_Q - x_{mq}$$

On peut représenter la machine synchrone par les schémas équivalents sur les deux axes présentés par la figure 2.6 [37].

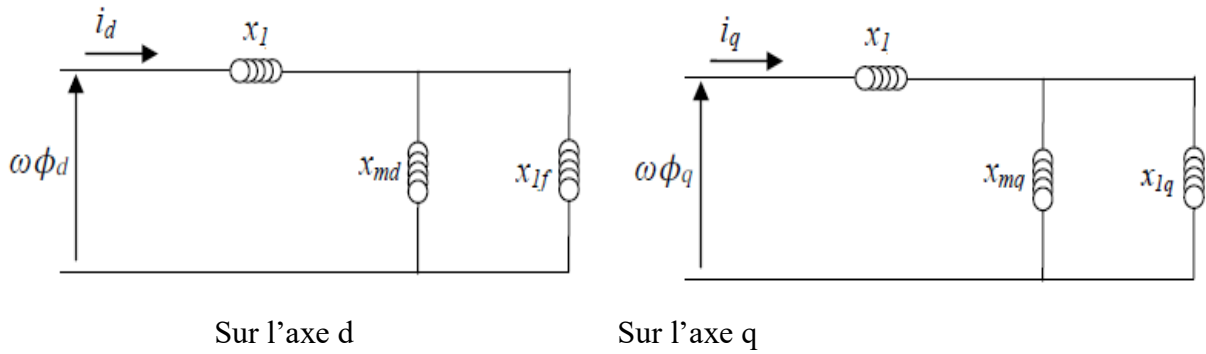


Figure 2. 6 Représentation magnétique de la machine synchrone

A partir de ces schémas, nous pouvons définir :

- Les réactances transitoires directe et quadratique notées respectivement x'_d et x'_q :

$$x'_d = x_l + \frac{x_{md}x_{lf}}{x_f} \quad (\text{II.64})$$

$$x'_q = x_l + \frac{x_{mq}x_{lf}}{x_Q} \quad (\text{II.65})$$

- La constante de temps transitoire d'axe d (respectivement d'axe q) lorsque les enroulements du stator sont ouverts T'_{do} et T'_{qo} :

$$T'_{do} = \frac{x_f}{\omega r_f} \quad (\text{II.66})$$

$$T'_{qo} = \frac{x_Q}{\omega r_Q} \quad (\text{II.67})$$

Afin de déterminer les équations de modèle de la machine, quelques changements de variables sont effectués. On pose :

$$E'_q = \omega \frac{x_{md}}{x_f} \phi_f \quad (\text{II.68})$$

$$E'_d = -\omega \frac{x_{mq}}{x_Q} \phi_Q \quad (\text{II.69})$$

$$E_f = \omega \frac{x_{md}}{r_f} v_f \quad (\text{II.70})$$

Avec :

E'_d : f.e.m transitoire d'axe direct proportionnelle au flux de l'enroulement d'excitation.

E'_q : f.e.m transitoire d'axe quadratique proportionnelle au flux de l'enroulement d'amortisseur.

E_f : Tension d'excitation.

2.8.3. Expression de la tension terminale

Pour les composantes directe et quadratique, la résolution de (II.61) et (II.63) pour I_f et I_Q , permet d'obtenir :

$$I_f = \frac{\omega\phi_f}{x_f} + \frac{x_{md}}{x_f} I_d \quad (\text{II.71})$$

$$I_Q = \frac{\omega\phi_Q}{x_Q} + \frac{x_{mq}}{x_Q} I_q \quad (\text{II.72})$$

En remplaçant Eqs. (II.71) et (II.72) en (II.60) et (II.62), nous avons :

$$V_d = -r_a I_d + x'_q I_q + E'_d \quad (\text{II.73})$$

$$V_q = -r_a I_q - x'_d I_d + E'_q \quad (\text{II.74})$$

Donc, la tension aux bornes de la machine est:

$$V = \sqrt{(V_d)^2 + (V_q)^2} \quad (\text{II.75})$$

2.8.4. Expression dynamiques de la machine

Considérons l'équation (II.54) relative aux variations du flux dans l'enroulement inducteur, avec substitution de l'équation (II.71). L'équation de la dynamique de E'_q s'écrit donc :

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (-E'_q - (x_d - x'_d) I_d + E_f) \quad (\text{II.76})$$

L'équation régissant les variations du flux dans l'enroulement amortisseur est donnée par (II.56) en utilisant l'équation (II.72). L'équation relative à E'_d s'écrit donc :

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} (-E'_d - (x_q - x'_q) I_q) \quad (\text{II.77})$$

La puissance électrique développée par la machine est définie par :

$$P_{ei} = E'_q I_{qi} + E'_d I_{di} + (x'_{qi} - x'_{di}) I_{di} I_{qi} \quad (\text{II.78})$$

Avec :

x_d, x_q : Sont respectivement les réactances statoriques directe et en quadrature de l'alternateur ;

T'_{do}, T'_{qo} : Constantes du temps de l'amortisseur selon l'axe d et q.

2.9. Modèle à deux axes

Le modèle à deux axes (modèle du quatrième ordre) de la machine avec les composantes E'_d et E'_q est donné par :

Les équations électriques : $\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (-E'_q - (x_d - x'_d)I_d + E_f)$ et $\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} (-E'_d - (x_q - x'_q)I_q)$

Les équations mécaniques : $\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e$ et $\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s$

2.10. Modèle de second ordre

Le modèle du second ordre (modèle classique) néglige les effets de saillance et considère le flux dans l'inducteur constant, ce qui revient à supposer que la machine se comporte comme une force électromotrice constante E' , en série avec la réactance transitoire de la machine notée X'_d . Cette hypothèse n'est valable que pendant un temps relativement court (une seconde) après l'apparition d'une perturbation. Par cette formulation, la régulation de tension est ignorée. En général, cette modélisation manque de précision dans l'illustration des phénomènes transitoires de la machine synchrone qui durent pendant plusieurs secondes.

Pour une telle représentation, seulement l'équation mécanique du rotor (swing equation) est nécessaire pour décrire la dynamique des machines :

2.11. Organes de régulation de la machine

2.11.1. Structure de régulateur de tension

Les systèmes d'excitation des machines synchrones ont un effet important sur la stabilité transitoire du réseau électrique. La régulation correcte de ce système peut véritablement améliorer la stabilité. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau [38]. Le régulateur de tension a une influence sur la puissance électrique développée par la machine. Nous considérons le système d'excitation statique IEEE-ST1A pour la régulation de tension; le schéma bloc de ce régulateur est comme suit :

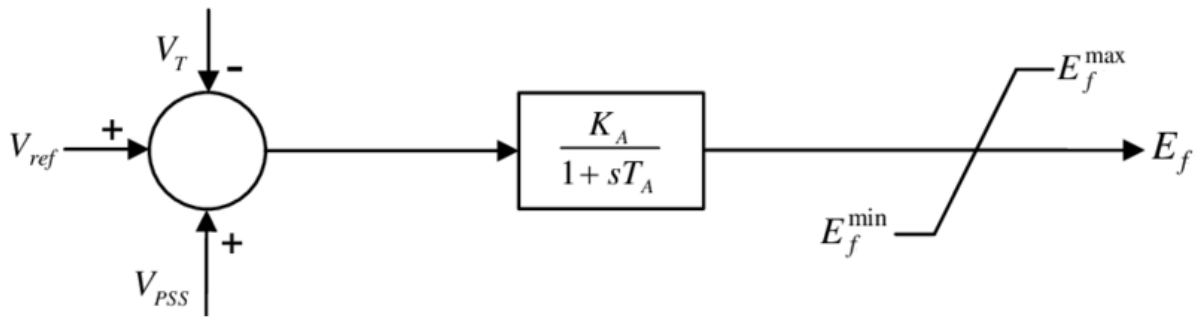


Figure 2. 7 Structure du régulateur de tension

L'équation différentielle régissant la dynamique de la tension de l'excitatrice est donnée par l'expression suivante :

$$\frac{dE_f}{dt} = \frac{1}{T_A} (K_A (V_{ref} - V_t + V_{pss}) - E_f) \tag{II.79}$$

Où :

K_A : Gain statique.

T_A : Constante de temps de régulateur.

V_t : Module de la tension terminale au stator.

V_{ref} : Module de la tension de référence.

V_{pss} : Signal de sortie d'un PSS.

E_f^{max} : Seuil de surexcitation.

E_f^{min} : Seuil de sous excitation.

2.11.2. Structure de régulateur de vitesse

Le principe du régulateur de vitesse est de régler la fréquence (ou la vitesse) du générateur en ajustant la puissance mécanique fournie au générateur à la puissance électrique demandée (Figure 2.8).

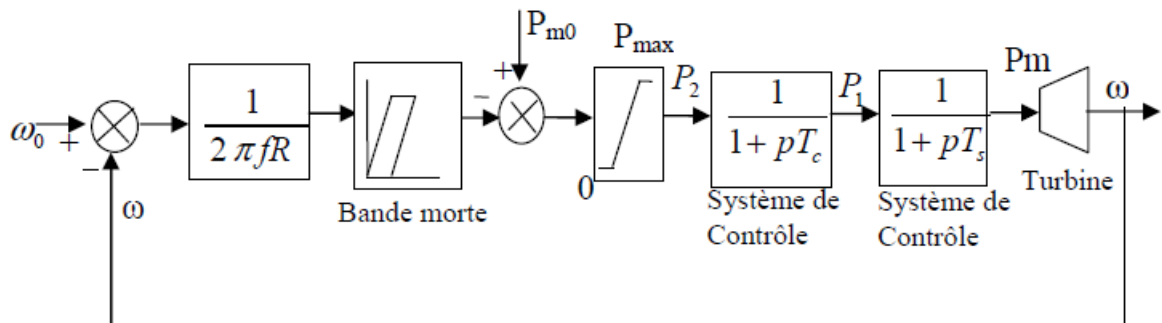


Figure 2. 8 Structure du régulateur de vitesse [31]

La représentation à deux axes de la dynamique des machines pendant le régime transitoire permet de tenir en compte de la variation de la *f.e.m* transitoire et permet la prise en considération des régulateurs de tension et de vitesse [35].

2.11.3. Stabilisateur de puissance (PSS)

Le stabilisateur a pour fonction d'améliorer l'amortissement des oscillations de rotor de générateur en commandant son excitation, utilisant les signaux stabilisants auxiliaires. Le PSS existe sous plusieurs types et avec différents signaux d'entrée. Les signaux d'entrée les plus fréquents sont: La vitesse du rotor, la puissance d'accélération, la fréquence, la puissance active de sortie, la tension aux bornes de la machine et/ou une combinaison d'elles. Le PSS va être une partie non séparable des systèmes d'excitation modernes [17] [37]. Le schéma bloc du PSS est celui de la figure 2.9.

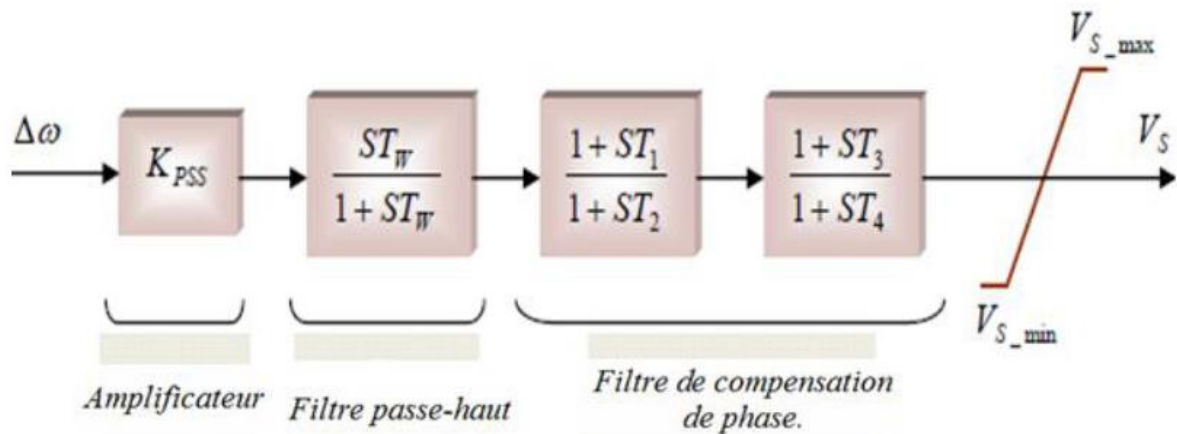


Figure 2. 9Modèle du stabilisateur de puissance PSS.

2.12. Equations de performance du réseau pendant le défaut

Le réseau peut être modélisé par un système d'équation linéaire reliant les courants injectés aux nœuds et les tensions aux bornes des générateurs [35]. En écrivant ces équations sous forme matricielle dans le repère synchrone, nous aurons :

$$I = YV \quad (\text{II.80})$$

Avec :

- I : vecteur courants à $(n+m)$ éléments.
- V : vecteur tensions à $(n+m)$ éléments.
- Y : matrice nodale carrée de dimension $(n+m) \times (n+m)$, déterminée en ajoutant à la matrice Y (équation (II.1)) les éléments représentant les charges du système.

La taille du réseau électrique peut être réduite, en effet on peut éliminer tous les nœuds où il n'y a pas d'injection de courant sauf les nœuds internes des générateurs par la méthode de Kron [17].

L'équation (II.80) s'écrit alors comme :

$$\begin{bmatrix} I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{nn} & y_{nm} \\ y_{mn} & y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ V_m \end{bmatrix} \quad (\text{II.81})$$

Nous déduisons alors la relation matricielle réduite aux nœuds machines :

$$I_n = Y_r V_n \quad (\text{II.82})$$

$$Y_r = y_{nn} - y_{nm} y_{mm}^{-1} y_{mn} \quad (\text{II.83})$$

L'équation (II.82) représente le réseau réduit à ces nœuds machines.

On peut également écrire la relation (II.82) en fonction des tensions transitoires des machines en incluant dans la matrice Y_r les réactances transitoires. Nous avons alors l'expression suivante qui lie les courants injectés aux nœuds producteurs aux tensions transitoires des machines :

$$I_n = Y_r E' \quad (\text{II.84})$$

Avec :

I_n : Vecteur des courants injectés aux nœuds producteurs à n éléments.

E' : Vecteur des *f.e.m* transitoires des machines à n éléments.

Y_r : Matrice admittance réduite aux nœuds générateurs du réseau de dimension $(n \times n)$.

Les éléments de Y_r sont donnés par :

$$Y_{rij} = G_{ij} + jB_{ij}, j = 1, \dots, n \quad (\text{II.85})$$

G_{ij} (respectivement B_{ij}) étant la conductance (respectivement la susceptance) de transfert entre le nœud i et le nœud j .

Les courants et les *f.e.m* transitoire satisferont les relations suivantes :

$$\hat{I}_n = I_n e^{j\delta_i} \quad \hat{E}' = E' e^{j\delta_i} \quad \text{pour } i=1,2,\dots,n$$

En utilisant la même approche pour tous les paramètres du réseau, nous aurons :

$$[\hat{I}] = [e^{j\delta}] \cdot [I] \quad [\hat{E}'] = [e^{j\delta}] \cdot [E'] \quad (\text{II.86})$$

En appliquent les équations (II.84) et (II.86) on peut écrire :

$$[\hat{I}] = [e^{j\delta}] \cdot [Y] \cdot [e^{-j\delta}] \cdot [E'] \quad (\text{II.87})$$

Nous obtenons les expressions du courant de la i ème machine suivant l'axe direct et celui en quadrature :

$$I_{di} = G_{ii}E'_{di} + \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G+B}(\delta_{ik}) E'_{dk} - B_{ii}E'_{qi} - \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G-B}(\delta_{ik}) E'_{qk} \quad (\text{II.88})$$

$$I_{qi} = B_{ii}E'_{di} + \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G-B}(\delta_{ik}) E'_{dk} + G_{ii}E'_{qi} + \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G+B}(\delta_{ik}) E'_{qk} \quad (\text{II.89})$$

Avec :

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

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

$$\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$$

La puissance électrique s'écrit sous la forme suivante :

$$P_{ei} = G_{ii}(E'_{di}{}^2 + E'_{qi}{}^2) + \sum_{i \neq k, k=1}^n (C_{ik}F_{G+B}(\delta_{ik}) - D_{ik}F_{G-B}(\delta_{ik})) \quad (\text{II.90})$$

Avec :

$$C_{ik} = E'_{di}E'_{dk} + E'_{qi}E'_{qk}$$

$$D_{ik} = E'_{di}E'_{qk} - E'_{qi}E'_{dk}$$

2.13. Modélisation du réseau dans l'espace d'état

Un système de puissance peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles et algébrique exprimée comme suit :

$$\dot{x} = f(x, y, u)$$

$$0 = g(x, y)$$

Les équations différentielles correspondent aux fonctionnements dynamiques des générateurs, des systèmes d'excitation et des autres éléments du système. Les équations algébriques correspondent aux équations des réseaux de transport et des stators des générateurs. La solution de ces deux groupes d'équations détermine l'état électromécanique du système à chaque instant [39].

2.13.1. Modèle de second ordre

Les équations décrivant le modèle classique du système de puissance pour une machine i , sont les suivantes :

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (\text{II.91})$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (\text{II.92})$$

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{i \neq k, k=1}^n E_i E_k [B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) + G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (\text{II.93})$$

2.13.2. Modèle à deux axes avec régulateurs de tension et de vitesse

Lorsqu'on considère la représentation suivant les deux axes avec les régulations de tension et de vitesse, les équations dynamiques du système pour une machine i , sont les suivantes :

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (\text{II.94})$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (\text{II.95})$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{doi}} \left(-E'_{qi} - (x_{di} - x'_{di})I_{di} + E_{fi} \right) \quad (\text{II.96})$$

$$\frac{dE'_{di}}{dt} = \frac{1}{T'_{qoi}} \left(-E'_{di} - (x_{qi} - x'_{qi})I_{qi} \right) \quad (\text{II.97})$$

$$\frac{dP_{mi}}{dt} = \frac{1}{T_{mi}} \left(-P_{mi} + P_{mrefi} - K_{vi} \left(\omega_i - \sigma_i \frac{d\omega_i}{dt} \right) \right) \quad (\text{II.98})$$

$$\frac{dE_{fi}}{dt} = \frac{1}{T_{Ai}} \left(K_{Ai} (V_{refi} - V_{ti} + V_{pssi}) - E_{fi} \right) \quad (\text{II.99})$$

$$P_{ei} = E'_{qi}I_{qi} + E'_{di}I_{di} + (x'_{qi} - x'_{di})I_{di}I_{qi} \quad (\text{II.100})$$

$$I_{di} = G_{ii}E'_{di} + \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G+B}(\delta_{ik}) E'_{dk} - B_{ii}E'_{qi} - \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G-B}(\delta_{ik}) E'_{qk} \quad (\text{II.101})$$

$$I_{qi} = B_{ii}E'_{di} + \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G-B}(\delta_{ik}) E'_{dk} + G_{ii}E'_{qi} + \sum_{i \neq k, k=1}^n F_{G+B}(\delta_{ik}) E'_{qk} \quad (\text{II.102})$$

$$V_{di} = -r_{ai}I_{di} + x'_{qi}I_{qi} + E'_{di} \quad (\text{II.103})$$

$$V_{qi} = -r_{ai}I_{qi} - x'_{di}I_{di} + E'_{qi} \quad (\text{II.104})$$

$$V_i = \sqrt{(V_{di})^2 + (V_{qi})^2} \quad (\text{II.105})$$

2.14. Evaluation classique de la stabilité transitoire

La procédure d'évaluation de la stabilité transitoire, consiste à suivre les étapes suivantes [34][35]:

1. La première étape dans les études de la stabilité transitoire est le calcul d'écoulement de puissance, afin d'obtenir les conditions initiales du réseau juste avant la perturbation. Une fois les données du réseau introduites, on calcule la matrice admittance du système avant défaut. Après le choix du nœud de référence (généralement, le nœud possédant le moment d'inertie le plus

important), une solution initiale est proposée et l'équation de performance du système (II.5) est résolue.

2. Introduction des données relatives au problème de la stabilité transitoire :

- Constantes d'inertie des groupes H_i .
- Réactances synchrones et transitoires directes et transversales des générateurs ;
- Résistance du stator.
- Constantes de temps directes et transversales.
- Données des régulateurs de tension.
- Données des régulateurs de vitesse.
- Nature et endroit du défaut (court-circuit triphasé, perte d'une ligne, perte d'une charge).
- Temps d'élimination du défaut (t_e).

3. Calculs préliminaires à effectuer :

- Conversion des charges en admittances équivalentes.
- Calcul des matrices admittances du réseau pendant et après la perturbation ainsi que des matrices admittances réduites du système. Ainsi, tous les paramètres des équations différentielles et d'interconnexions données par (II.94) à (II.105) sont déterminés.

4. Résolution du système d'équations différentielles non linéaires donné par (II.94) à (II.99) afin d'obtenir l'évolution dans le temps des angles et vitesses des générateurs.

Les conditions initiales sont déterminées à partir des résultats d'écoulement de puissance.

5. Pour des temps d'élimination de défauts successifs t_e , on intègre le système pendant et après l'élimination du défaut. A chaque fois, nous analysons les courbes des angles rotoriques. Si tous les angles rotoriques, mesurés par rapport au centre d'angle du système, atteignent un maximum et diminuent par la suite, alors le système est stable pour le t_e choisit. Si l'un des angles continue à augmenter dans le temps, alors le générateur correspondant va perdre le synchronisme et le système est instable. Après plusieurs simulations, le temps critique d'élimination du défaut CCT est déterminé.

L'algorithme résumant cette procédure est donné par la figure 2.10.

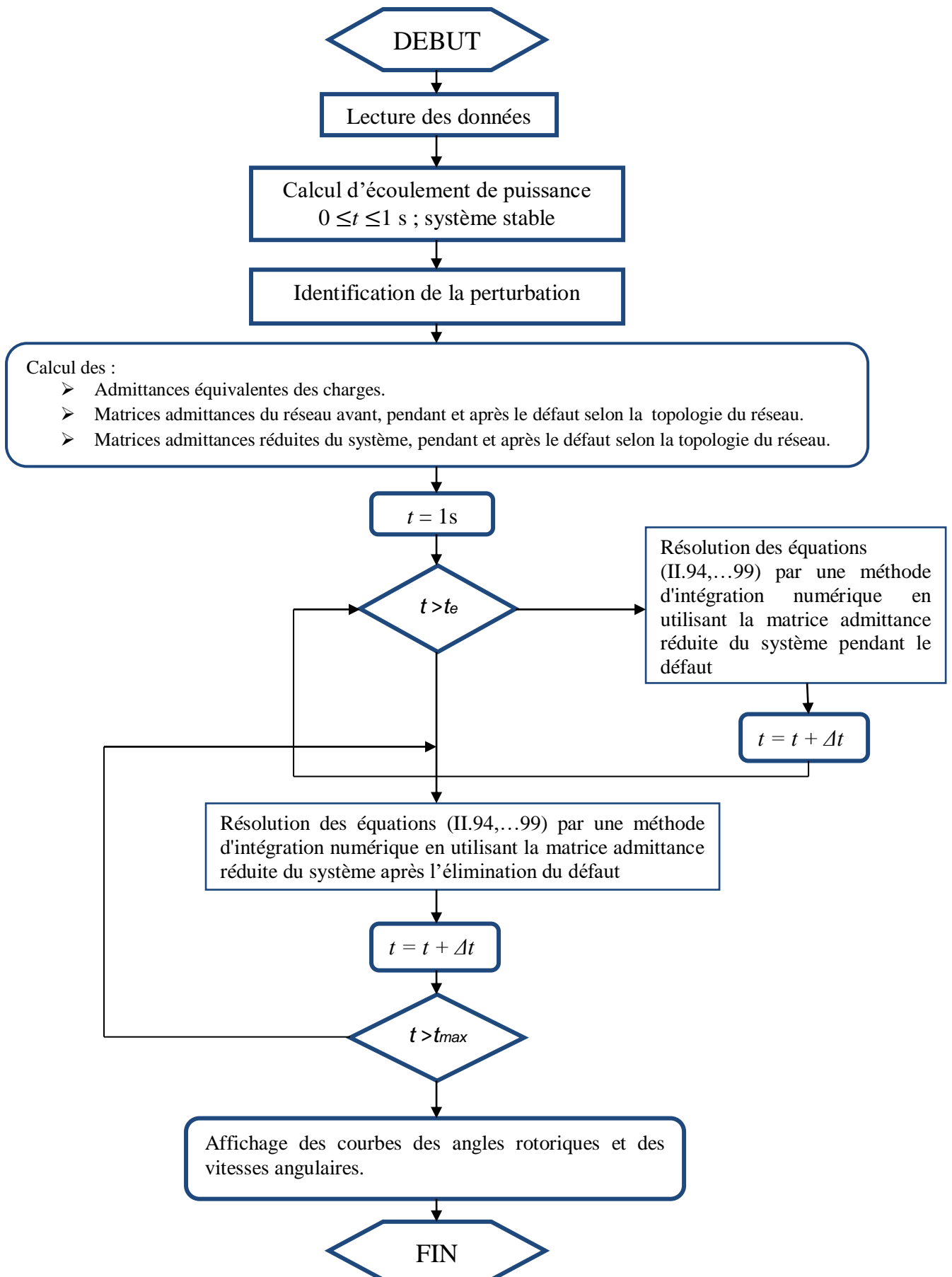


Figure 2. 10 Algorithme d'évaluation de la stabilité transitoire [35]

2.15. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé les modèles mathématiques des différentes composantes d'un réseau d'énergie électrique nécessaires à la formulation du problème de la stabilité transitoire. D'abord, nous avons commencé par le modèle du système en état d'équilibre en établissant les équations d'écoulement de puissance ainsi que la méthode de Newton Raphson pour la détermination du point initial du réseau. Nous avons aussi distingué entre le modèle classique et le modèle à deux axes de la machine synchrone.

Chapitre 03

ETUDES DE LA STABILITE A UN JEU DE BARRE INFINI

3.1. Introduction

Un jeu de barre est dit infini lorsque sa tension et sa fréquence sont fixes et une perturbation sur une machine n'affecte pas le réseau. L'objectif de ce chapitre est d'évaluer la stabilité transitoire d'un système liée à un jeu de barre infini en présence d'un défaut en utilisant la fonction ODE45 sur Matlab qui est basée sur la méthode de Runge Kutta d'ordre quatre. Le modèle à deux axes (quatrième ordre) de la machine synchrone est utilisé avec des régulateurs de tension et des stabilisateurs de puissance. On détermine aussi l'influence du stabilisateur de puissance conventionnel sur le temps critique d'élimination de défaut CCT proposé sur un système SMIB.

3.2. Réseau mono machine connecté à un jeu de barre infini

On va dans un premier lieu étudié un système mono-machine connecté à un jeu de barres infini (SMIB Single Machine Infinite Bus).

3.2.1. Description du système test

La représentation du système de transport a été faite en utilisant l'environnement MATLAB-Simulink version R2017a. Le système comporte une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini à travers des lignes de transmission comme l'illustre la figure 3.1. Ce générateur est équipé d'un PSS conventionnel et d'un système d'excitation de type IEEE 1. Les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l'annexe A.

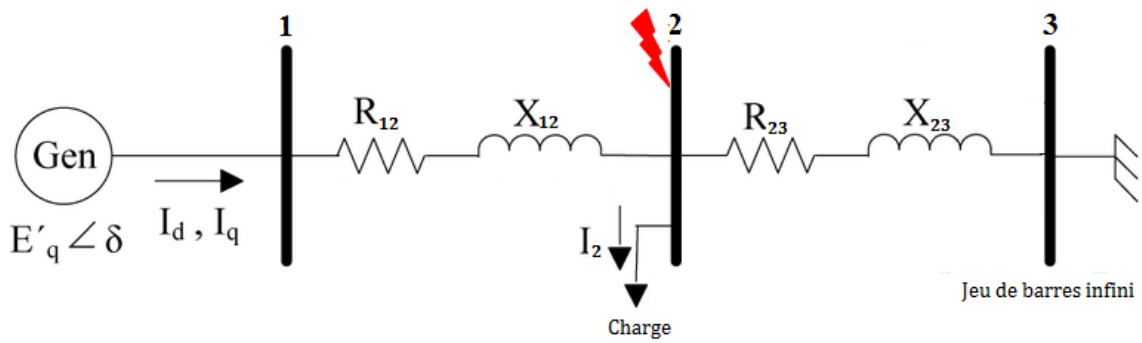


Figure 3. 1 Représentation du réseau SMIB

La représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink est donnée par la figure 3.2.

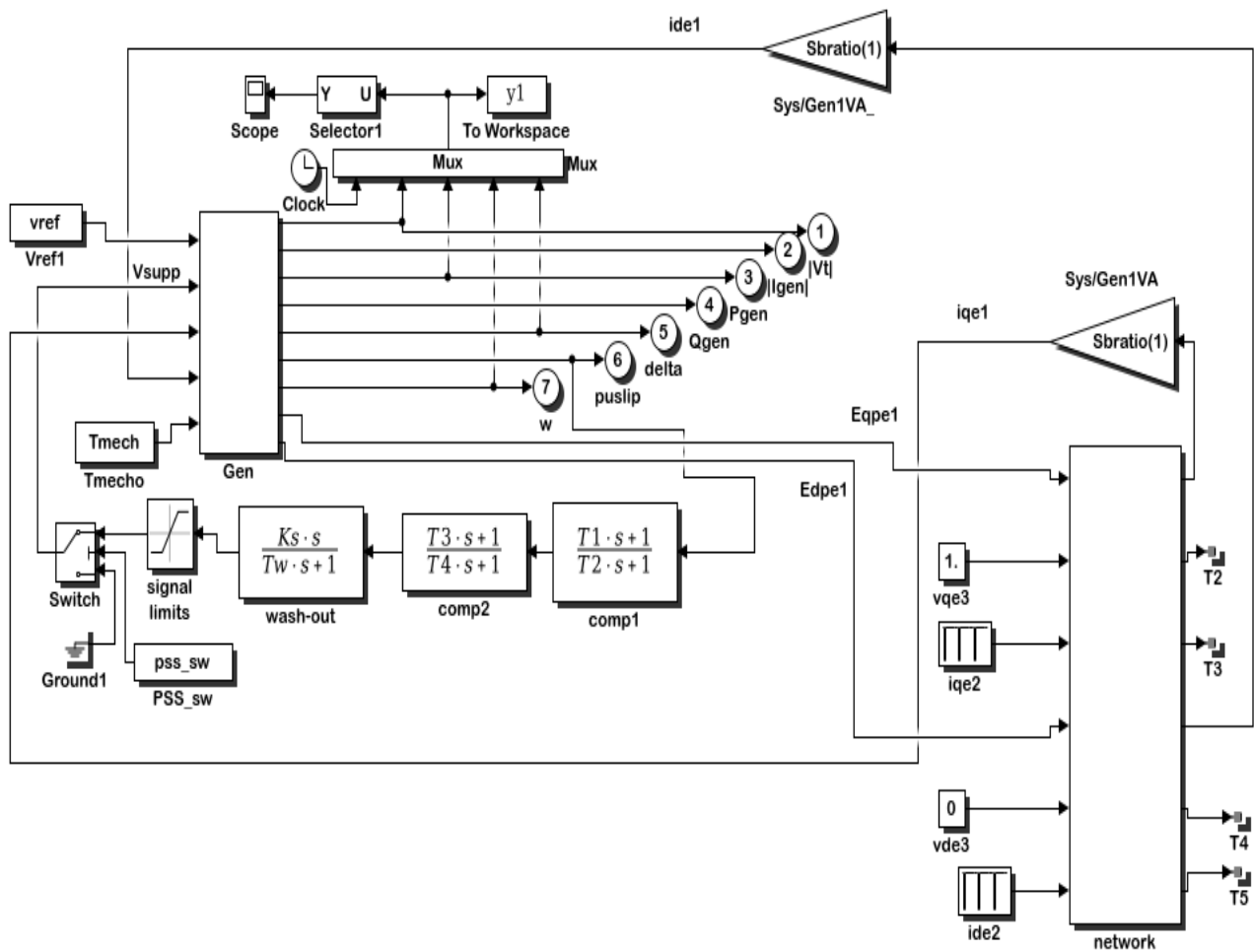


Figure 3. 2 Représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink

3.2.2. Simulations et interprétations des résultats

En affectant un défaut au niveau de jeu de barres 2 à l'instant $t = 0.5$ sec pendant une durée de 0.1 sec.

Les résultats de simulation effectuée sont présentés dans les figures (3.3), (3.4), (3.5), (3.6) représentent respectivement la vitesse de rotation, l'angle interne de générateur, ainsi que l'amplitude de tension et la puissance active de générateur avec *PSS* et sans *PSS*.

- **Défaut éliminé après 0.1 s (système stable avec et sans PSS) :**

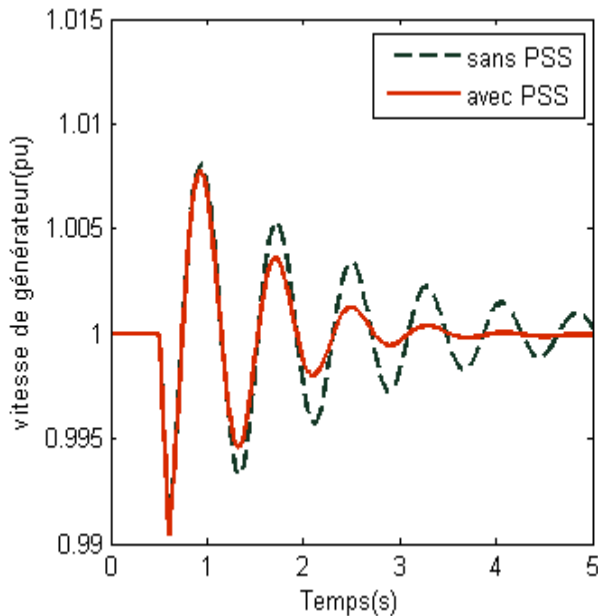


Figure 3. 3 Variation de la vitesse angulaire

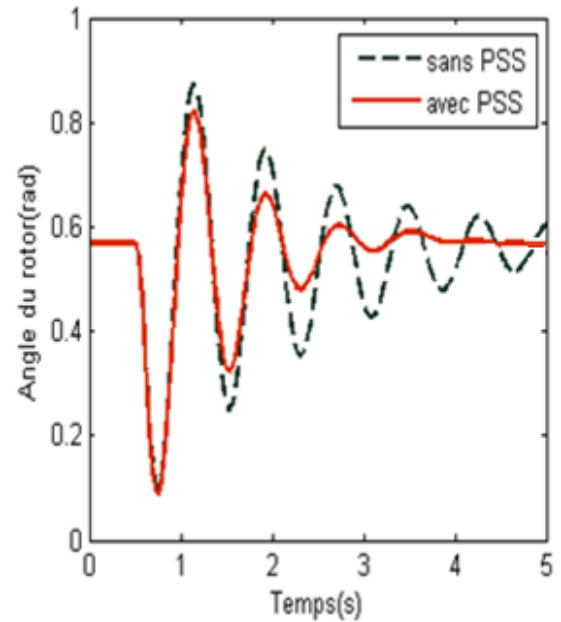


Figure 3. 4 Variation de l'angle de puissance

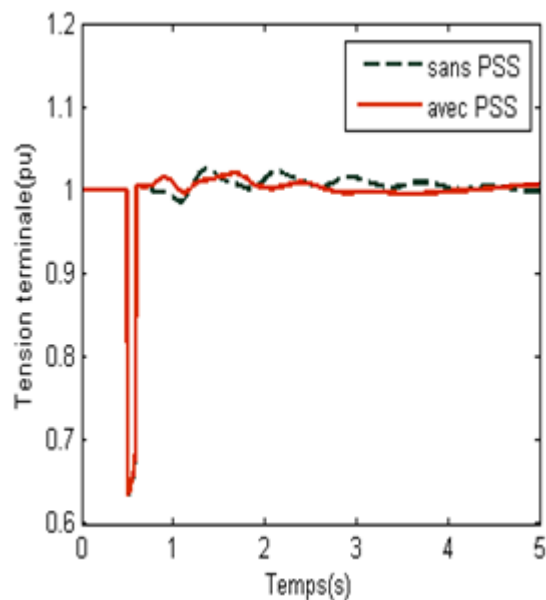


Figure 3. 5 Variation de la tension terminale

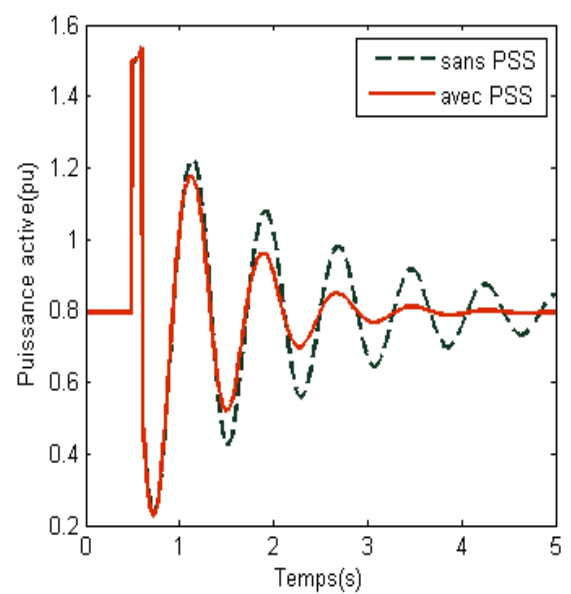


Figure 3. 6 Variation de la puissance active

- **Défaut éliminé après 0.335s (système instable sans PSS / stable avec PSS) :**

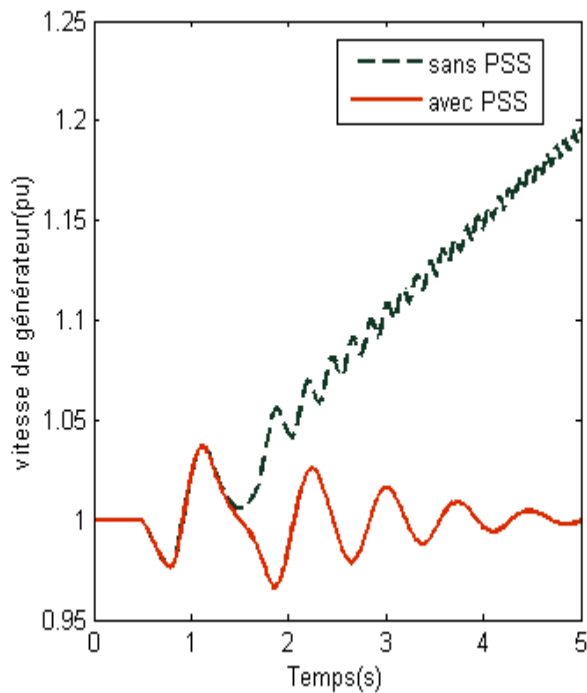


Figure 3. 7Variation de la vitesse angulaire

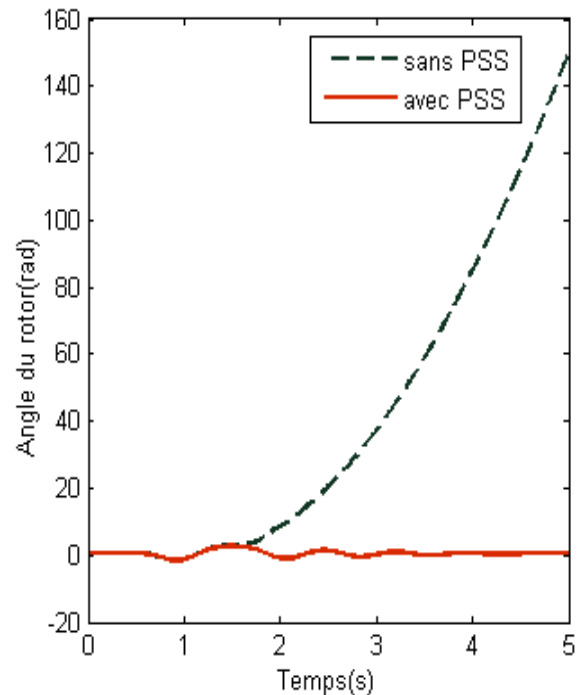


Figure 3. 8Variation de l'angle de puissance

Les résultats de simulation dans les figures (3.3, 3.4, 3.5, 3.6) pour un défaut éliminé après 0.1s montrent qu'en absence de PSS, l'amortissement des oscillations de la vitesse, et de la puissance électrique, et de tension ainsi que l'angle de rotor est faible. Après la mise en service de PSS, le système devient plus stable que le système précédant (sans PSS).

Les figures (3.7, 3.8) montrent qu'en absence de PSS la vitesse angulaire et l'angle de puissance ne sont pas amortis, donc le système devient instable lors de l'élimination du défaut après 0.335s.

Le PSS détecte la variation de la vitesse de générateur et ajoute la différence de la vitesse au système d'excitation de la machine

Le temps critique d'isolement de défaut est déterminé par essais et erreurs. Nous faisons varier sensiblement la durée du défaut jusqu'à ce que le système devienne instable ; le CCT est défini par la grande valeur de durée de défaut pour laquelle le système est stable. Le CCT pour les deux cas avec et sans PSS est montré sur le tableau (3.1).

Tableau 3. 1 Le temps critique d'élimination du défaut avec et sans PSS.

Les cas	Sans PSS	Avec PSS
CCT (s)	0.330	0.337

Le PSS augmente le temps critique d'élimination du défaut. Alors on peut dire qu'il y a une amélioration de la stabilité transitoire.

3.3. Réseau à deux machines connecté à un jeu de barre infini

3.3.1. Description du système test

Le réseau test, montré dans la figure (3.9), comporte deux machines situées dans la même région et connectées à un jeu de barres infini à travers des lignes de transmission. Chaque générateur est équipé d'un PSS conventionnel et d'un système d'excitation de type IEEE 1. Les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l'annexe A.

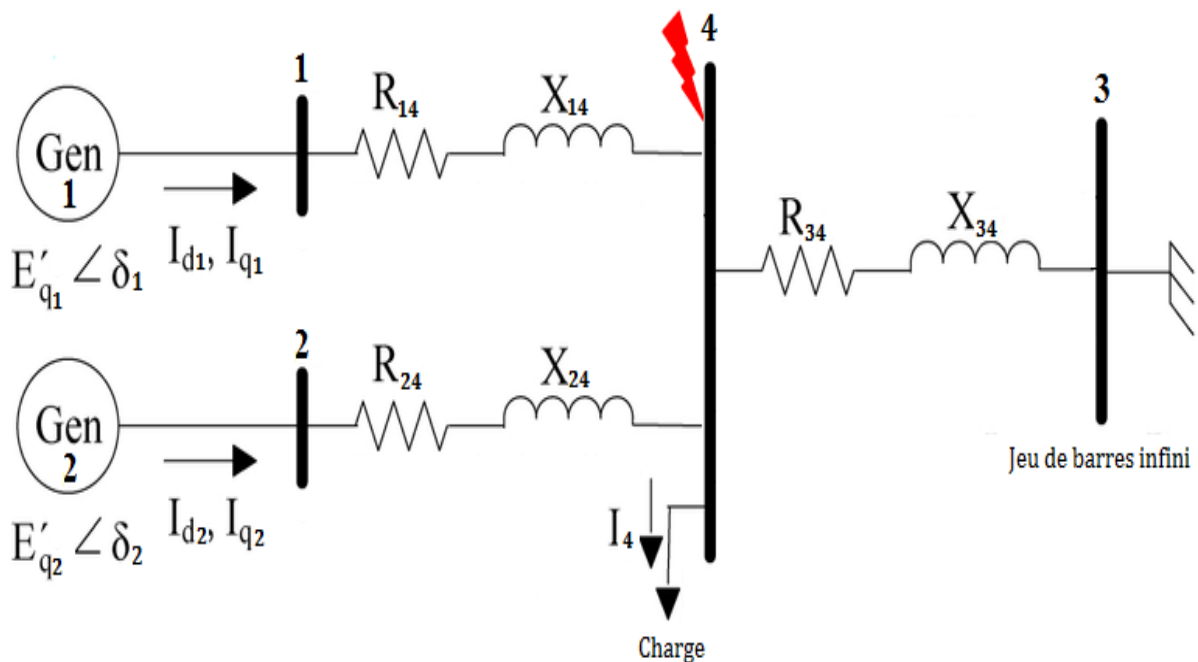


Figure 3. 9 Représentation du réseau à deux machines

La représentation du réseau SMIB sur MATLAB/Simulink est donnée par la figure 3.10.

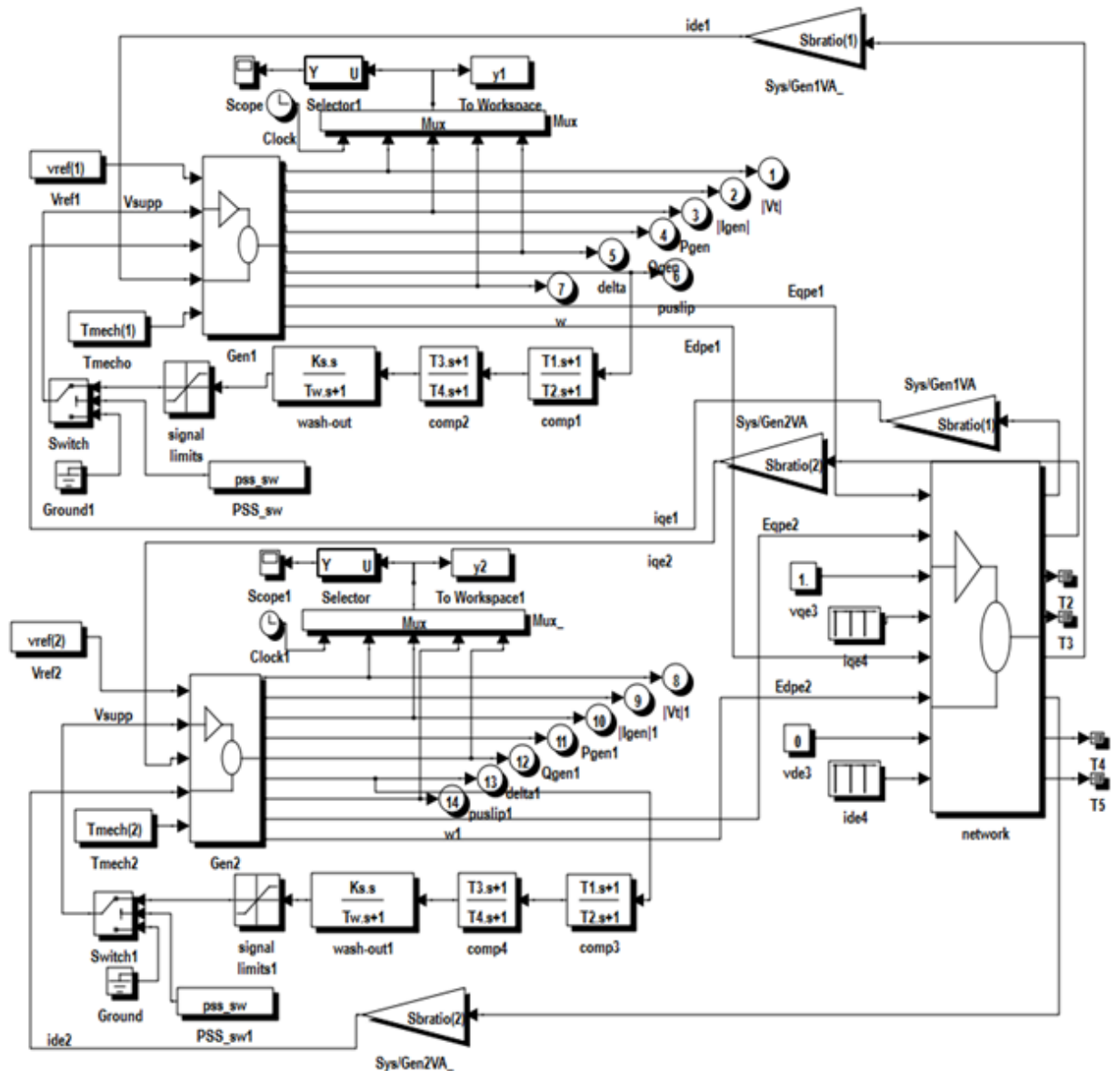


Figure 3. 10 Représentation du réseau sur MATLAB/Simulink

3.3.2. Simulations et interprétations des résultats

En affectant un défaut au niveau de jeu de barres 4 à l’instant $t = 0.5$ sec avec des temps d’élimination du défaut différents. Les résultats de simulation sont présentés dans les figures suivantes :

- **Défaut éliminé après 0.1 s (système stable) :**

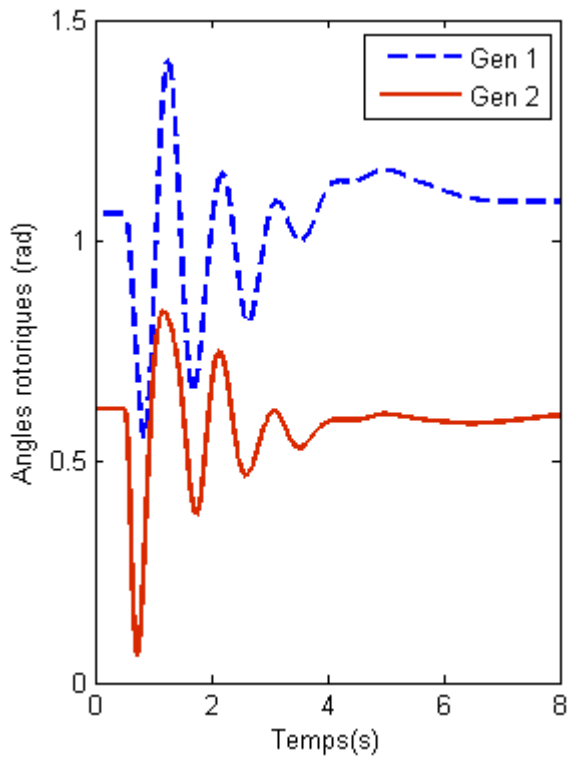


Figure 3. 11 Angles rotoriques

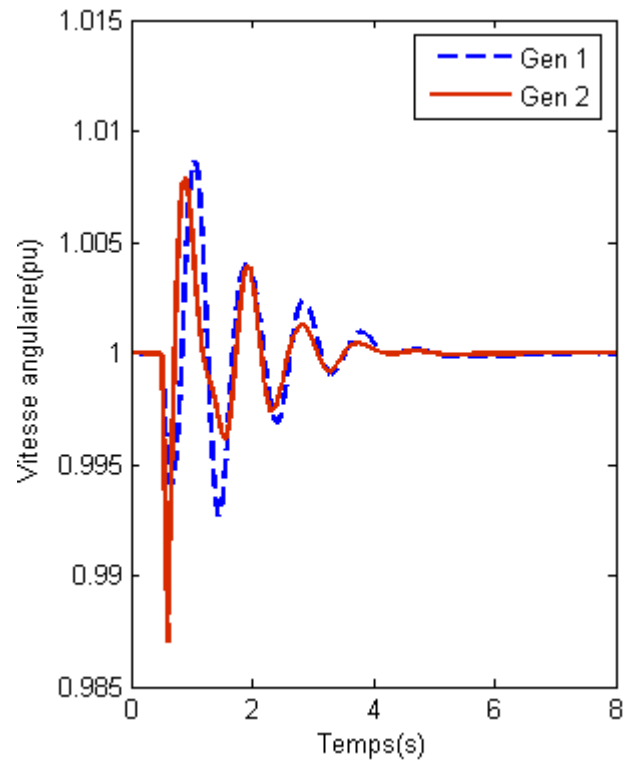


Figure 3. 12 Variation de vitesse des générateurs

- **Défaut éliminé après 0.2 s (système stable) :**

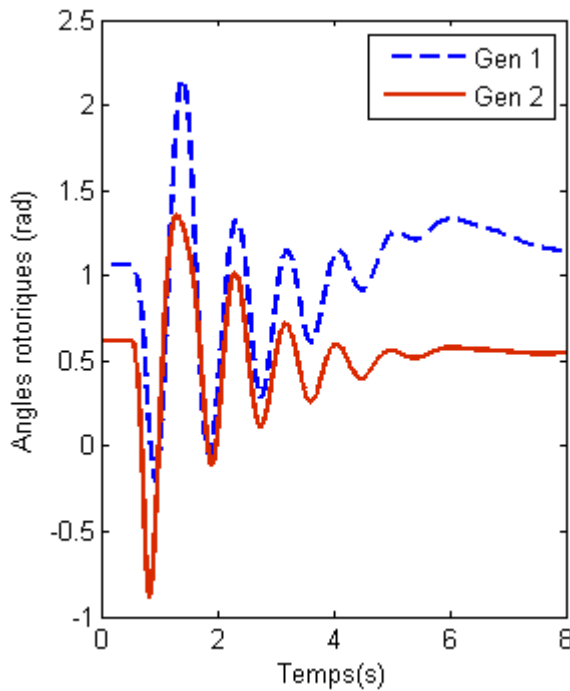


Figure 3. 13 Angles rotoriques

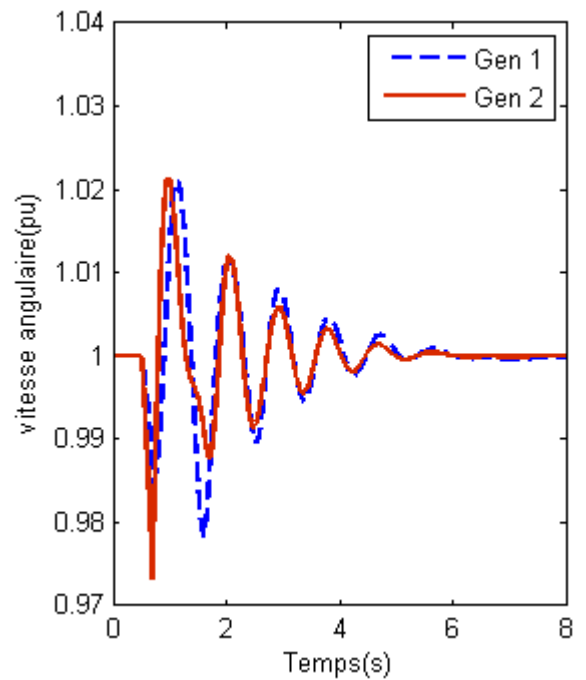


Figure 3. 14 Variation de vitesse des générateurs

- **Défaut éliminé après 0.255 s (système stable) :**

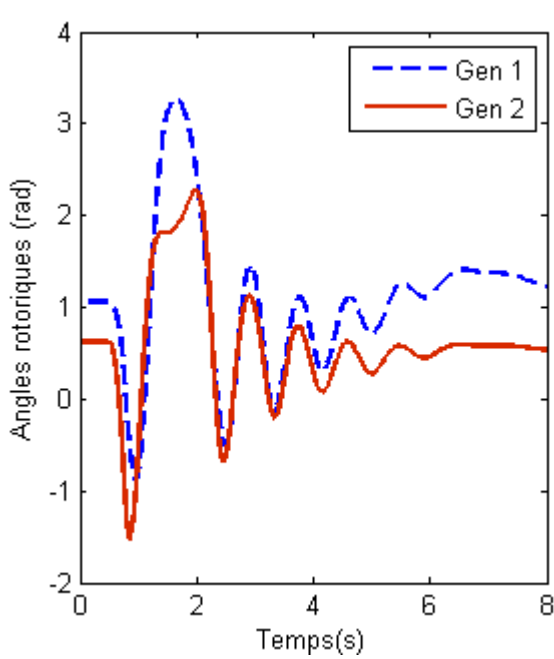


Figure 3.15 Angles rotoriques

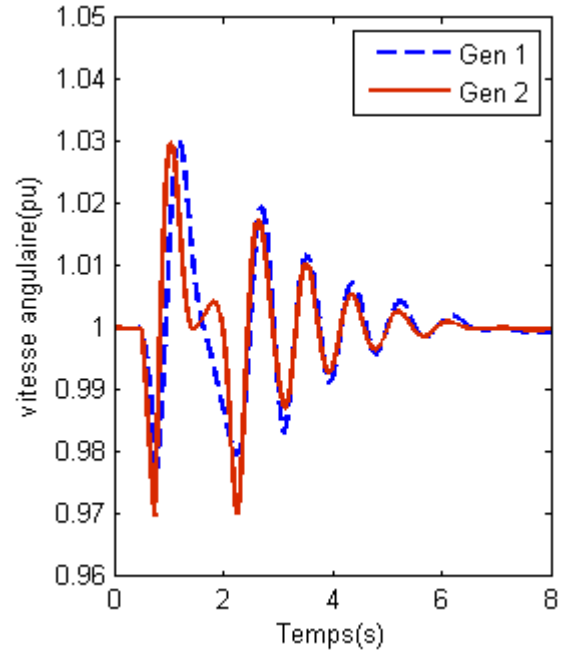


Figure 3.16 Variation de vitesse des générateurs

- **Défaut éliminé après 0.256 s (système instable) :**

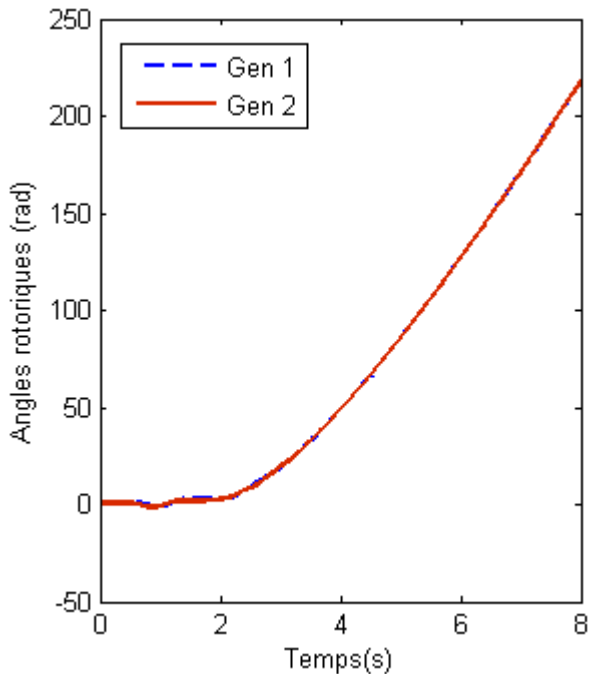


Figure 3.17 Angles rotoriques

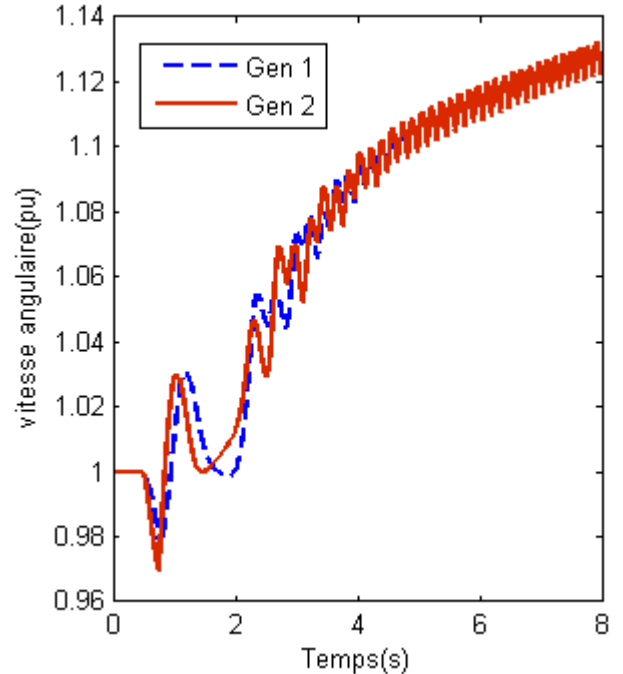


Figure 3.18 Variation de vitesse des générateurs

Les résultats de simulation dans les figures au-dessus montrent l'évolution des angles rotoriques et des vitesses angulaires des générateurs 1 et 2 pour des temps d'élimination du défaut de 0.1s, 0.2s, 0.255s, 0.256s respectivement. On peut observer dans les figures (3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15, 3.16) que les angles et les vitesses angulaires sont oscillatoires amorties pour les deux générateurs. On peut dire que le système est stable. Les figures (3.17, 3.18) pour un temps d'élimination du défaut de 0.256s montrent que les vitesses angulaires et les angles δ_1 , δ_2 ne sont pas amortis, donc le système devient instable. En conclusion, dans ce cas de défaut, si la durée de défaut est plus grande que 0.255s, le système devient instable, le CCT est donc égale à 0.255s

3.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité le problème de l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique pour des systèmes connectés à un jeu de barres infini. Cette méthode permet d'inclure dans le modèle d'étude les différentes composantes des réseaux et par la suite une évaluation précise de la stabilité transitoire.

De plus, nous avons fait une étude comparative entre l'influence du PSS conventionnel sur la stabilité transitoire dans un réseau SMIB. Les résultats de simulation montrent l'efficacité et la performance de ce dispositif pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

Chapitre 04

ETUDES DE LA STABILITE SUR UN SYSTEME MULTI MACHINES

4.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à l'analyse de la stabilité transitoire d'un système multi machines « *IEEE 3-machine 9-bus test system* » sous l'environnement MATLAB /SIMULINK. Le modèle à deux axes (quatrième ordre) de la machine synchrone est utilisé avec des régulateurs de tension et des stabilisateurs de puissance. Le but principal de cette étude est d'analyser la réponse des générateurs au défaut de court-circuit triphasé symétriques et de calculer le temps critiques d'élimination de défaut après plusieurs simulations.

4.2. Critère d'analyse de la stabilité transitoire

Nous rappelons que dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Pour un système multi-machines, il suffit d'analyser l'évolution des angles rotoriques relatifs [40] [41]. Si tous les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Si l'un (ou plusieurs) des angles rotoriques relatifs évolue d'une manière non oscillatoire amortie, le système est instable [31] [39].

4.3. Description du système test

Le réseau test est le système IEEE 3 machines 9 barres, montré dans la figure (4.1), il comporte trois générateurs connectés aux jeux de barre 1, 2 et 3 à travers des transformateurs contribuant à l'alimentation de trois charges A, B et C reliées respectivement aux JB6, JB5 et JB8. Les charges sont considérées comme des admittances constantes. Chaque générateur est équipé d'un AVR et d'un PSS conventionnel. Les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l'annexe B.

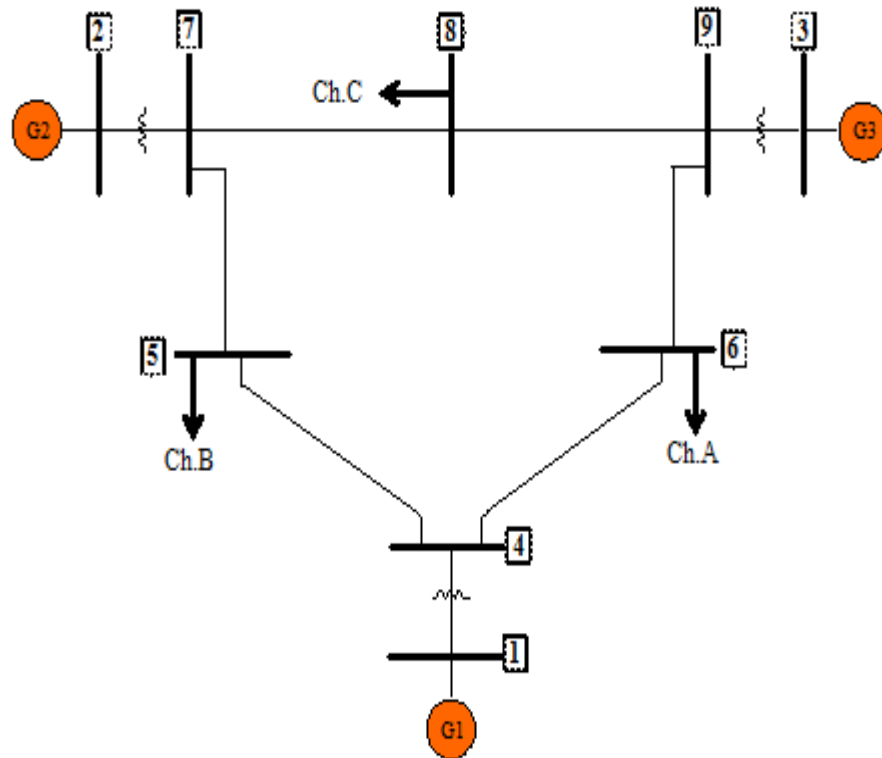


Figure 4. 1 Réseau test *IEEE* 03 machines 09 jeux de barres

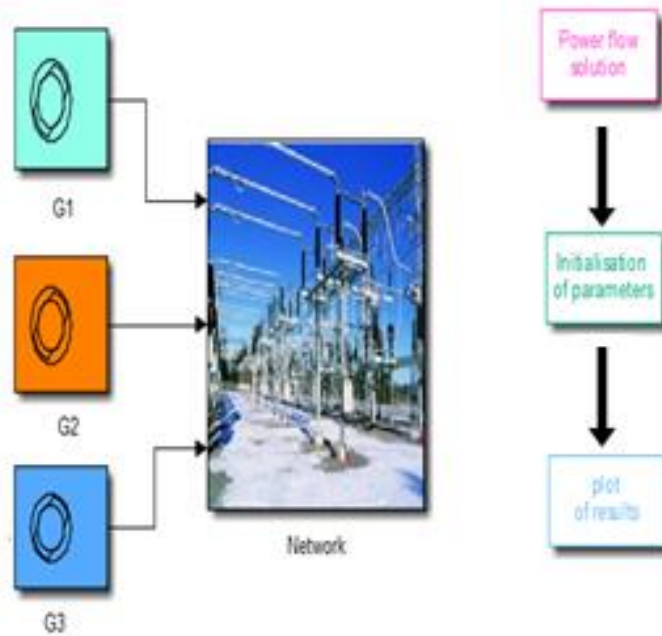


Figure 4. 2 Représentation du réseau sur MATLAB/Simulink

4.4. Résultats et interprétations

Les principaux résultats obtenus sous environnement MATLAB/SIMULINK version R2017a sont présentés. Le défaut considéré est un court-circuit triphasé symétrique sur la ligne [6 9] plus proche de la barre 9 et le défaut est éliminé par l'ouverture simultanée des disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne.

4.4.1. Résultats de l'écoulement de charge

Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson sont donnés dans le Tableau 4.1, les caractéristiques internes des générateurs sont données dans le Tableau 4.2.

Tableau 4.1 Résultats d'écoulement de charge

N° j.barres	Tension		Charge		Generation	
	Amplitude [pu]	Angle [°]	[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]
1	1.040	0.000	0.000	0.000	71.641	27.046
2	1.025	9.280	0.000	0.000	163.000	6.654
3	1.025	4.665	0.000	0.000	85.000	-10.860
4	1.026	-2.217	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.996	-3.989	125.000	50.000	0.000	0.000
6	1.013	-3.687	90.000	30.000	0.000	0.000
7	1.026	3.720	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.016	0.728	100.000	35.000	0.000	0.000
9	1.032	1.967	0.000	0.000	0.000	0.000

(Nombre d'itération = 4).

Tableau 4.2 Caractéristiques internes des générateurs

Générateur	E' [pu]	δ_0 [°]	Pm [pu]
1	1.0566	2.2716	0.7164
2	1.0502	19.7316	1.6300
3	1.0170	13.1664	0.8500

4.4.2. Résultats de la stabilité transitoire

4.4.2.1. Matrices admittances réduites du réseau

La matrice admittance réduite avant le défaut est donnée par :

$$Y_{bf} = \begin{bmatrix} 0.8455 - 2.9883i & 0.2871 + 1.5129i & 0.2096 + 1.2256i \\ 0.2871 + 1.5129i & 0.4200 - 2.7239i & 0.2133 + 1.0879i \\ 0.2096 + 1.2256i & 0.2133 + 1.0879i & 0.2770 - 2.3681i \end{bmatrix}$$

La matrice admittance réduite pendant le défaut pour un défaut de court circuit triphasé au niveau de la ligne [6, 9] proche du nœud9 est donnée par :

$$Y_{df} = \begin{bmatrix} 0.6884 - 3.8224i & 0.1291 + 0.7728i & 0.0000 + 0.0000i \\ 0.1291 + 0.7728i & 0.2632 - 3.3802i & 0.0000 + 0.0000i \\ 0.0000 + 0.0000i & 0.0000 + 0.0000i & 0.0000 - 4.1684i \end{bmatrix}$$

Le défaut est éliminé en isolant la ligne [6, 9]. La matrice admittance réduite après le défaut est donnée par :

$$Y_{af} = \begin{bmatrix} 1.0293 - 2.3568i & 0.2610 + 1.2948i & 0.1185 + 0.5668i \\ 0.2610 + 1.2948i & 0.4044 - 2.6932i & 0.1861 + 1.2227i \\ 0.1185 + 0.5668i & 0.1861 + 1.2227i & 0.2360 - 1.8738i \end{bmatrix}$$

4.4.2.2. Simulations et interprétations des résultats

Le défaut est appliqué à l'instant $t=0.5$ sec avec des temps d'élimination du défaut « T_e » différents. Le défaut est éliminé par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne [6, 9].

On rappelle que le but est de déterminer le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable. Autrement dit nous cherchons à calculer le temps critique d'élimination de défaut le CCT.

L'exécution de la simulation nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures ci-dessous qui montrent l'évolution des angles relatifs, les vitesses angulaires relatives, les angles rotoriques des trois générateurs et ces vitesses de rotation pour des durées de défaut différentes.

- **Défaut éliminé après 0.1 s**

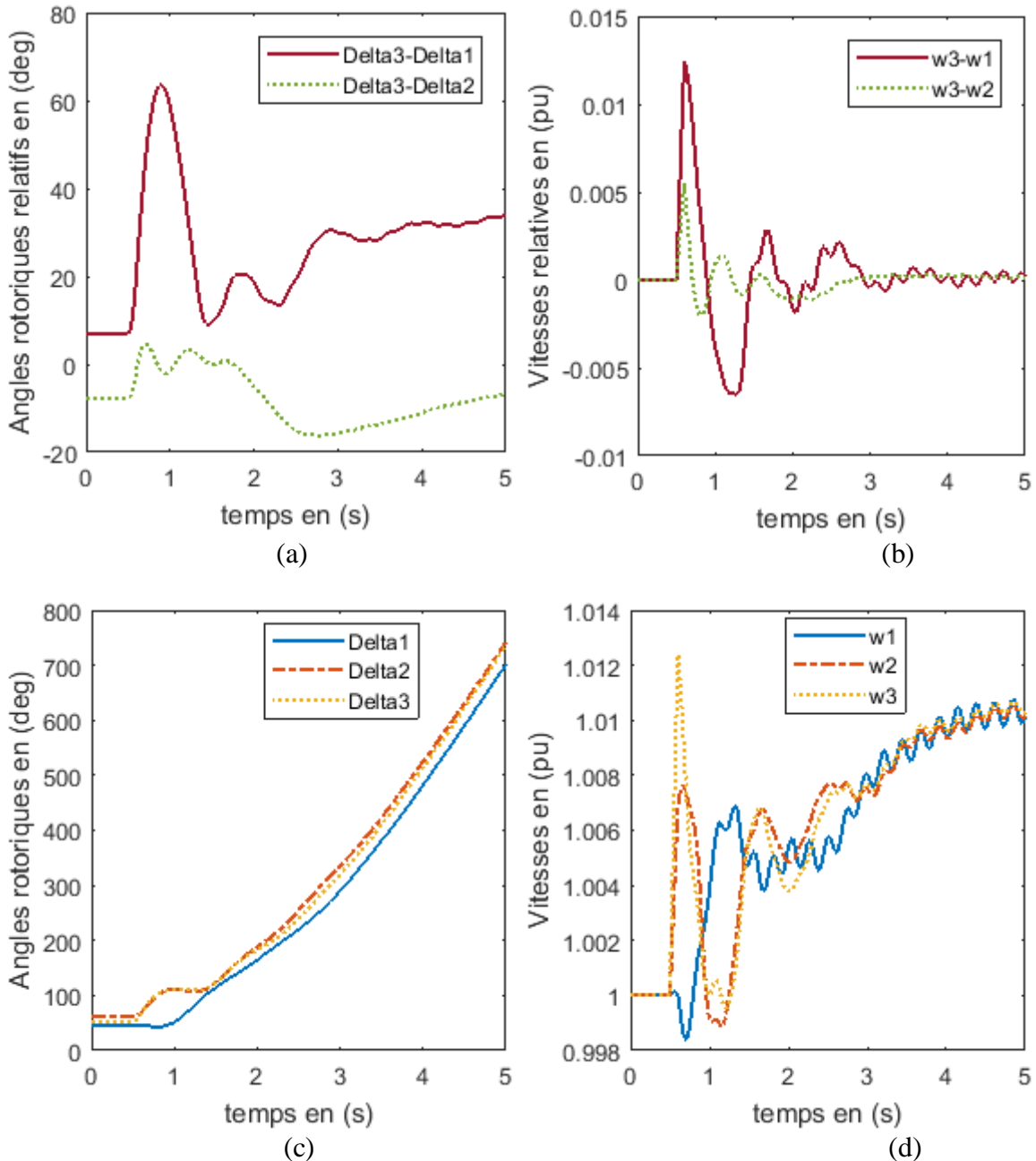


Figure 4. 3Resultats de simulation pour $T_e = 0.1s$

- a- Angles rotoriques relatifs
- b- Vitesses angulaires relatives
- c- Angles rotoriques des trois générateurs
- d- Vitesses angulaires des trois générateurs

- Défaut éliminé après 0.2 s

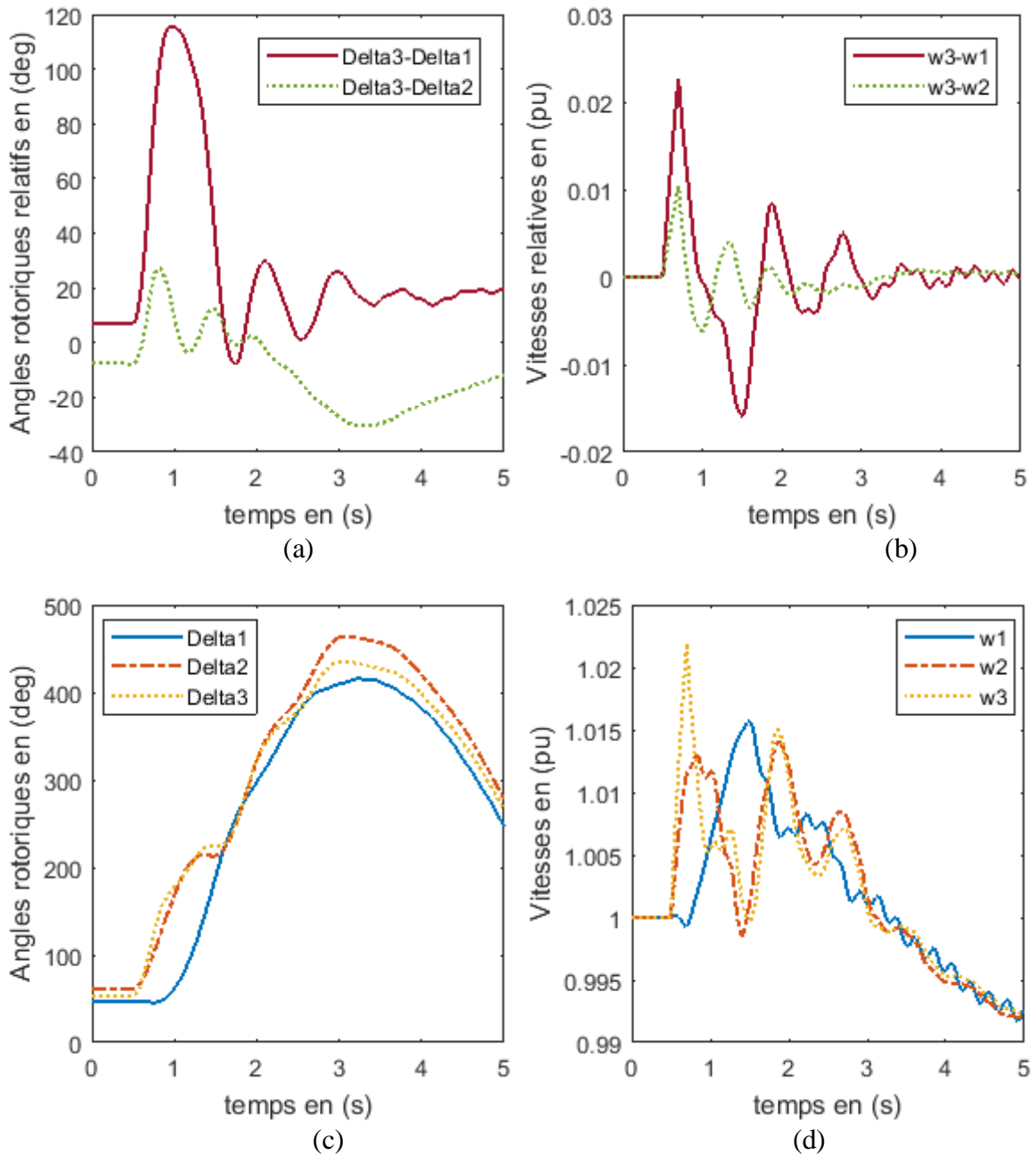


Figure 4.4 Résultats de simulation pour $T_e = 0.2s$

- a- Angles rotoriques relatifs
- b- Vitesses angulaires relatives
- c- Angles rotoriques des trois générateurs
- d- Vitesses angulaires des trois générateurs

- Défaut éliminé après 0.217 s

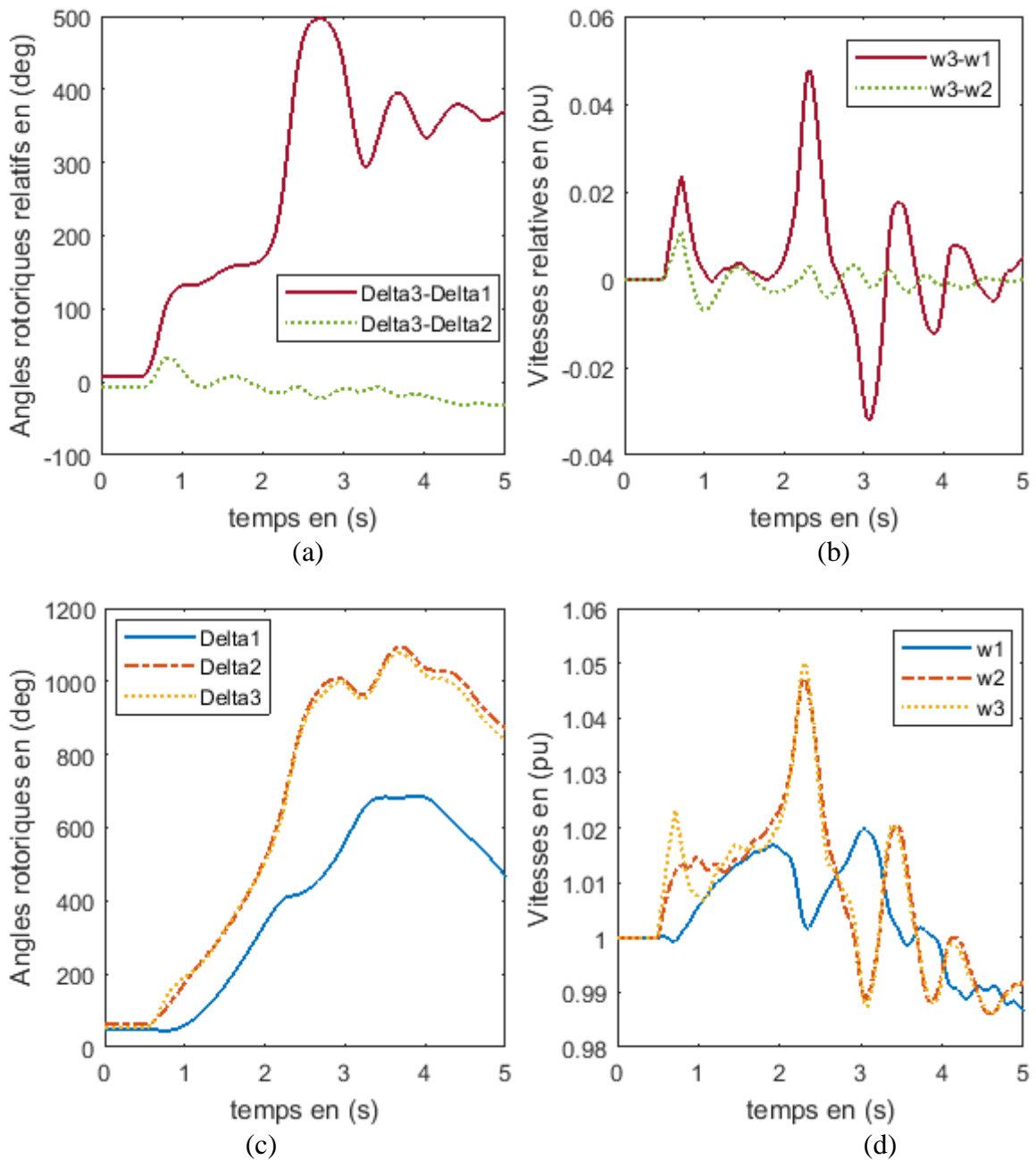


Figure 4. 5 Resultats de simulation pour $T_e = 0.217s$

- a- Angles rotoriques relatifs
- b- Vitesses angulaires relatives
- c- Angles rotoriques des trois générateurs
- d- Vitesses angulaires des trois générateurs

- Défaut éliminé après 0.218 s

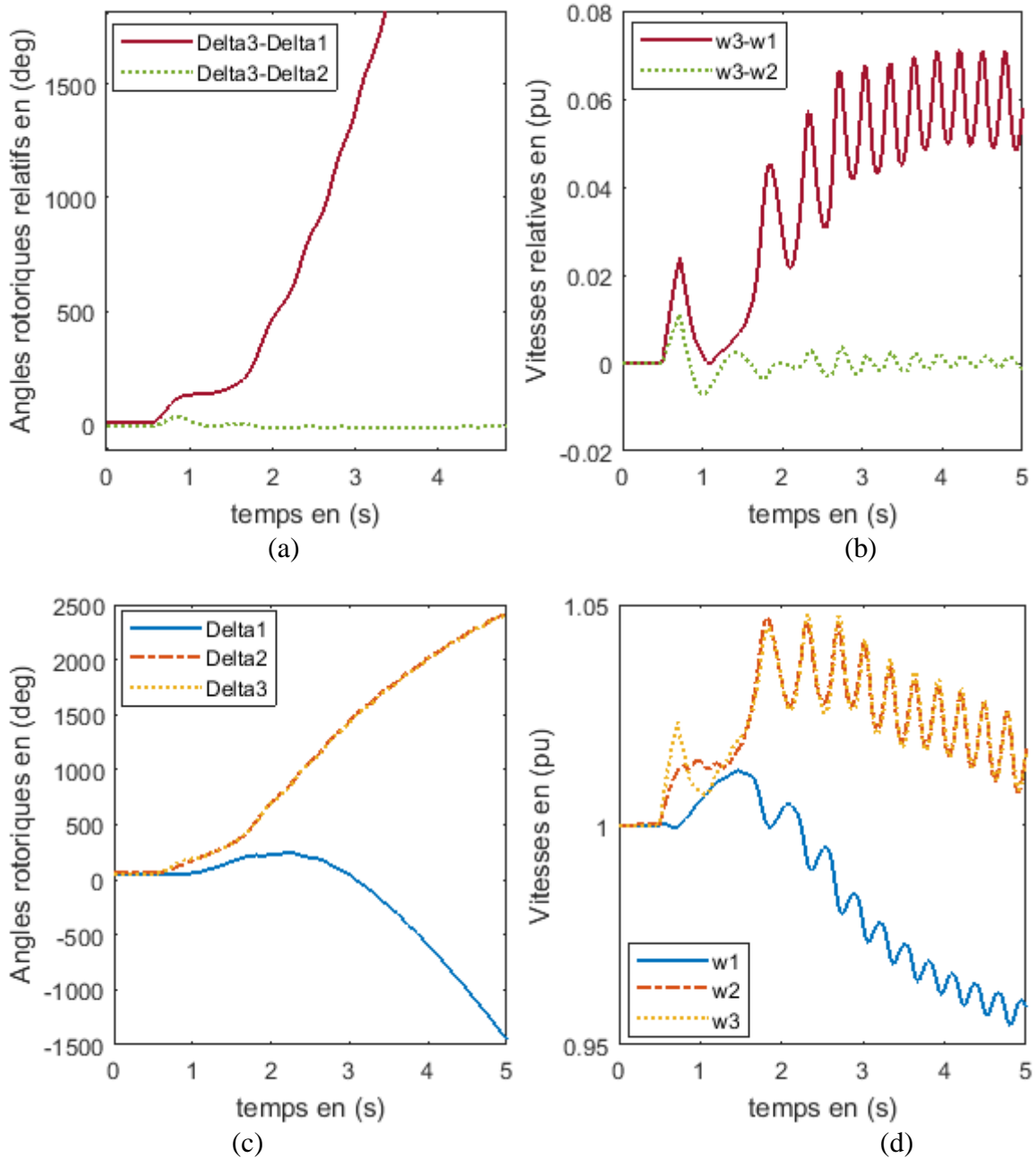


Figure 4. 6Resultats de simulation pour $T_e = 0.218s$

- a- Angles rotoriques relatifs
- b- Vitesses angulaires relatives
- c- Angles rotoriques des trois générateurs
- d- Vitesses angulaires des trois générateurs

Les Figures 4.2(a), 4.3(a), 4.4(a), 4.5(a), montrent l'évolution des angles rotoriques relatifs du système obtenues pour différentes durées de défaut $T_e = 0.1s, 0.2s, 0.217s, 0.218s$ respectivement. On peut observer dans les figures 4.2(a), 4.3(a), 4.4(a), que les angles relatifs δ_{31}, δ_{32} sont oscillatoires amorties et cela est également indiqué dans les figures 4.2(c), 4.3(c), 4.4(c), dans lesquelles les angles ($\delta_1, \delta_2, \delta_3$) ont même allure. On peut dire que le système est stable dans ces conditions. La figure 4.5(a) montre que l'angle relatif δ_{13} tend vers l'infini et il n'est pas amorti, donc le système devient instable. Alors, Il apparaît que le système est stable jusque 0.217s. Au-delà de 0.217s, le système perd sa stabilité donc le temps maximum limite pour lequel le système reste stable (CCT) est 0.217s.

4.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité le problème de l'évaluation de la stabilité transitoire d'un système multi machine par la méthode classique d'intégration numérique sous l'environnement MATLAB /SIMULINK en présence d'un défaut de court-circuit triphasé. Cette méthode nécessite plusieurs simulations pour différents temps d'élimination du défaut pour déterminer le CCT.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

L'étude de la stabilité transitoire du système énergétique fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles et des vitesses rotoriques des alternateurs ainsi que des variations des tensions, courants et puissances transitées dans le réseau de transport, pendant et après la perturbation. Cette analyse permet d'une part de vérifier si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique où le système devient instable.

Le but principal de ce travail est la détermination du temps critique d'élimination de défaut CCT. Le programme développé sous environnement MATLAB comprend l'écoulement de puissance et le modèle à deux axes de la machine synchrone avec des régulateurs de tension et des stabilisateurs de puissance.

Le programme développé est testé sur trois réseaux différents qui sont :

- Cas 1 : réseau mono machine connecté à un jeu de barres infini.
- Cas 2 : réseau à deux machines connectées à un jeu de barres infini.
- Cas 3 : un système multi machine IEEE 03 machines 09 jeux de barres.

L'évaluation de la stabilité transitoire est réalisée en utilisant la méthode classique d'intégration numérique qui présente l'avantage de pouvoir représenter par des modèles détaillés les différents composants du réseau et donc fournit les résultats les plus précis sur la stabilité transitoire. La limitation principale de cette méthode en plus de sa complexité est le temps de calcul important qui ne permet pas d'entreprendre des applications en temps réel.

Les perspectives de ce travail peuvent être mentionnées comme suit :

- Etude de la stabilité transitoire par les méthodes modernes.
- Introduire des techniques avancées comme les algorithmes génétiques et le PSO (particle swarm optimization) pour la détermination des paramètres des PSS.
- Développement des régulateurs de tension ou des vitesses pour maintenir toujours la stabilité des systèmes électriques.

Annexe A- Paramètres du réseau à jeu de barres infini

A.1. Mono machine- jeu de barre infini

Toutes les données sont en unité relative sauf indication contraire

Générateur :

$S_B = 920.35$ MVA	$H = 3.77$ s	$V_B = 18$ kV	$f = 60$ Hz	$R_s = 0.0048$	$X_{ls} = 0.0048$	$X_d = 1.790$
$X'_d = 0.355$	$X_q = 1.660$	$X'_q = 0.570$	$T'_d = 7.9$ s	$T'_q = 0.410$ s	$D = 0$	

Paramètres système d'excitation et PSS :

$K_A = 50$	$T_A = 0.06$	$VR_{max} = 1$	$VR_{min} = -1$	$T_E = 0.052$	$K_E = -0.0465$
$T_F = 1.0$	$K_F = 0.0832$	$A_{ex} = 0.0012$	$B_{ex} = 1.264$	$K_s = 290$	$T_w = 0.8$
$T_1 = 0.006$	$T_2 = 0.003$	$T_3 = 0.024$	$T_4 = 0.8$	$Pss_limit = 0.12$	

Ligne de transmission et charge :

Ligne 1-2	$Z_{12} = 0.004 + 0.1 j$
Ligne 2-3	$Z_{23} = 0.008 + 0.3 j$
Charge	$Z_{Ch} = 0.6667 + 0.3333 j$

A.2. Deux machines –jeu de barre infini

Paramètres des générateurs :

Générateur 1 :

$S_B = 920.35$ MVA	$H = 3.77$ s	$V_B = 18$ kV	$f = 60$ Hz	$R_s = 0.0048$	$X_{ls} = 0.0048$	$X_d = 1.790$
$X'_d = 0.355$	$X_q = 1.660$	$X'_q = 0.570$	$T'_d = 7.9$ s	$T'_q = 0.410$ s	$D = 2$	

Générateur 2 :

$S_B = 911$ MVA	$H = 2.5$ s	$V_B = 26$ kV	$f = 60$ Hz	$R_s = 0.001$	$X_{ls} = 0.154$	$X_d = 2.040$
$X'_d = 0.266$	$X_q = 1.960$	$X'_q = 0.262$	$T'_d = 6$ s	$T'_q = 0.9$ s	$D = 2$	

Paramètres système d'excitation et PSS :Générateur 1 :

$K_A = 50$	$T_A = 0.06$	$VR_{max} = 1$	$VR_{min} = -1$	$T_E = 0.052$	$K_E = -0.0465$
$T_F = 1.0$	$K_F = 0.0832$	$A_{ex} = 0.0012$	$B_{ex} = 1.264$	$K_s = 120$	$T_w = 1.0$
$T_1 = 0.024$	$T_2 = 0.002$	$T_3 = 0.024$	$T_4 = 0.24$	$Pss_limit = 0.1$	

Générateur 2 :

$K_A = 50$	$T_A = 0.06$	$VR_{max} = 1$	$VR_{min} = -1$	$T_E = 0.440$	$K_E = -0.0393$
$T_F = 1.0$	$K_F = 0.07$	$A_{ex} = 0.0013$	$B_{ex} = 1.156$	$K_s = 120$	$T_w = 1.0$
$T_1 = 0.024$	$T_2 = 0.002$	$T_3 = 0.024$	$T_4 = 0.24$	$Pss_limit = 0.1$	

Ligne de transmission et charge :

Ligne 1-4	$Z_{14} = 0.004 + 0.1 j$
Ligne 2-4	$Z_{24} = 0.004 + 0.1 j$
Ligne 4-3	$Z_{23} = 0.008 + 0.3 j$
Charge	$Z_{Ch} = 0.6667 + 0.3333 j$

Annexe B- Paramètres du réseau 09 jeux de barres, 3 G.

Données des charges en p.u. :

Nœud		5	6	8
P	pu	1.25	0.9	1.0
Q	pu	0.5	0.3	0.35

Données des lignes :

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	$R_{ser}(pu)$	$X_{ser}(pu)$	$B_{sh}(pu)$
1	4	0.0000	0.0576	0.0000
2	7	0.0000	0.0625	0.0000
3	9	0.0000	0.0586	0.0000
4	5	0.0100	0.0850	0.0880
4	6	0.0170	0.0920	0.0790
5	7	0.0320	0.1610	0.1530
6	9	0.0390	0.1700	0.1790
7	8	0.0085	0.0720	0.0745
8	9	0.0119	0.1008	0.1045

Données des générateurs

Générateur		1	2	3
H	s	23.64	6.40	3.01
x_d	pu	0.1460	0.8958	1.3125
$x'd$	pu	0.0608	0.1198	0.1813
x_q	pu	2.7	0.8645	1.2578
$x'q$	pu	0.0969	0.1969	0.25
r_s	pu	0	0	0
T'_{d0}	s	0.0336	6	5.89
T'_{q0}	s	8.96	0.535	0.6
D	-	20	22	16

Données des transformateurs:

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Rapport (kV)	Réactances (pu)
1	4	14.4/230	0.0576
2	7	14.4/230	0.0625
3	9	14.4/230	0.0586

Données des régulateurs de tension et PSS :

Générateur	1	2	3
K_A	400	50	50
T_A	0.05	0.1	0.060
VR_{max}	+ 4.5	+ 2.5	+ 1.0
VR_{min}	- 4.5	- 2.5	- 1.0
T_E	0.5	0.35	0.440
K_E	-0.17	-0.04	-0.0393
T_F	1.0	1.0	1.0
K_F	0.04	0.04	0.07
A_{ex}	0.0027	0.0039	0.0013
B_{ex}	0.465	1.555	1.156

$K_s = 120$	$T_w = 1.0$	$T_1 = 0.024$	$T_2 = 0.002$
$T_3 = 0.024$	$T_4 = 0.24$	$P_{ss_limit} = 0.1$	

Références Bibliographiques

- [1] B. Muthu, R. Veilumuthu, et L. Ponnusamy, « An Effective Distributed Model for Power System Transient Stability Analysis » *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 11, no. 3, pp. 71-76, 2011.
- [2] H. Chiang, «Direct methods for stability analysis of electric power systems: Theoretical foundation, BCU methodologies, and applications» Hoboken, N.J., Wiley, pp. 216, 2011.
- [3] C. Apraez, « Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire » master thesis, Université du QUEBEC 2012.
- [4] Y. Benzetta, M.Semane, « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique en présence de défaut non symétriques » mémoire de magister de l'Ecole National Polytechnique El-Harrach, Alger, Algérie, 2008.
- [5] F. Milla and M. A. Duarte-Mermoud, « Predictive optimized adaptive PSS in a single machine infinite bus » *ISA Trans.*, vol. 63, pp. 315–327, Jul. 2016.
- [6] M. Ashraf, M. Hasan, « A fuzzy logic controlled bridge type fault current limiter for transient stability augmentation of multimachine power system » *IEEE Trans Power Syst* 31:602 611. 2015.
- [7] M. Darabian , A. Jalilvand, « A power control strategy to improve power system stability in the presence of wind farms using FACTS devices and predictive control ». *Int J Electr Power Energy Syst* vol. 85, pp. 50–66, 2017.
- [8] H. Labdelaoui, F. Boudjema, D. Boukhetala, «Multiobjective optimal design of dual-input power system stabilizer using genetic algorithms » *Rev. Roum. Sci. Techn.–Électrotechn. etÉnerg.* Vol. 62, 1, pp. 93–97, Bucarest, 2017.
- [9] D. Asija, P Choudekar, M Chouhan « Performance Evaluation and Improvement in Transient Instability of IEEE 9 bus System using exciter and governor control » *Procedia Computer Science* vol. 70, pp. 733 – 739, 2015.
- [10] M. Chheng, AC Nerves « A regression model-based approach to fast contingency screening for transient stability » *Region 10 Conference (TENCON), IEEE*, pp. 869-872, 2016
- [11] A. Sharifian, S. Sharifian, « A new power system transient stability assessment method based on Type-2 fuzzy neural network estimation » *Electr. Power Energy Syst.* 2015, 64, 71–87.
- [12] A. Karami, S.Z. Esmaili, «Transient stability assessment of power systems described with detailed models using neural networks » *Elsevier, Electrical Power and Energy Systems*, vol.45, no.1, pp.279-292, 2013.
- [13] Y. Zhu, J. Milanović, «Efficient identification of critical load model parameters affecting transient stability » *Elsevier, Electrical Power Systems Research* 175 (2019) 105929.
- [14] P. Kundur, et al. « Definition and Classification of Power System Stability », *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 19, No. 2, pp.1387-1401, May 2004.
- [15] H. Zakaria, « Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique », thèse de magistère En Electrotechnique, Université Ferhat Abbas–Sétif 1, Faculté de Technologie, 20 Juin 2012.
- [16] M. Pavella, D. Ernst, D. Ruiz-Vega, «Transient stability of power systems:a unified approach to assessment and control » *Springer Science & Business Media*, 2012.

-
- [17] K. Saoudi, « Stabilisateurs Intelligents des Systèmes Electro-énergétiques, » Thèse de Doctorat, Université de Sétif, Algérie, 2014.
- [18] H. Suprême, « Détection en temps réel de l'instabilité transitoire des réseaux électriques avec les mesures synchronisées de phaseurs » Mémoire de doctorat, Université du Québec, 2017.
- [19] G. T. Heydt, « Computer analysis methods for power system » , Macmillan publishing company, New York, 1986.
- [20] E. W. Kimbark « Power System Stability » vol. 1, John Wiley & Sons, 1995.
- [21] M. Pavella. « Generalized one-machine equivalents in transient stability studies » PES Letters, IEEE Power Engineering Review, 1998.
- [22] T.L. Le, « Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées » Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Janvier 2008.
- [23] T. Athay, R. Podmore et S. Virmani. « A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability » .IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS- 98, no 2, pp. 573-584, 1979.
- [24] A. Gherbi, B. Francois, M. Belkacemi, « Methods for power system transient stability analysis, State of the art », Electrical and Computer Engineering, Canadian Journal, vol.31, no. 1, 2006, pp. 3-13.
- [25] H. Sakaguchi, A. Ishigame et S. Suzaki. « Transient stability assessment for power system via Lur'e type Lyapunov function ». In Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, vol.1, pp. 227-232, 2004.
- [26] M. Crapp, « Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique » Bermes science publication, LAVOISIER, 2003.
- [27] S. DAIBOUN, « Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS, » Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Université de Skikda 2005.
- [28] G.T. Stagg, A. H. El-Abiad, « Computer method in power system analysis », McGrawHill, New York, USA, 1968.
- [29] H. Saadat, « Power system analysis », Milwaukee School of Engineering, International Edition, 2004.
- [30] Y. N. YU, « Electric power system dynamics », Academic Press Inc., India, 1983.
- [31] M. Sabir « Analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute tension (hvd-c-facts) », Thèse docteur de L'université Ferhat Abbas – SETIF, 2011.
- [32] J. J. Grainger, W. D. Stevenson « Power system analysis », New York ; Montréal, McGraw-Hill, 1994.
- [33] D. Imane, « Evaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par intégration numérique » mémoire de master, Université Larbi Ben M'Hidi ,Oum El Bouaghi, 2015.
- [34] M. El Hawary, J. Momoh, « Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligence Applications », Marcel Dekker 2000.
- [35] A. Ouali, « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences, » Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene Thèse de Magister, 2008.
- [36] A. Rachedi, H. Bahouche, « Coordination PSS/TCSC Pour Améliorer La Stabilité D'un Réseau Électrique », thèse de master En Electrotechnique, Université Abderrahmane MIRA- BEJAIA, Faculté De Technologie, 2017
- [37] M. Pavella, P.G.Murthy, « Transient Stability of Power Systems : theory and practice », Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [38] T.V. Custem, « Systèmes électriques de Puissance » I. Cours ELEC 029, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.
-

- [39] H. Alkhatib, «Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électrique :optimization de la régulation par une méthode métaheuristique », Thèse de doctorat, Université Paul Cezanne D'aix-Marseille Faculté des Sciences et Techniques, 5 décembre 2008.
- [40] P. Kundur, « Power System Stability and Control », New York: McGraw Hill, 1994.
- [41] P. M. Anderson, A. A. Fouad, « Power System Control and Stability », New York: IEEE Press, 1994.

ملخص:

تهدف هذه الرسالة إلى دراسة وتقييم الاستقرار العابر بواسطة طرق التكامل العدديما يسمح لنا بتحديد الزمن الحرج لإزالة العطل وتقييم استقرار نظام الطاقة. تم استخدام نموذج ثنائي المحور للجهاز المترامن مع منظمات الجهد. تم تطوير البرنامج تحت بيئة MATLAB / SIMULINK. مما يتيح تقييم الاستقرار العابر في وجود عطل. تم اختبار البرنامج على شبكة بسيطة متصلة بعقدة لانهائية وعلى شبكة معقدة متعددة الآلات .

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، الاستقرار العابر , طريقة التكامل العددي، تدفق الحمل.

Résumé :

Ce mémoire a pour objectif l'étude et l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique, ce qui nous permet de déterminer le temps critique d'isolement de défaut et juger la stabilité du réseau électrique. Un modèle à deux axes de la machine synchrone a été utilisé avec des régulateurs de tension. Un Logiciel a été élaboré sous environnement MATLAB/SIMULINK. Il permet l'évaluation de la stabilité transitoire en présence de défaut. Le Logiciel a été testé sur un réseau simple connecté à un jeu de barre infini et sur un réseau multimachine complexe IEEE 03 machines 09 jeux de barres.

Mots clés : Réseaux électriques, stabilité transitoire, méthode d'intégration numérique, écoulement de puissance.

Abstract:

This work aims to study and evaluate the transient stability by the classical methods of numerical integration, which allows us to determine the critical clearing time of fault isolation and assess the stability of the power system. A two-axis model of the synchronous machine was used with voltage regulators. Software is developed in MATLAB/SIMULINK environment. It allows the transient stability assessment in the presence of fault. The Software is tested on a simple network connected to an infinite bus and on a complex multi-machine network IEEE 03 machines 09 bus.

Key Words : Power system, transient stability, numerical integration method, load flow.