



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITE BADJI MOKHTR

جامعة باجي مختار عنابة

Annaba

FACULTE : Sciences de l'ingéniorat

FILIERE : électrotechnique

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de : MASTER

Intitulé

**Etude du régime transitoire d'un réseau par
la méthode Eigen Value avec source
décentralisé**

Présentées par :

Belguidoum Cherif
Moussaoui Med Islam

Dirigé par :

Dr Benalia Nadia

Jury de soutenance :

Président : Labar Hocine
Rapporteur : Benalia Nadia
Examineur : Mesbah Tarek

Prof
MCB
MCA

Promotion : septembre 2020

Remerciements

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer nos premiers remerciements et profonde gratitude, avant tous a « **Allah** » le tout puissant, qui grâce a lui nous avons eu la force et le courage pour achever ce modeste travail.

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé au sein de département d'électrotechnique à l'Université **BADJI-MOKHTAR-Annaba**.

Toute notre reconnaissance et nos plus vifs remerciements s'adressent au Docteur **benalia Nadia** notre directeur de mémoire. Nous le remercions tout particulièrement pour l'intérêt qu'il apporté a ce sujet, pour la confiance qu'il nous accordé durant notre formation.

Nous lui témoignons un profond respect pour ses qualités non seulement Scientifiques qui nous ont permis d'apprendre énormément, mais aussi pour ses qualités humaines.

Nous tenons aussi à présenter nos remerciement à toutes les personnes qui ont accepte de juger ce travail et ceux qui on participé de près ou de loin a l'élaboration de ce mémoire.

Dédicace

Nous **BELGUIDOUM CHERIF** et **MOUSSAOUI MED ISLAM**

Dédions ce mémoire à nos chers parents et nos sœurs et frères ainsi qu'à
ceux qui nous ont aidés de près ou de loin par leurs encouragements
durant nos années d'études.

Sans oublier tous les étudiants du département d'**ELECTROTECHNIQUE**

Liste de figures

Chapitre I

Figure (I.1) Classification des différents types de stabilités.....	(6)
Figure (I.2) Cas 1 : Instabilité de première oscillation.....	(12)
Figure (I.3) Cas 2: Instabilité de plusieurs oscillations.....	(13)
Figure (I.4) générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini.....	(13)
Figure (I.5) graphe de la puissance électrique $P = f(\delta)$	(15)
Figure (I.6) Variation temporelle d'angle rotoriques.....	(16)
Figure (I.7) : Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne...	(23)
Figure(I.8). Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité.....	(26)

Chapitre II

Figure. II.1: Système d'excitation (AVR) de la machine synchrone.....	(30)
Figure II.2 : Modèle d'un PSS avance/retard.....	(32)
Figure II.3 : Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système.....	(33)
Figure II.4. système d'excitation statique ST-1A avec AVR.....	(34)
Figure.II.5 Modèle d'un PSS avance/retard.....	(34)

Chapitre III

Figure (III.1): Représentation graphique du mode (valeur de référence).....	(40)
---	------

Chapitre IV

Figure (IV.1) la première fenêtre du PSAT.....	(42)
Figure (IV.2) la fenêtre principale du PSAT.....	(43)
Figure (IV.3) la bibliothèque du PSAT.....	(44)
Figure (IV.4) Modèle d'IEEE 14 Jeux de barres.....	(45)
Figure (IV.5) Vitesses angulaires des 3 générateurs	(48)
Figure (IV.6) La tension aux jeux de barres.....	(48)
Figure (IV.7) La puissance active des générateurs.....	(48)
Figure (IV.8) La puissance réactive des générateurs.....	(48)
Figure (IV.9) Application d'un défaut au niveau de JB 4.....	(49)
Figure (IV.10) Vitesses angulaires.....	(49)
Figure (IV.11) La tension.....	(49)
Figure (IV.12) La puissance active.....	(50)
Figure (IV.13) La puissance réactive.....	(50)
Figure (IV.14) Vitesses angulaires.....	(50)
Figure (IV.15) La tension.....	(50)

Figure (IV.16) La puissance active.....	(51)
Figure (IV.17) La puissance réactive.....	(51)
Figure (IV.18) Application d'un défaut au niveau de JB 3 avec 5 AVR.....	(51)
Figure (IV.19) Vitesses angulaires.....	(52)
Figure (IV.20) La tension.....	(52)
Figure (IV.21) La puissance active.....	(52)
Figure (IV.22) La puissance réactive.....	(52)
Figure (IV.23) : valeur propre (Eigen value).....	(52)
Figure (IV.24) : Intégration de PSS au niveau de JB N°1 et 2 et 3 et 6 et 8.....	(53)
Figure (IV.25) Vitesses angulaires.....	(54)
Figure (IV.26) La tension.....	(54)
Figure (IV.27) La puissance active.....	(54)
Figure (IV.28) La puissance réactive.....	(54)
Figure (IV.29) : valeur propre (Eigen value).....	(54)
Figure (IV.30) : Intégration d'une source photovoltaïque JB 14.....	(55)
Figure (IV.31) Vitesses angulaires.....	(56)
Figure (IV.32) La tension.....	(56)
Figure (IV.33) La puissance active.....	(56)
Figure (IV.34) La puissance réactive.....	(56)
Figure (IV.35) : valeur propre (Eigen value).....	(56)
Figure (IV.36) Vitesses angulaires.....	(57)
Figure (IV.37) La tension.....	(57)
Figure (IV.38) La puissance active.....	(57)
Figure (IV.39) La puissance réactive.....	(57)
Figure (IV.40) : valeur propre (Eigen value).....	(58)
Figure (IV.41) Vitesses angulaires.....	(58)
Figure (IV.42) La tension.....	(58)
Figure (IV.43) La puissance active.....	(59)
Figure (IV.44) La puissance réactive.....	(59)
Figure (IV.45) : valeur propre (Eigen value).....	(59)
Figure (IV.46) : Vitesses angulaires	(59)
Figure (IV.47) : La tension	(59)
Figure (IV.48) La puissance active.....	(60)
Figure (IV.49) : La puissance réactive.....	(60)
Figure (IV.50) : valeur propre (Eigen value).....	(60)

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Classification des méthodes d'intégration(28)

Chapitre IV

Tableau (IV.1) : les données des lignes (45)

Tableau (IV.2) : les données de 14 jeux de barres (46)

Tableau (IV.3) : les données des transformateurs..... (47)

Sommaire

Introduction générale

Chapitre I

I_1- Introduction.....	(3)
II _ Définition.....	(3)
II_1 la stabilité des systèmes.....	(3)
II_2 Concepts de base de la stabilité.....	(4)
II_3 Problème de stabilité du système de Puissance.....	(4)
II_4 Formes d'Instabilité de puissance.....	(4)
III_ Classification de la stabilité.....	(5)
III_1 Stabilité de tension.....	(6)
a) Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	(8)
b) Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	(8)
III_1_1 Stabilité de tension à court terme.....	(8)
III_1_2 Stabilité de tension à long terme.....	(9)
III_2 Stabilité de fréquence.....	(9)
III_3 Stabilité angulaire.....	(10)
III_3_1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)	(11)
III_3_2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoire)	(11)
A) Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	(16)
B) Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	(18)
IV_ Méthodes d'intégration numériques.....	(19)
❖ Avantages des méthodes d'intégration numériques.....	(19)
❖ Inconvénients des méthodes d'intégration numériques.....	(20)
IV_1 Méthodes directes énergétiques.....	(21)
IV_1_1 Méthodes directes de Lyapunov	(21)
IV_1_2 Méthodes des aires égales	(22)
IV_1_3 La méthode SIME	(25)
V_ Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire.....	(25)
V_1 Augmentation de la constante d'inertie des générateurs.....	(25)
V_2 Augmentation de la puissance active.....	(25)
V_3. Installation des protections et des appareils de coupure rapides.....	(26)
V_4. Implantation des valves rapides des turbines à gaz.....	(26)
V_5. Installation des résistances d'amortissement.....	(26)
VI_ Conclusion	(29)

Chapitre II

I_ Introduction.....	(30)
II_ Etude du système d'excitation (AVR) de la MS.....	(30)
1_ Représentation des différents blocs.....	(31)
III_ Fonctionnement et modèle de PSS	(31)
III_1 définition.....	(31)
III_2 Fonctionnement.....	(32)
III_3 les modèles de Pss.....	(34)
III_4 Réglage des paramètres de Pss.....	(35)
III_5 Emplacement optimal des Pss.....	(36)
III_6 Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID)...	(36)
IV_ Conclusion.....	(37)

Chapitre III

I_1 Introduction.....	(38)
II_ Méthode d'analyse Eigen value.....	(38)
III_ Eigen value simulation.....	(40)
IV_ Conclusion.....	(41)

Chapitre IV

I_ Introduction.....	(42)
I_1 L'histoire de PSAT.....	(42)
I_2 Aperçu de PSAT.....	(43)
II_ Problématique.....	(44)
II_1 Réseau standard (modèle d'IEEE 14 jeux de barres).....	(45)
II_1 Caractéristique du Modèle d'étude.....	(45)
II_2 Méthode d'analyse.....	(46)
II_3 Résultats de simulation et interprétation.....	(47)
3_1 L'état initial (cas N°1).....	(47)
3_2 Avec défauts et sans AVR (Cas N°2).....	(48)
3_3 Placement 5 AVR (cas N°3).....	(51)
3_4 Intégration de 5 PSS (cas N°4).....	(53)
3_5 Intégration d'une source photovoltaïque).....	(55)
III_ Conclusion.....	(61)

Conclusion générale

Introduction général :

L'énergie électrique est un facteur essentiel de développement et de l'évolution des sociétés humaines, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles.

Le système de puissance qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissance de génération, topologie du réseau. L'augmentation de la dépendance électrique de la société moderne implique des systèmes de puissance exploitables à cent pour cent de leur capacité avec une sûreté maximale.

La qualité de cette puissance électrique est devenue de nos jours une grande préoccupation pour les consommateurs et les fournisseurs d'énergie électrique. Aussi, sont-ils exigés de plus en plus, des critères rigoureux de développement et d'exploitation des réseaux électriques. Dans ces conditions, la stabilité du système de puissance devient un souci permanent pour les fournisseurs de l'énergie électrique.

Ces systèmes doivent rester normalement stables pour les petites variations au voisinage des points de fonctionnement ainsi que pour des conditions sévères de fonctionnement. Compte tenu de la variété des conditions de fonctionnement et de la sévérité des incidents, les équipements de commande installés sur les réseaux peuvent s'avérer trop limités ou insuffisants pour répondre efficacement aux diverses perturbations. En conséquence, les exploitants doivent chercher à optimiser le fonctionnement de leur réseau tout en recherchant un niveau de sécurité satisfaisant. Le système de puissance peut alors être soumis à des perturbations sous forme de variations de charge se produisant continuellement.

Le système devra être capable de répondre aux besoins de charge et de résister à de nombreuses perturbations de nature sévère comme la foudre, la perte d'unité génératrice, un court-circuit sur une ligne de transport, la perte d'une charge importante. Suite à une perturbation transitoire, si le système est stable, il retrouvera alors vite un nouvel état d'équilibre. S'il est instable, cela se traduira par une augmentation progressive de l'écart entre les angles de rotor des générateurs ou par une diminution progressive des tensions des noeuds des réseaux. Cet état instable pourra conduire alors à une avalanche de pannes et une déconnexion d'une grande partie du réseau et parfois même à un effondrement total.

L'apparition des défauts dans un réseau d'énergie électrique nécessite une analyse de la stabilité de réseau électrique. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations et de proposer par la suite les moyens adéquats permettant d'améliorer cette capacité.

L'analyse de la stabilité transitoire est assurée par la résolution de l'équation mécanique décrivant le comportement dynamique du réseau d'énergie électrique et ceci pour les perturbations les plus dangereuses que peut subir le réseau.

Notre objectif dans ce travail est d'étudier la stabilité des réseaux électriques en présence d'un défaut par la méthode des valeurs propres (Eigen value) et en utilisant le stabilisateur PSS et l'AVR (automatic voltage regulator) pour amortir les oscillations et voir l'influence de l'injection de la puissance

Pour les objectifs cités précédemment, notre travail est structuré comme suit :

Chapitre I :

Etude de la stabilité d'un réseau électrique.

Chapitre 2 :

Stabilisateur des systèmes de puissances (AVR et PSS)

Chapitre 3 :

Méthode d'analyse Eigen value

Chapitre 4 :

Il est consacré aux simulations sur un réseau test (standard) par la méthode Eigen value

Enfin, ce travail sera terminé par une conclusion générale.

I_1- Introduction :

Les systèmes électriques ont connu ces dernières décennies des développements considérables. Leur fonctionnement et leur exploitation sont devenus de plus en plus complexes. La stabilité d'un système électro-énergétique est un facteur essentiel pour préserver le matériel et assurer la continuité du service. Le régime de fonctionnement doit rester stable en marche normale ainsi que pendant les périodes troubles dues aux modifications aléatoires dans la topologie du système . Ces modifications peuvent être des charges, des défauts,...etc.

Les perturbations peuvent entraîner la rupture de synchronisme entre une machine et le réseau ; ou des oscillations entre machine. Les perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation).

L'écart en termes de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Dans ce cas, nous pouvons faire intervenir les stabilisateurs après l'élimination de la perturbation et le réseau sera stabilisé. Nous pouvons définir trois types de stabilité : la stabilité dynamique, la stabilité statique et la stabilité transitoire. Après avoir présenté quelques définitions, nous allons étudier la modélisation d'une machine synchrone qui constitue la partie la plus importante du système électro-énergétique.

Par la suite, on présentera la modélisation des autres éléments principaux du système électrique, tel que les transformateurs, la ligne de transmission et la charge.

A cet égard, un stabilisateur conventionnel sera utilisé pour améliorer la stabilité des systèmes électro énergétiques et amortir les oscillations.

II _ Définition :**II_1_ la stabilité des systèmes :**

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE [1]

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des

variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation. un ensemble d'installations électriques destinées à produire, transporter et à la fois distribuer l'énergie électrique aux consommateurs.

II_2_Concepts de base de la stabilité :

L'étude de la stabilité constitue l'un des plus fondamentaux concepts lors de l'étude des ingénieurs. En raison de l'impact nuisible dont l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, des nombreuses définitions de stabilité ont été formulées, en établissant ses plusieurs aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système [2].

II_3_Problème de stabilité du système de Puissance :

La stabilité du système d'alimentation est un aspect très important pour fournir une puissance continue. C'est défini comme la propriété d'un système d'alimentation pour lui permettre de rester dans un état de fonctionnement d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation. L'instabilité du système d'alimentation peut se produire dans de nombreuses situations différentes en fonction de la configuration du système et le mode de fonctionnement de celui-ci. L'un des problèmes de stabilité est le maintien d'un fonctionnement synchrone ou le pouvoir de synchronisme pour le système qui se repose sur des machines synchrones. Cet aspect est influencé par la dynamique du générateur, l'angle de rotor et les rapports de force - angle. Autre problème d'instabilité qui peut être rencontrées est l'écroulement de tension qui est surtout liée au comportement de la charge et la vitesse de synchrone des générateurs [3].

II_4_Formes d'Instabilité de puissance :

Il existe trois formes différentes d'instabilité de système d'alimentation : instabilité de l'angle de rotor, l'instabilité de la tension : l'écroulement de tension, et de l'instabilité à long terme.

La stabilité de l'angle Rotor est la capacité des machines synchrones interconnectées d'un système de puissance de rester dans le synchronisme. La stabilité de la tension est la capacité

d'un système d'alimentation de maintenir des tensions acceptables à tous les bus du système dans des conditions normales de fonctionnement et après avoir été soumis à une perturbation. Pour que la tension soit stable, les machines synchrones doivent fonctionner en synchronisme. La stabilité à long terme et à moyen terme sont relativement nouveaux à la littérature sur la stabilité de système d'alimentation. La stabilité à long terme est associée à des phénomènes plus lents et de plus longue durée qui accompagnent les troubles du système à grande échelle et sur les inadéquations soutenus résultant entre la production et la consommation de puissance active et réactive.[4]

III_ Classification de la stabilité :

Afin d'évaluer la stabilité d'un système, on porte une grande attention au comportement du réseau face à de petites ou de grandes perturbations. Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts et la perte du synchronisme d'un grand générateur du réseau sont des exemples de grandes perturbations. Après l'élimination d'une perturbation, le réseau sera stable s'il continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs [5].

La classification du problème de stabilité se base également sur les dispositifs de réglage, les processus, l'échelle de temps à prendre en compte, l'amplitude de perturbations, les méthodes de calcul de prédiction de la stabilité concernées.

De ce fait, l'expérience et les différentes études effectuées ont permis de repartir la stabilité du système de puissance en trois grands groupes :

Celle de l'angle de transport, celle de la fréquence et celle de la tension. On parle de la stabilité de l'angle de transport parce que les incidents et les variations excessives de la charge d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle entre les champs magnétiques du rotor et du stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations de puissance mal amorties, voire le décrochage de certains rotors lorsque l'angle dépasse une valeur critique qui provoque la perte de stabilité.

La Figure (I.1) propose un schéma simplifier de ces différents types de stabilité, mettant en évidence la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations [6].

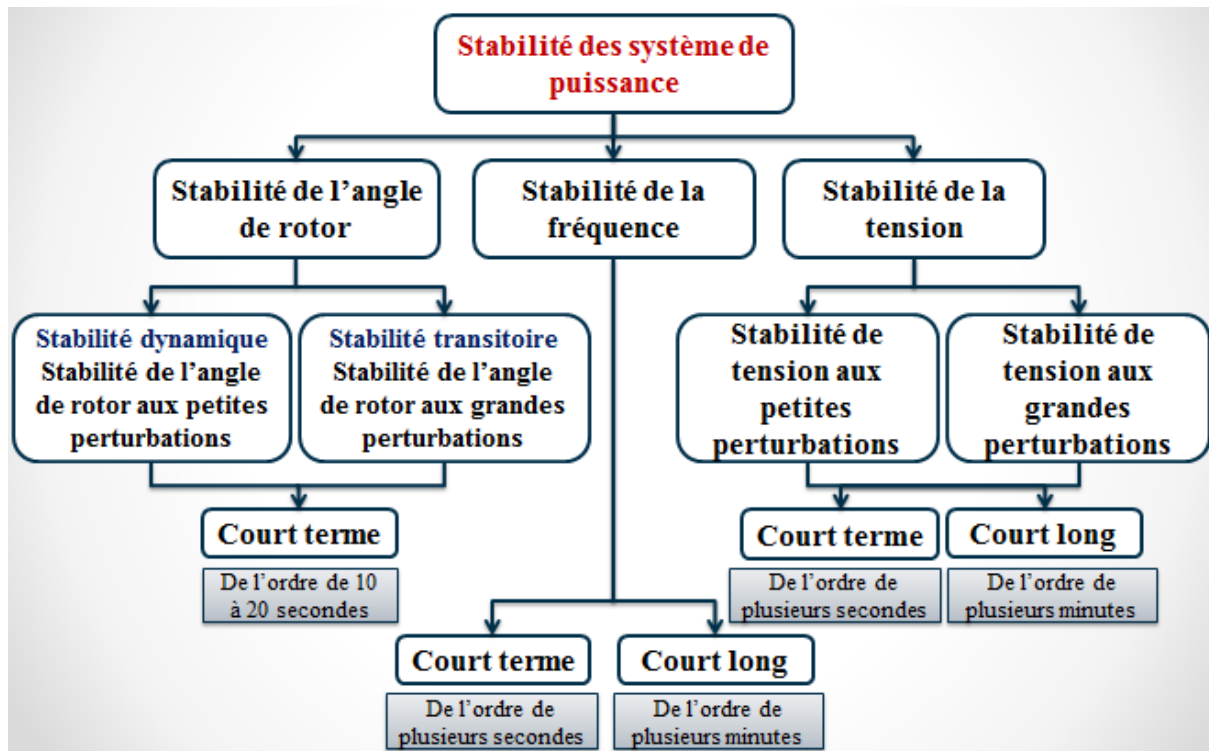


Figure (I.1) Classification des différents types de stabilités.

III_1 Stabilité de tension :

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds. Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation. C'est le cas des moteurs asynchrones, des charges dont la tension est contrôlée par un régleur en charge automatique, des chauffages électriques commandé par thermostat, Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques) mais également de celles des générateurs (possibilité de maintenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante). Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va contraindre le réseau haute tension en augmentant la puissance réactive consommée et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables [7].

Généralement, l'instabilité de tension se produit lorsqu'une perturbation entraîne une augmentation de puissance réactive demandée au-delà de la puissance réactive possible.

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple :

- Une augmentation de charge.
- Des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator Systems) qui atteignent les limites de puissance réactive.
- Une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension. Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels [9] :

- Un contrôle automatique des condensateurs shunts.
- Un blocage des régulateurs en charge automatique.
- Une nouvelle répartition de la génération.
- Une re-planification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande.
- Une régulation de tension secondaire.
- Un plan de délestage.

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes).

Pour l'instabilité de tension à court terme l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs, qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, juste après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité vis-à-vis leurs charge. D'autres éléments peuvent aussi participer à cette instabilité : les charges commandées électroniquement, les convertisseurs HVDC.

L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régulateurs en charge automatique, les charges commandées thermo-statiquement,

Il est aussi important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre.

Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations :

a) Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, ...etc.

b) Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, ...etc.

L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément. Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

III_1_1_ Stabilité de tension à court terme :

La stabilité de tension à court terme implique des charges à dynamique rapide telles que les moteurs à l'induction, les charges contrôlées par des systèmes électroniques, et les convertisseurs HVDC (en anglais, High Voltage Direct Current). Le cadre de temps d'étude est de plusieurs secondes, et l'analyse exige des solutions appropriées à un système d'équations différentielles, ce qui est similaire à l'analyse de la stabilité d'angle rotorique. La modélisation dynamique des charges est souvent essentielle. Contrairement à la stabilité d'angle, les courts circuits à proximité des charges sont importants.

III_1_2_ Stabilité de tension à long terme :

La stabilité de tension à long terme implique des équipements agissant plus lentement comme les transformateurs à régulateur en charge, des charges thermostatiques, et des limiteurs de courant de générateur. Le cadre de temps d'étude est de plusieurs minutes, et des simulations à long terme sont nécessaires pour l'analyse des performances du système

dynamique [10]. La stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale. L'instabilité est due :

- À la perte de l'équilibre à long terme (par exemple, lorsque des charges essayent de rétablir leur puissance et dépassent la capacité du réseau de transport et de la production connectée)
- Au point de fonctionnement après la perturbation en régime permanent, s'il est instable du point de vue des petites perturbations.
- Au manque d'actions permettant d'aller vers un point d'équilibre stable post-perturbation (par exemple, quand une des actions curatives est appliquée trop tard) [11].

Il est important de reconnaître que la distinction entre la stabilité d'angle rotorique et la stabilité de tension n'est pas fondée sur un découplage entre les variations de puissance active/angle et de la puissance réactive/amplitude de tension. La stabilité de tension et la stabilité d'angle rotorique sont affectées par les répartitions de puissance actives et réactive dans les pré-perturbations.

III_2_ Stabilité de fréquence :

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée.

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes).

Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produites consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.

L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs surs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système),

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes.

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu.

Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [12]

III_3_Stabilité angulaire :

Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu, Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor, Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, en entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système, Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger , Suite à une perturbation, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor, Nous pouvons dire que les angles de rotor d'un système de puissance peuvent évaluer selon deux scénarios :

- Soit, les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent à l'unisson, Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables, Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le système reste stable et il demeure au synchronisme.
- Soit, un ou plusieurs angles du rotor s'accroissent plus rapidement que les autres, Alors, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps, Le système devient par conséquent instable et il perd le synchronisme.

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle rotoriques, se rapporte aux capacités des machines Synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester dans le synchronisme après avoir été

soumis à une perturbation [13]. Elle dépend de la capacité de maintenir ou restaurer l'équilibre

entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone, L'instabilité, qui peut résulter, se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire à la petite perturbation ou de la stabilité transitoire.

III_3_1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :

La stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme, une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non oscillatoire, entre les angles de rotor. Pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement

proportionnelle à la variation de l'angle Des exemples typiques des petites perturbations

peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique

appliquée à une machine du système ou sur sa charge,... L'analyse d'un tel système peut être accomplie par la linéarisation du système d'équations différentielles non linéaires, La stabilité du système peut être évaluée par l'analyse des valeurs propres de la matrice d'état du système [8, 10,14].

III_3_2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoire)

:

La stabilité transitoire reste toujours une considération de base et d'une grande importance dans le design et le fonctionnement du réseau électrique.

Elle se rapporte à l'aptitude du système électrique de retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude, Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale, La réponse du système implique de grandes variations des angles rotoriques, La stabilité transitoire dépend de la relation non-linéaire couples-angles. Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telles que :

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.

- La perte d'un ouvrage (e.g. une ligne de transmission, débranchement des transformateurs).
- La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement total du réseau, Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (en anglais First Swing Instability) elle s'étend sur 3 à 5 secondes, Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2, Figure (1.2)), La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes [15].

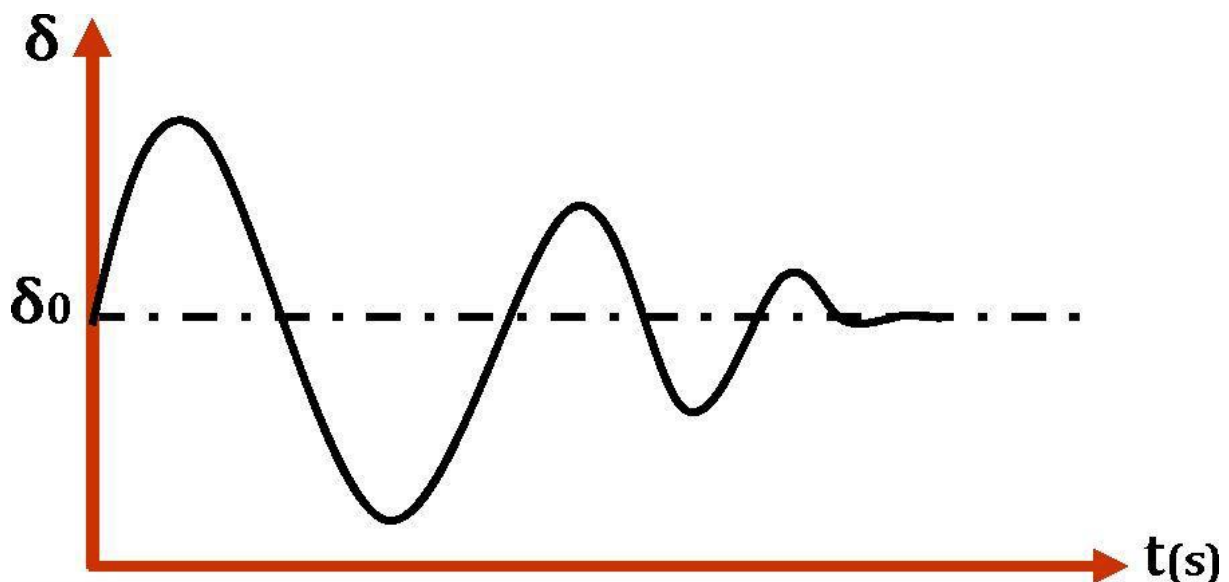


Figure (I.2) Cas 1 : Instabilité de première oscillation.

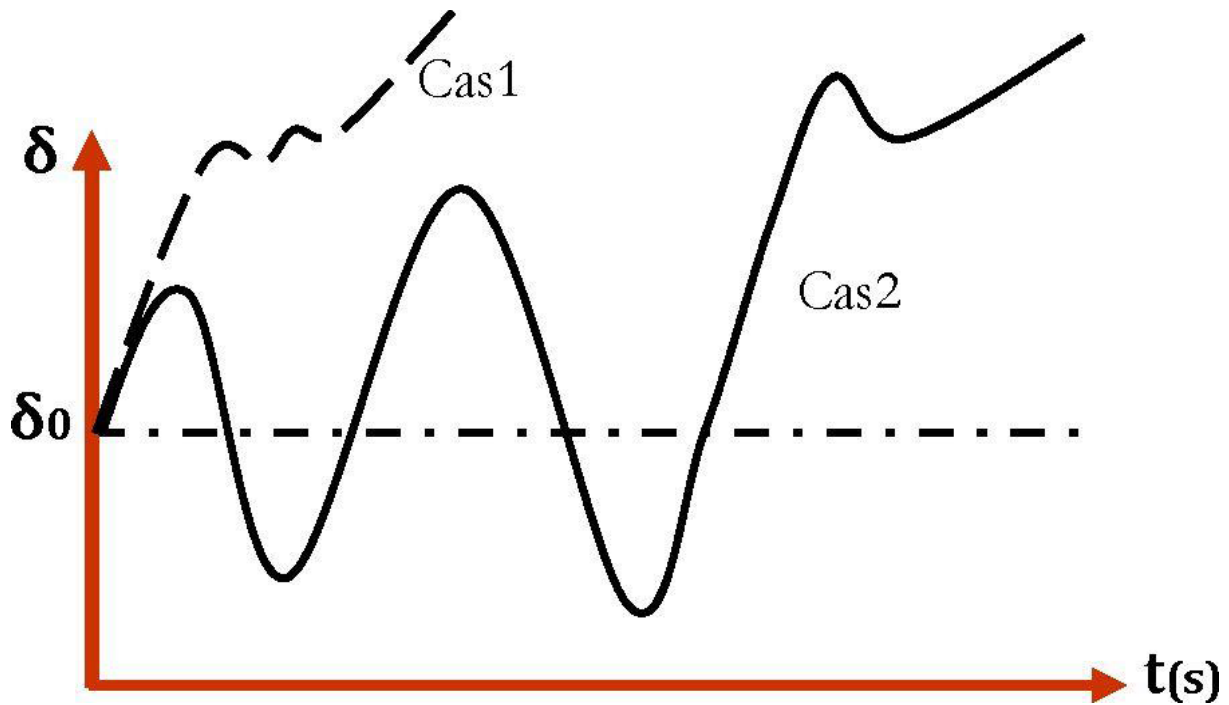


Figure (I. 3) Cas 2 : Instabilité de plusieurs oscillations.

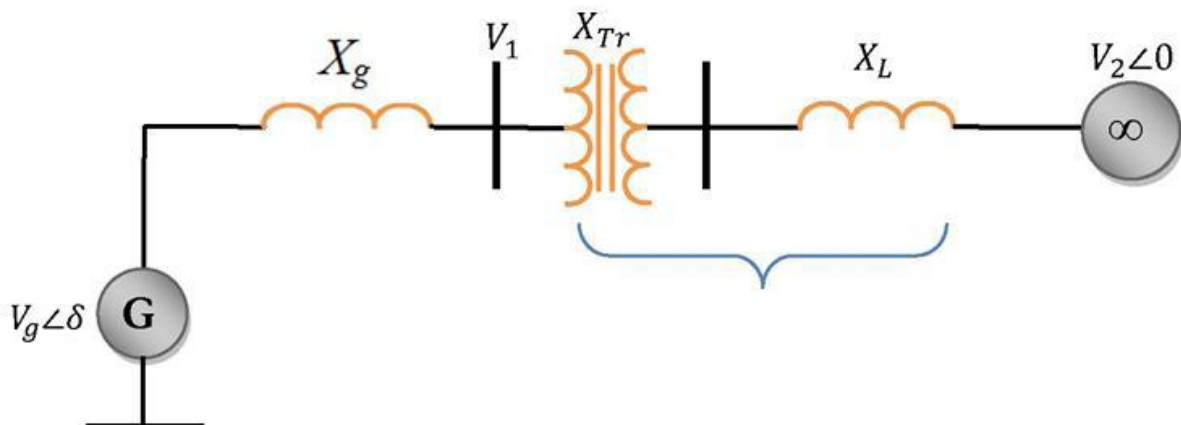


Figure (I.4) générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini.

Le concept de la stabilité peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et le couple (P-δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle du rotor .pour expliquer cette approche , nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transport (Figure I.4) .Le générateur est modélisé par une source de tension idéal V_g en série avec une réactance X_g (modèle classique) . La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

$$X_E = X_{TR} + X_L \dots \dots \dots (1.1)$$

Dans l'état d'équilibre la puissance produite P_e par le rotor est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{V_g \cdot V_2}{X_g + X_s} \dots\dots\dots (1.2)$$

Le mouvement du rotor qui obéit à la deuxième loi du NEWTON est donné par l'équation différentielle suivante :

$$C_m - C_e = J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} \dots\dots\dots (1.3)$$

J: Moment d'inertie total de la machine synchrone.

θ: angle mécanique du rotor (*rad*).

C_m: couple mécanique de la turbine ou la charge (*N. m*).

C_e: Couple électrique du rotor (*N. m*).

Si l'équation (3.8) est multipliée par le terme de la pulsation mécanique angulaire, on obtient

$$\omega_m \cdot J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = P_m - P_e \dots\dots\dots (1.4)$$

Tel que :

P_m = C_m · ω_m: la puissance mécanique exercée par le rotor (*W*).

P_e = C_e · ω_m: la puissance électrique exercée par le rotor (*W*).

Si l'accélération angulaire est exprimée en angle électrique, au lieu de l'équation (1.4)

On aura :

$$\frac{2}{p} \cdot \omega_m \cdot J \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \dots\dots\dots (1.5)$$

L'utilisation de :

$$\omega_m = \frac{\omega_e}{p/2} \dots\dots\dots (1.6)$$

Nous donne :

$$\frac{2}{\omega_e} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \omega_m \cdot 2 \cdot J\right) \cdot \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \dots\dots\dots (1.7)$$

Comme :

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 \cdot \omega_m \dots\dots\dots (1.8)$$

On obtient alors :

$$2 \frac{H}{\omega_e} \cdot \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} \dots\dots\dots (1.9)$$

Donc l'équation du système est décrite comme suit :

$$\frac{H}{\omega_e} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \dots\dots\dots (1.10)$$

Avec :

P_a : Puissance de l'accélération (PU) ;

P_e : Puissance électrique (PU) ;

P_m : Puissance mécanique (PU) ;

δ : Angle interne de la machine (rad) ;

H : Constante d'inertie (rad)

ω_o : Pulsation de référence.

L'équation peut être écrite comme suit :

$$P_e = P_{max} \cdot \sin\delta \dots\dots\dots (1.11)$$

L'équation (1.11) est représentée graphiquement par la (Figure 1.6)

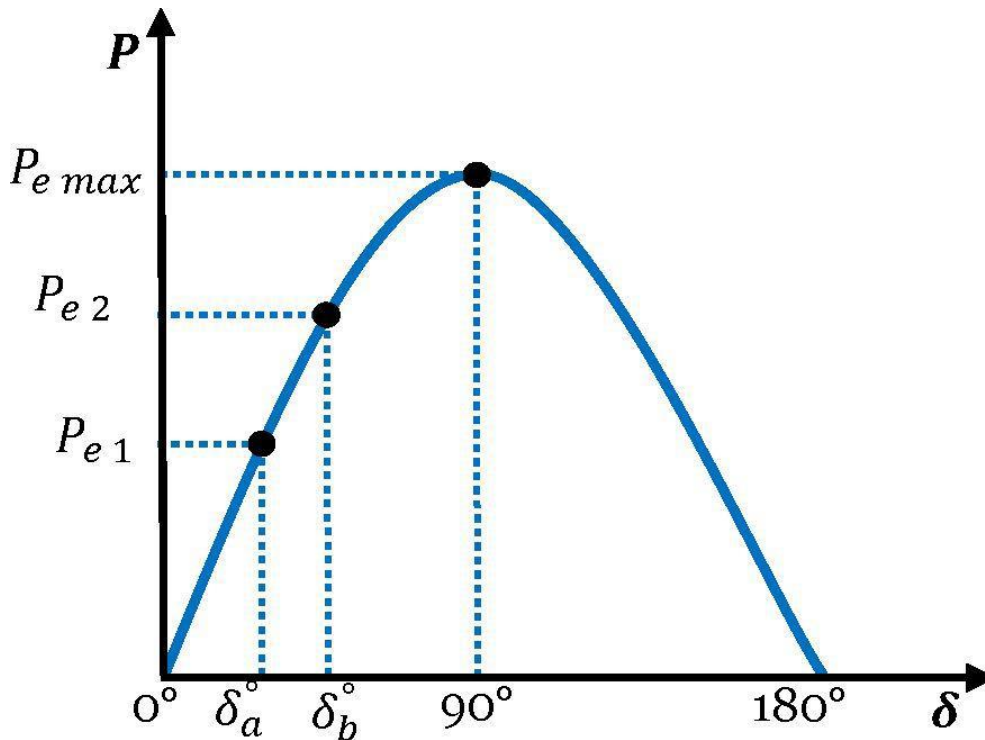


Figure (I.5) graphe de la puissance électrique $P = f(\delta)$.

Lors de l'équilibre la puissance P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique par exemple de P_{e1} à P_{e2} (Figure 1.5). Le rotor va accélérer de sorte que l'angle du rotor augmente de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Ce pendant l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter

instantanément. Ainsi bien que la puissance développée par l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va ralentir le rotor et la diminution de l'angle de puissance, suivant l'inertie et là l'amortissement du système les oscillations de l'angle du rotor résultant vont s'amortir et la machine restera stable (cas 1 Figure (1.6)) ou diverger et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2 Figure (1.6)).

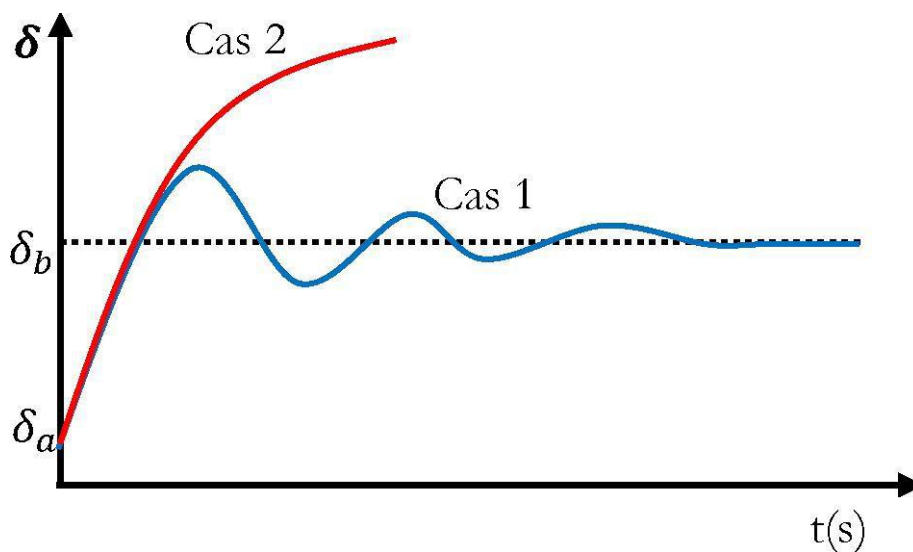


Figure (I.6) Variation temporelle d'angle rotorique

2_A) Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :

Le système de puissance électrique est fortement non linéaire du fait de sa structure très complexe et des phénomènes inhérents à son fonctionnement. Par conséquent, une étude analytique rigoureuse s'avère fastidieuse et peu fiable. Effet, la dynamique du réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles de la forme suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, \mu) \dots \dots \dots (1.12)$$

Avec :

x : Vecteur des variables d'état du système.

μ : Vecteur des paramètres du système.

La stabilité transitoire concerne l'étude de la dynamique du réseau décrit par l'ensemble des équations différentielles.

Les solutions de ces équations sont obtenues par des méthodes numériques à l'aide des calculateurs numériques, celle-ci étant la plus généralement utilisées dans l'étude de la stabilité. Cette étude fournit les informations relatives aux variations dans le temps des angles internes, des vitesses du rotor, des tensions, courant et puissance des unités de production aussi bien que les variations des tensions, courant et puissances transitées dans les branches des lignes de transports avant ,pendant et après la perturbation. Cette analyse permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant l'atteinte du temps critique (plan de défense). Elle aide les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électriques par la construction de nouveaux ouvrages de production, de transport ou de compensations [15].

- Les différentes méthodes pour stabiliser le système de puissance dans l'état transitoire sont :

a- l'analyse de stabilité pour appliquer une commande préventive

- les méthodes numériques ou indirectes.
- les méthodes directes.

b- la commande en ligne

- la modification de la caractéristique de la ligne avec les systèmes FACTS.
- la commande du transit de puissance de la ligne durant la période Transitoire.

Pour analyser la stabilité transitoire d'un réseau électrique, le modèle du réseau est simulé sur une durée bien choisie. Cette analyse doit se répéter sur les périodes où la répartition de charge au sein du réseau varie considérablement. Les accidents éventuels sont simulés à l'aide de la phase de sélection de contingence. Les résultats numériques issus de la simulation sont tracés pour une analyse qualitative et quantitative de la stabilité transitoire du réseau.

L'inconvénient principal de cette méthode est qu'elle nécessite beaucoup de temps. Si de plus on utilise les méthodes implicites pour l'intégration numérique, ce problème devient encore plus aigu.

En conséquence, les méthodes Numenius dites "méthodes indirectes" ne peuvent pas toujours être utilisées. Beaucoup de recherches ont été menées en vue de modifier et d'améliorer ces méthodes. Celles-ci ont donné des résultats intéressants pour les méthodes conventionnelles en utilisant les réseaux réels. Parallèlement, des recherches ont aussi été entreprises pour trouver d'autres méthodes sans avoir recours à la simulation. Ces méthodes s'appellent les méthodes directes. Dans les méthodes directes, il y a possibilité d'évaluer l'indice de stabilité.

Plusieurs chercheurs ont proposé une combinaison des méthodes directes et indirectes afin d'étudier la stabilité transitoire des réseaux électriques. Chacune de ces méthodes a ses avantages et ses inconvénients ; elles sont complémentaires et on ne peut pas complètement remplacer l'une par l'autre.

Les avantages des méthodes directes qui sont les inconvénients des méthodes indirectes sont : **[16]**.

- La rapidité (le temps de calcul court)
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité

Par contre, les avantages des méthodes indirectes qui sont les inconvénients des méthodes directes peuvent s'expliquer par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies.
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes des dynamiques du réseau.
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais. Il faut noter que le fonctionnement des relais a un grand effet sur la stabilité transitoire du réseau.
- La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).
- La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome".

Avec cette hypothèse on peut considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement d'un réseau.

La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudier tous les accidents éventuels, les rendent très attractives. Ces méthodes sont utilisées pour appliquer une commande préventive au réseau avant un accident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les accidents éventuels. Si le système de puissance n'est pas sécurisé contre d'éventuels accidents, des commandes peuvent être appliquées sur le réseau à l'aide soit des opérateurs experts, soit des systèmes experts artificiels.

2_B) Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire :

Ces dernières années, la stabilité transitoire est devenue plus critique, à cause de l'interconnexion, l'accroissement énorme de la demande et les contraintes économiques de construire des nouvelles centrales de production et des nouvelles lignes de transmission. Tous

ces facteurs conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité, ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel [17]. A cause de la forte non-linéarité une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre des paramètres. Plusieurs de méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles ;

- Méthodes d'intégration numériques ;
- Méthodes directes (ou énergétiques) ;
- Méthodes hybrides.

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes :

IV_ Méthodes d'intégration numériques :

Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution, pas à pas, de l'ensemble des équations inter-différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire, en donnant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, généralement, les méthodes implicites d'intégration numériques sont utilisées pour résoudre l'ensemble d'équations (ex. la méthode trapézoïdale). L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms), et la phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelque secondes (généralement, un system qui n'a pas perdu le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable) [18, 19]. Souvent, on évalue la stabilité :

- Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné.
- Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évaluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation [20].

❖ Avantages des méthodes d'intégration numériques

- Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du system (angles des rotors, vitesses, puissance ...) ;

- Peut s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quel que soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements) ;
- Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du system [21].
-

❖ . Inconvénients des méthodes d'intégration numériques :

- Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.
- Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable [22].

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine des ordinateurs ont contribué à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes [23].

IV_1. Méthodes directes énergétiques :

Les inconvénients des méthodes classiques ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles. La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudié tous les accidents éventuels, les rendent très attractives.

Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant accident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les accidents éventuels. Si le système de puissance n'est pas sécurisé contre d'éventuels accidents, des commandes peuvent être appliquées sur le réseau à l'aide soit des opérateurs experts, soit des systèmes experts artificiels [24].

Les avantages des méthodes conventionnelles, temporelles ou indirectes (qui sont les inconvénients des méthodes directes) s'expriment par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies ;
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais

- La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome". Avec cette hypothèse nous pouvons considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau ;
- La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).

❖ **Les avantages des méthodes directes sont :**

- La rapidité (le temps de calcul court) ;
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

Les méthodes énergétiques peuvent se dévisées en deux catégories qui sont les suivantes :

IV_1_1 Méthodes directes de Lyapunov :

Durant les deux dernières décennies, les méthodes énergétiques directes ont suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs. A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régi par un ensemble d'équations différentielles afin d'obtenir une évaluation plus rapide.

L'idée de base des nouvelles méthodes développées est de pouvoir conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau d'énergie sans résoudre le système d'équations différentielles régissant le système après l'élimination du défaut. Elles utilisent un raisonnement physique simple basé sur l'évaluation des énergies cinétique et potentiel du système [21, 4].

La dynamique du réseau d'énergie électrique est décrite par un système d'équations différentielles non linéaires de la forme suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, \mu) \dots\dots\dots(1.13)$$

Avec x : Vecteur des variables d'état du système.

μ : Vecteur des paramètres du système.

Soit un point x_s on dit que x_s est un point d'équilibre du système si $f(x_s, \mu) = 0$.

Le théorème de stabilité de Lyapunov stipule que le point d'équilibre (origine) x_s est stable si dans un certain voisinage Ω de l'origine x_s , il existe une fonction réelle scalaire (fonction de Lyapunov) $V(x)$ telle que :

1) est positive définie dans Ω

2) $\frac{dv}{dx}$ est négative semi-définie dans Ω

Si $\frac{dv}{dx} < 0$, alors la fonction $V(x)$ diminue avec le temps et tend vers sa valeur minimale (le point d'équilibre du système x_s). Plus la valeur est négative, plus rapide est le retour du système vers x_s (amortissement des oscillations plus rapide).

IV_1_2. Méthodes des aires égales :

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.

Ce critère est basé sur le principe de la conservation de l'énergie cinétique c'est-à-dire pour un alternateur, la méthode est basée sur l'effet que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor doit être égale à celle fournie pendant le freinage.

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, Figure (II.3) Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

Considérons un défaut, sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques instants du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor δ . Traçant la courbe (P - δ) en tenant compte de ce défaut, (Figure II.11). En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

- La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération :

$$P_m > P_e$$

- La deuxième zone (zone A_2 , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer

toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu' a la perte de synchronisme.

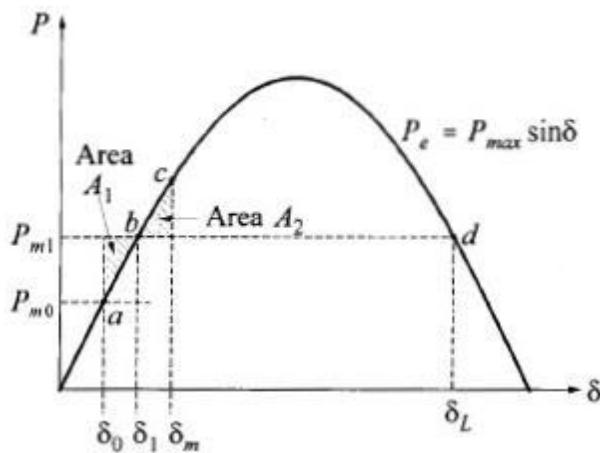


Figure (I.7) : Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne

La relation entre les aires des zones (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \dots \dots \dots (I.14)$$

H : Constante d'inertie.

ω_0 : Vitesse de synchronisme.

P_m : Puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : Puissance électrique du générateur.

δ : Angle interne de la machine.

La fonction P_e étant non-linéaire sur δ , par conséquent l'équation ci-dessus ne peut être résolue directement.

On multipliant par $2 \frac{d\delta}{dt}$, puis on intégrant l'équation (II.68), nous obtenant :

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \dots \dots \dots (I.15)$$

Ou :

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \dots \dots \dots (I.16)$$

L'intégration donne :

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} d\delta \dots \dots \dots (I.17)$$

Lorsque : $t=0>$ $\delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0 \dots \dots \dots (I.18)$

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$.

Par conséquent, l'équation (I.17) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta \dots \dots \dots (I.18)$$

δ_0 : L'angle de rotor initial,

δ_m : l'angle de rotor maximal

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \text{area} A_1 \dots \dots \dots (I.19)$$

L'énergie perdue lors de la décélération lorsque δ_0 passe de δ_1 à δ_m est

$$E_1 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta = \text{area} A_2 \dots \dots \dots (I.20)$$

Comme nous l'avons examiné, aucune perte, l'énergie obtenue est égale à l'énergie perdue ; par conséquent, la zone A_1 est égale A_2 . Cela constitue la base du critère de superficie égale.

Elle nous permet de déterminer l'oscillation maximale de δ et donc la stabilité du système sans le calcul du temps de réponse.

Le critère peut être facilement utilisé pour déterminer l'augmentation maximale admissible P_m pour le système de la (figure I.8) La stabilité est maintenue que si une zone A_2 au moins égal à A_1 peut être situé au-dessus P_m . si A_1 est supérieur à P_e , et le couple est l'accélération plutôt que décélérer. Nous examinerons le mécanisme d'instabilité transitoire en considérant suivant la réponse du système à un défaut de court - circuit sur le réseau de transport, ce qui est un plus fréquente à partir d'une perturbation considérée dans les études de stabilité transitoire[14],[2].

IV _1_3 La méthode SIME :

SIME (Single Machine Equivalent) est une méthode hybride résultat de la combinaison de

deux méthodes de stabilité transitoire, à savoir : 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 l'uni-machine équivalente que l'on appelle OMIB (One Machine Infini Bus). 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 du synchronisme) et l'évaluation de la marge de stabilité. En rafraîchissant les paramètres de l'OMIB à chaque pas du programme temporel, SIME conserve la précision de ce programme ainsi que son aptitude à traiter la modélisation et le scénario de stabilité voulus. En même temps, en utilisant l'OMIB et le critère d'égalité des aires, la méthode élargie considérablement les possibilités du programme temporel par les outils suivants :

- Analyse rapide de la stabilité.
- Filtrage des contingences inintéressantes et classement, évaluation des contingences intéressantes.
- Analyse de sensibilité
- Commande (c'est-à-dire stabilisation) [23].

V_ 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 :

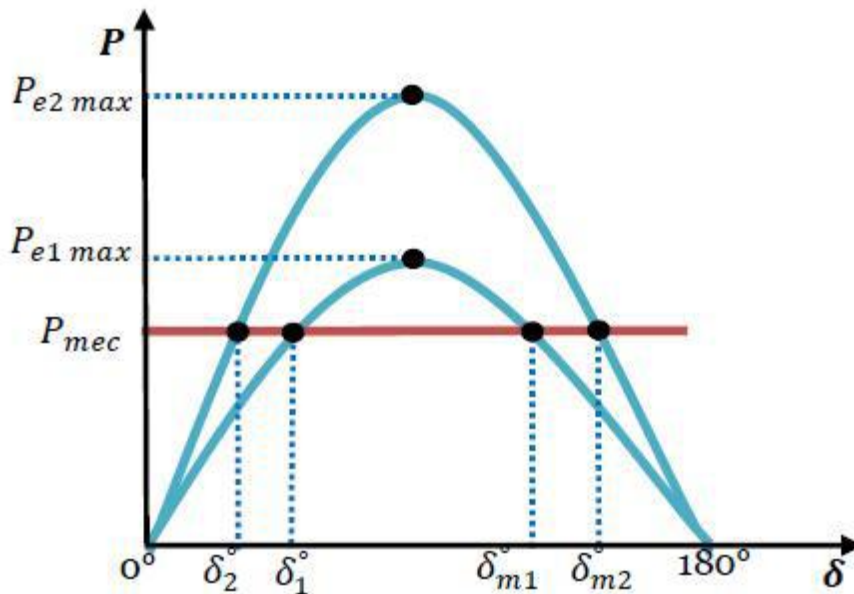
V_1 Augmentation de la constante d'inertie des générateurs :

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque. L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

V_2 Augmentation de la puissance active :

Pour un défaut affectant le réseau, le système conservera sa stabilité s'il n'atteint pas la limite de stabilité par l'augmentation de la puissance active, et pour une puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent. cette solution peut être réalisée soit en augmentant la tension de service, soit en diminuant la réactance de transfert par la

construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois).



Figure(I.8). Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité

V_3 Installation des protections et des appareils de coupure rapides :

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée. Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

V_4 Implantation des valves rapides des turbines à gaz :

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

V_5 Installation des résistances d'amortissement :

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

4 Méthodes d'intégration numériques :

Les méthodes d'intégration numériques résolvent les systèmes d'équations différentielles, pour lesquels, il n'existe pas une solution analytique évidente. Habituellement, un système d'équations différentielles est énoncé comme suit :

$$x = f(x, t) \dots\dots\dots (I.21)$$

Avec la condition initiale :

$$x_{t=0}=x_0 \dots\dots\dots (I.22)$$

L'intégration numérique, par la méthode explicite d'Euler, approche la solution du système d'équations (III.1) comme suit :

$$x^k = x^{(k-1)} + Hf(x^{(k-1)}, t^{(t-1)}) (I.23)$$

Où

- h est le pas d'intégration,
- k représente l'itération

Et

- (x^k) est appelée la variable ou l'ensemble des variables d'état. Pour ce cas, la valeur de (x^k) est déterminée complètement par la solution $x^{(k-1)}$ au moment $t^{(t-1)}$. Ainsi, la première itération est donnée par l'expression suivante :

$$x^{(1)} = x^{(0)} + hf(x^{(0)}, t^{(0)}) \dots\dots\dots (I.24)$$

Avec :

$$x_{t=0} = x^0 = x_0$$

Ces méthodes qui ne se servent que de l'information disponible aux temps antérieurs sont appelées explicites. Une des variations possibles à la méthode d'Euler est présentée comme suite :

$$x^{(k)} = x^{(k)} + hf(x^{(k)}, t^{(k)}) \dots\dots\dots (I.25)$$

Il faut noter que pour cette équation, la fonction $hf(x^{(k)}, t^{(k)})$ dépend de $x^{(k)}$. Alors, le système d'équations différentielles, après l'intégration numérique, devient un système d'équations non linéaires. Donc il faut utiliser une autre méthode, comme R-K pour le résoudre. Ces types de méthodes sont appelées implicites.

Les méthodes, explicites ou implicites, qui ne se servent que de l'information disponible au Moment $t^{(k)}$ pour calculer la solution en $t^{(k-1)}$ sont appelées méthodes à un pas. D'autres exemples des méthodes à un pas sont :

Trapézoïdale implicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{2} [f(x^{(k)}, t^{(k)}) + f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})] \dots \dots \dots (I.26)$$

Euler-Cauchy explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \dots \dots \dots (I.27)$$

Runge Kutta d'ordre 4 explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + K_3) \dots \dots \dots (I.28)$$

Il existe d'autres méthodes, les méthodes numériques qui résolvent les équations différentielles sont classifiées généralement en tant que méthodes implicites ou explicites, à un pas ou à pas multiples. Le tableau (I.1) présente une classification pour quelques méthodes d'intégration.

Tableau I.1 : Classification des méthodes d'intégration

Méthodes	A un pas	A pas multiples
Explicites	Euler explicite	Adams-Bashforth
	Euler Cauchy	
	Euler modifié (Heuns)	
	Runge Kutta explicite	
Implicites	Euler implicite	Adams-Moulton
	Trapézoïdale	
	Runge Kutta implicite	

VI_ Conclusion :

Un réseau électrique est stable s'il se trouve dans un état d'équilibre dans ses conditions normales d'opération, ou s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après une perturbation donnée. La stabilité transitoire doit être étudiée attentivement car elle permet d'assurer la continuité du service sur un réseau électrique après d'éventuelles perturbations. La stabilité transitoire dépend du type de la perturbation, de sa durée, du point de fonctionnement, des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau (générateurs, charges, ...). Selon les techniques de simulation utilisées, la stabilité transitoire peut être analysée et évaluée par diverses méthodes.

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

I_ Introduction :

La centrale de production d'énergie est constituée d'un alternateur, d'un transformateur et d'un système d'excitation de la machine. Ce dernier inclut un régulateur pour la tension de sortie de la machine qui est liée aux lignes du réseau électrique exposé aux perturbations. Ce système d'excitation (AVR : régulateur automatique de tension) permet donc de garder la stabilité du réseau. L'ajout d'un signal supplémentaire généré par un stabilisateur du système de puissance (PSS) sur la consigne de l'AVR permet de réaliser un ensemble (AVR+PSS) conduisant à une stabilité très élevée du réseau

Le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (PSS). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations.

Les contrôleurs PSS qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations. Nous allons donc les utiliser dans notre étude.

II_ Etude du système d'excitation (AVR) de la MS :

Les variations de la tension de sortie de la machine sont contrôlées par une influence adéquate sur le courant d'excitation. Pour ce faire, des dispositifs de réglage automatique sont intégrés avec l'excitatrice de la machine. Le système d'excitation étudié est représenté par **Fig.II.1**. Il comporte un régulateur amplificateur, l'excitatrice et un stabilisateur [30], [31].

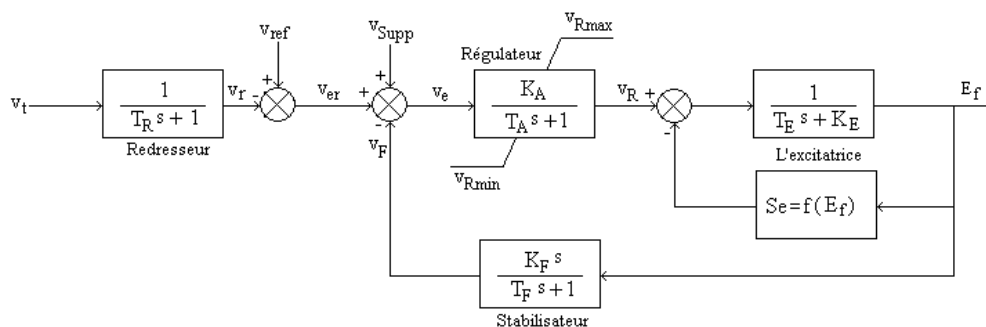


Figure. II.1: Système d'excitation (AVR) de la machine synchrone

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

1_ Représentation des différents blocs :

- **Redresseur** : Le premier bloc représente la fonction de transfert du redresseur et du filtre de la tension à la sortie de la machine (vt).

- **Régulateur** : Le deuxième bloc est un régulateur de tension ayant une constante de temps (TA) et un gain (KA). Il consiste typiquement à amplifier l'erreur (ve) avec une limitation :

$$V_e = V_{er} + V_{supp} - V_f \dots \dots \dots (2.1)$$

Les signaux d'entrée du régulateur de tension sont : le signal de retour du stabilisateur (vF), le signal d'erreur (entre la tension à la sortie de la machine et la tension de référence) et le signal supplémentaire (vsupp) du PSS (voir le chapitre suivant).

- **Le stabilisateur** : KF et TF sont respectivement le gain et la constante de temps du stabilisateur. Son rôle est de fournir l'avance de phase nécessaire pour atteindre les marges de phase appropriées dans la réponse fréquentielle en boucle ouverte, (l'amortissement en boucle fermée dépend de la marge de phase et de l'amortissement en boucle ouverte).

- **L'excitatrice** : Les systèmes d'excitation peuvent être classés selon la source primaire de puissance d'excitation. On distingue deux types : à courant continu (dc-exciter) et ceux à courant alternatif (ac-exciter).

III_ Fonctionnement et modèle de PSS :

III_1 définition :

Les contrôleurs PSS qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations. Nous allons donc les utiliser dans notre étude.

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

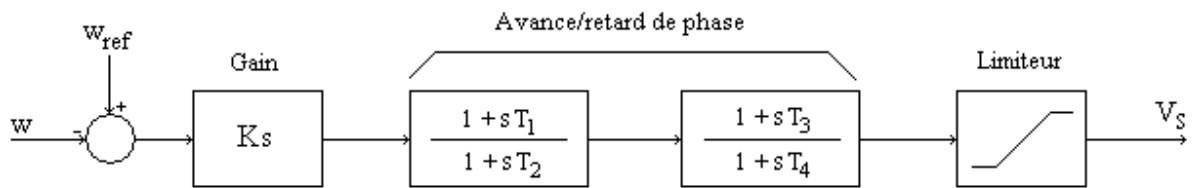


Figure II.2 : Modèle d'un PSS avance/retard

III_2 Fonctionnement :

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension du générateur, Figure 2.1. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur.

Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment.

Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants:

1. Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système.
2. Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes
3. Minimiser la probabilité d'effets défavorable

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

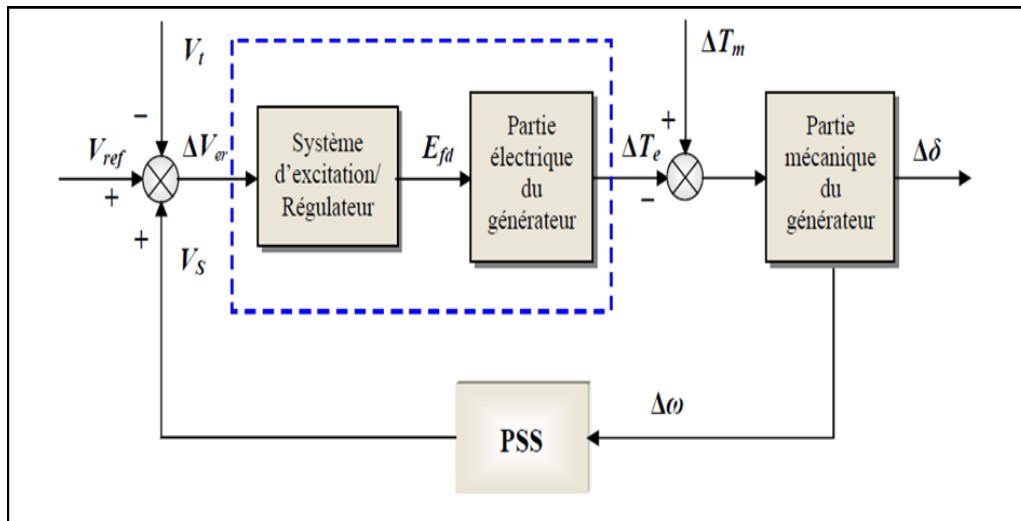


Figure II.3 : Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système

Le système d'excitation est équipé de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (AVR), **Figure II.3**. Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie où absorbée selon les besoins des charges. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et ramène la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. 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

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

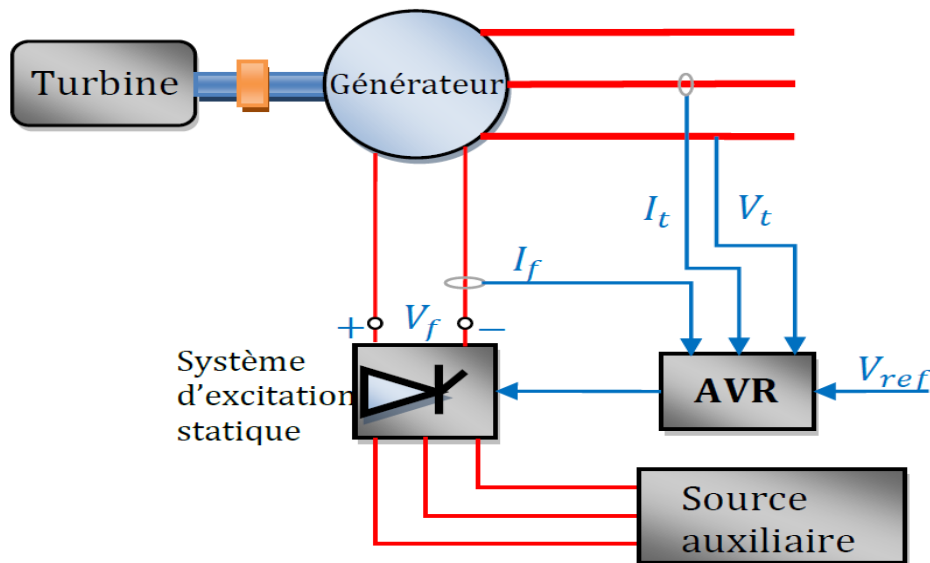


Figure II.4. système d'excitation statique ST-1A avec AVR

III_3 les modèle de Pss :

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, **figure (II.5)** :

- un bloc d'amplificateur.
- un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".
- un bloc de compensation de phase.
- un limiteur

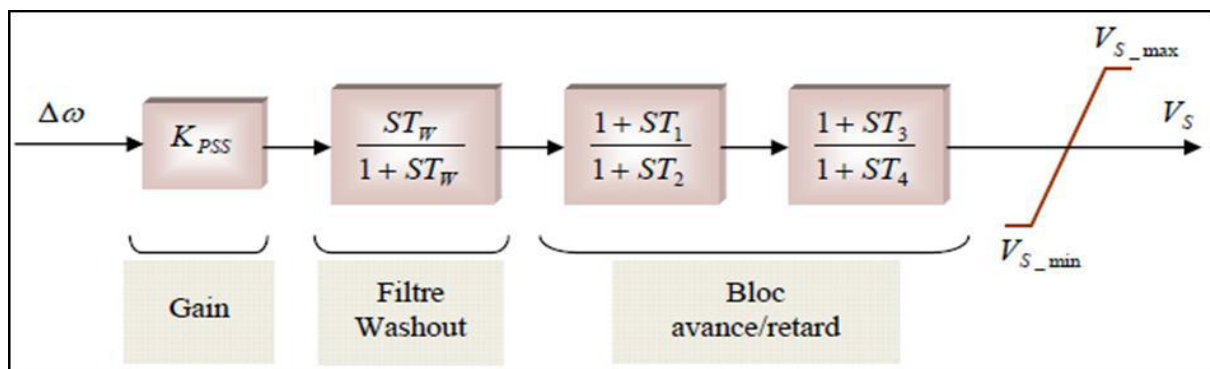


Figure. II.5 Modèle d'un PSS avance/retard.

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

a. L'amplificateur :

Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le *PSS*. Théoriquement, sa valeur (*K_{PSS}*) doit correspondre à l'amortissement maximal [25]. Généralement, *K_{PSS}* varie généralement de 0.01 à 50[25].

b. Le filtre passe-haut "filtre washout":

Il élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le *PSS* ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps de ce filtre (*T_ω*) doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux. Généralement, (*T_ω*) varie de 1 à 20 secondes. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur (*T_ω*) fixée à 10 secondes [26].

c. Le filtre compensation de phase :

L'origine de l'amortissement négatif est, comme nous l'avons vu, associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur (ΔT_e) et l'entrée du système d'excitation (ΔV_e). Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages (au moins) de compensations de phase sont nécessaires.

d. Le limiteur :

Le *PSS* est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire) [35]. Les valeurs minimales et maximales du limiteur

III_4 Réglage des paramètres de PSS :

Le problème de la conception d'un *PSS* est de déterminer les valeurs de ses paramètres pour :

- augmenter l'amortissement des modes du système.

- assurer une stabilisation robuste.

La minimisation des risques probables des interactions défavorables et des effets négatifs sur les autres modes oscillatoires du système représente aussi un point critique important qui influence le réglage de *PSS*. En outre, les valeurs des paramètres du *PSS* doivent être réglées sans entraîner d'effet négatif dans la restauration de la stabilité transitoire.

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

De nombreuses méthodes sont proposées dans la littérature pour le réglage des paramètres de PSS. Généralement, la plupart de ces méthodes sont basées sur l'analyse des valeurs propres du système.

III_5 Emplacement optimal des PSS :

Tous les générateurs du système ne participent pas aux modes dominants : tous les générateurs n'ont donc pas besoin d'être équipés des PSS. En outre, il faut tenir compte des interactions négatives entre les PSS qui augmentent avec le nombre de ces derniers. Enfin, il faut tenir compte des critères économiques. Ainsi, la première étape de la mise en œuvre des PSS, est de trouver les emplacements optimaux des PSS nécessaires et de déterminer leur nombre. Ce problème a fait l'objet, depuis une dizaine d'années, d'un grand nombre de recherche [27]. Les approches les plus efficaces proposées sont basées sur l'analyse modale du système linéarisé :

- - Le mode Shape.
- Les facteurs de participations.
- Les résidus.

Comme nous l'avons vu, les amplitudes des résidus associés aux modes dominants de la fonction de transfert du système en boucle ouverte peuvent être utilisées pour déterminer les placements les plus efficaces pour installer les PSSs. Les amplitudes des facteurs de participation ou du mode Shape permettent de déterminer l'influence de chaque variable d'état dans les modes oscillatoires associés. Ces méthodes peuvent donc nous fournir des indications importantes sur l'emplacement optimal des PSS dans le système pour réaliser un meilleur amortissement par rapport à des critères donnés. Sachant que des emplacements différents des PSS entraînent des oscillations totalement différentes, des PSS "mal placés" peuvent donc ne pas répondre aux objectifs. Pour cela, il faut bien choisir la méthode qu'il faut appliquer pour déterminer les bons emplacements des PSS.

III_6 Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID) :

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement.

Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,...) sans perdre sa stabilité

Chapitre II : STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (Avr et Pss)

D'après l'équation de mouvement de la machine :

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{90 \cdot f \cdot p_m}} \dots \dots \dots (II.2)$$

IV_ Conclusion :

L'utilisation d'un stabilisateur analogique classique a amélioré la réponse de la machine et, par conséquent, la stabilité globale du réseau électrique. Mais l'implémentation physique de ce dernier est délicate à cause de la complexité des non linéarités du système réel à commander ; au lieu du modèle mathématique simplifié considéré ici pour la synthèse du PSS. Les techniques de l'intelligence artificielle se présentent des alternatives plus appropriées. Ceci est dû à leurs propriétés d'approximation universelle et de raisonnement. Les deux chapitres restant présentent notre étude sur la synthèse des PSS en utilisant la logique floue et les réseaux de neurones.

I_ Introduction :

Le risque des défauts sur tout le système est néfaste qui peut entraîner la perte de stabilité et ainsi que les black out. Pour éviter ce phénomène il est nécessaire d'utiliser des méthodes d'analyses et notamment la méthode des valeurs propres et des vecteurs propre. Cette méthode montre bien les oscillations par l'ensemble de points selon l'axe des réel et des imaginaires. Et l'utilisation des stabilisateurs ont un rôle principal pour éliminer ces oscillations qui peuvent très conséquente sur la stabilité.

II_ Méthode d'analyse Eigen value :

Dans le présent document, nous avons examiné l'application de modèles de probabilité dans les deux zones de l'analyse de stabilité du système d'alimentation. Cela était fondé sur l'utilisation de la valeur propre les emplacements comme mesure de stabilité. Un système de bus à débordement à machine unique a été utilisé pour illustrer différentes approches analyse probabiliste à l'état stable. Un processus stochastique qui caractérise les conditions limites de stabilité des dans sa région d'exploitation, on a utilisé le système pour déterminer les courbes de la limite de stabilité de la densité de probabilité dans les courbes sous-excitées région du plan P-Q et densité de probabilité de la marge de stabilité.

Les valeurs propres de A peuvent être définies comme les $n \times$ solutions de $\lambda = \lambda_1, \dots, \lambda_n$. Ces solutions satisfont l'équation :

$$\det (A-\lambda I)=0 \dots\dots\dots(3.1)$$

Où «det» signifie déterminant, et I est la matrice d'identité.

Les valeurs propres peuvent être des nombres réels ou complexes. Communément, chaque valeur propre λ_i correspond à un mode du système. La stabilité d'un point d'équilibre peut être déterminée sur la base des valeurs propres du système. Une valeur propre réelle correspond à un mode non oscillatoire. Une valeur propre réelle négative représente un mode de décroissance alors qu'une instabilité monotone de valeur propre réelle positive. Plus la valeur propre est grande, plus la décroissance sera rapide.

CHAPITRE III : Méthode d'analyse Eigen value

Si A est réel, alors les valeurs propres sont des nombres complexes qui apparaissent toujours dans des paires conjuguées. Chaque paire correspond à un mode oscillatoire (les valeurs propres sont distinctes), et s'exprime (pour le i -ème mode) par :

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_{pi} \dots\dots\dots (3.2)$$

L'amortissement de l' i -ème mode est donné par la composante réelle σ_i . Un σ négatif représente un mode oscillatoire amorti, cependant un σ positif représente une instabilité oscillatoire. La composante imaginaire ω_{pi} donne la fréquence d'oscillation de l' i -ème mode, et est exprimée par

$$f_{pi} = \frac{\omega_{pi}}{2\pi} \dots\dots\dots (3.3)$$

Le rapport d'amortissement du i -ème mode est donné ci-dessous

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_{pi}^2}} \dots\dots\dots (3.4)$$

Et le taux de décroissance de l'amplitude d'oscillation est déterminé par un rapport d'amortissement positif.

Les paramètres ci-dessus ω_{pi} et ζ_i peuvent être utilisés pour évaluer les effets d'amortissement des stabilisateurs du système d'alimentation sur l'oscillation de puissance. Il est évident que l'amortissement plus élevé rapport et la fréquence d'oscillation inférieure, les meilleurs effets d'amortissement pour améliorer la stabilité du système d'alimentation, ainsi que pour la solution avec des stabilisateurs du système d'alimentation pour amortir la puissance oscillation, le meilleur schéma est d'installer le stabilisateur du système d'alimentation pour chaque machine des réseaux électriques, dans ce cas, il peut inévitablement obtenir les meilleurs effets d'amortissement.

Néanmoins, un tel schéma d'installation doit augmenter le coût d'investissement, qui peut ne pas être le schéma de solution économique. Donc, avec la condition préalable des effets d'amortissement de la demande dans les limites spécifiques, la disposition optimale des stabilisateurs dans les zones et les machines des réseaux électriques

CHAPITRE III : Méthode d'analyse Eigen value

pourraient être exécutées avec valeur en tenant compte de facteur économique, qui sera discuté dans l'étude de cas.

III_ Eigen value simulation :

Il est facile d'observer la stabilité du système dans la mesure où tous les modes (valeurs propres) sont situés dans la moitié gauche du plan imaginaire. S'il y avait eu des modes instables, ils auraient été situés dans la moitié droite du plan imaginaire. Le degré de stabilité est également facile à détecter. Plus chaque mode est éloigné du plan imaginaire, plus le système est stable. Et plus un mode est proche du plan imaginaire, plus ce mode est proche d'être instable. De plus, les informations d'amortissement peuvent être déterminées graphiquement. Plus le mode est éloigné de l'axe imaginaire plus l'amortissement de ce mode sera grand et vice-versa [29]. Un exemple de cette analyse graphique est présenté à la figure(3.1).

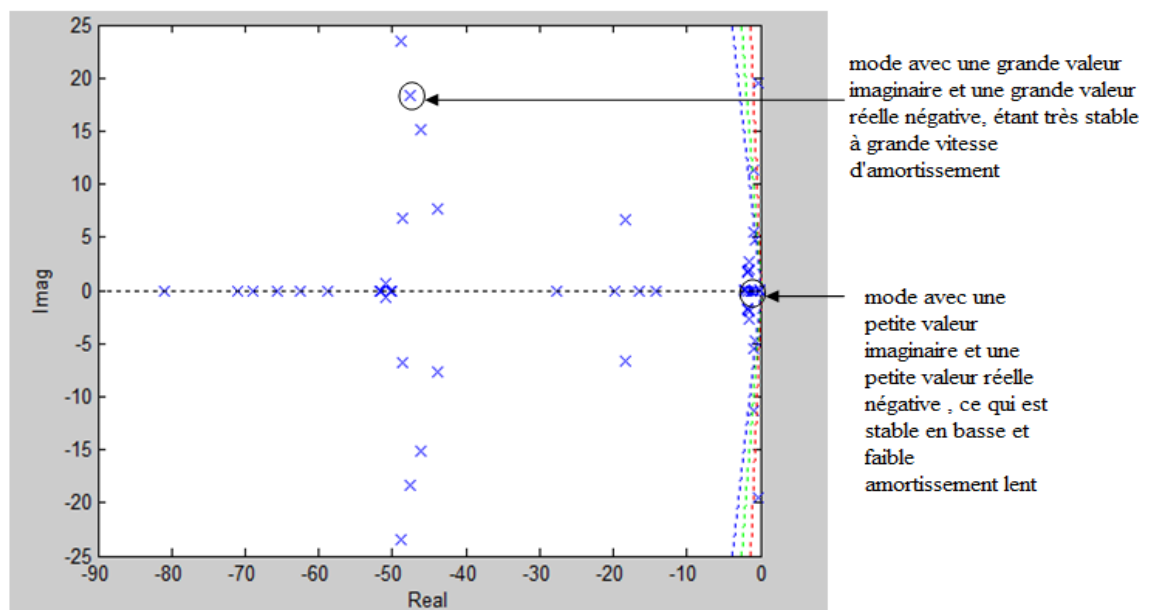


Figure (III.1): Représentation graphique du mode (valeur de référence)

IV_ Conclusion :

Ce chapitre présente la méthode des valeurs propres qui est une des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques. L'analyse des valeurs propres d'un système permet d'en étudier son comportement dynamique. Elles permettent de connaître avec exactitude la fréquence des oscillations ainsi que l'amortissement du système. Cette méthode est fréquemment utilisée pour l'étude des systèmes linéaires car elle est très simple à mettre en œuvre. Mais elle présente l'inconvénient d'être difficilement exploitable pour étudier analytiquement des systèmes d'ordre élevé.

I_ Introduction :

Dans cet article, nous avons développé un modèle de système de test de bus IEEE 14 pour effectuer l'analyse du flux de puissance. L'éditeur basé sur la bibliothèque Simulink dans Power System Analysis Toolbox (PSAT) est utilisé pour la conception du modèle. MATLAB est utilisé comme plate-forme pour exécuter le progiciel PSAT. La méthode Newton-Raphson par défaut dans PSAT est utilisée pour effectuer l'analyse du flux de puissance. L'algorithme de conception du modèle de système de test de bus Simulink IEEE 14 est développé et le flux d'énergie a été réalisé. Tous les résultats sont tabulés et les graphiques nécessaires ont été dessinés pour la tension, l'angle, la puissance active et la puissance réactive pour tous les 14 bus. Tous les résultats sont analysés et la conclusion a été donnée pour la validité de cette analyse de flux de puissance de calcul.

I_1 L'histoire de PSAT :

PSAT est écrit par Federico Milano, en septembre 2001, alors qu'il étudiait comme doctorat. Étudiant à l'Université di Genova, Italie. Première version publique de PSAT achevée en novembre 2002, alors qu'il était chercheur invité à l'Université de Waterloo, au Canada. Maintenant Federico Milano travaille comme professeur assistant à l'Université de Castilla-La Mancha, Ciudad Real, Espagne mais il maintient le PSAT pendant son temps libre [38].

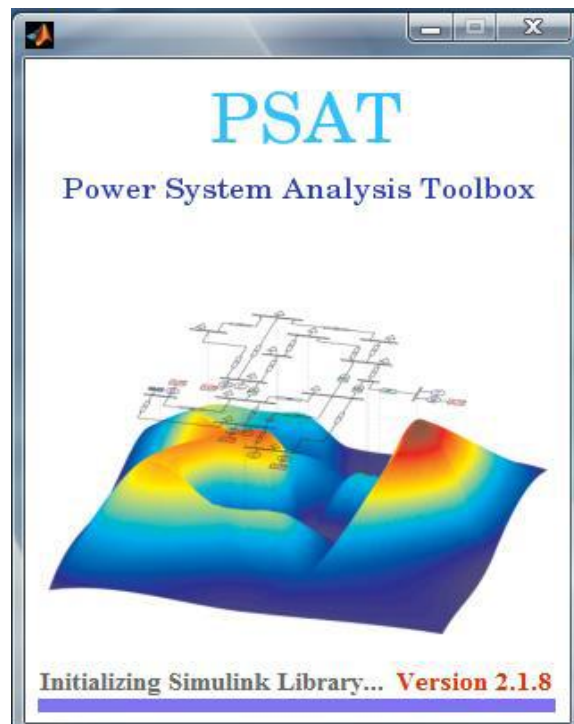


Figure (4.1) la première fenêtre du PSAT.

I_2 Aperçu de PSAT :

PSAT est une boîte à outils Matlab pour l'analyse et le contrôle des systèmes d'alimentation électrique. PSAT comprend le flux de puissance, le flux de puissance de continuation, le flux de puissance optimal, l'analyse de la stabilité des petits signaux et la simulation dans le domaine temporel. Toutes les opérations PSAT peuvent être évaluées au moyen d'interfaces utilisateur graphiques (GUI) et une bibliothèque basée sur Simulink fournit un outil convivial pour la conception de réseau [2]. PSAT le noyau est la routine de power flow, qui prend également en charge l'initialisation des variables d'état. Une fois que le power flow a été résolu, une analyse statique et / ou dynamique supplémentaire peut être effectuée. Ces routines sont:

1. Optimal power flow (OPF)
2. Continuation Power flow (CPF)
3. Small signal stability analysis
4. Time domain simulations
5. Phasor measurement unit (PMU) placement.

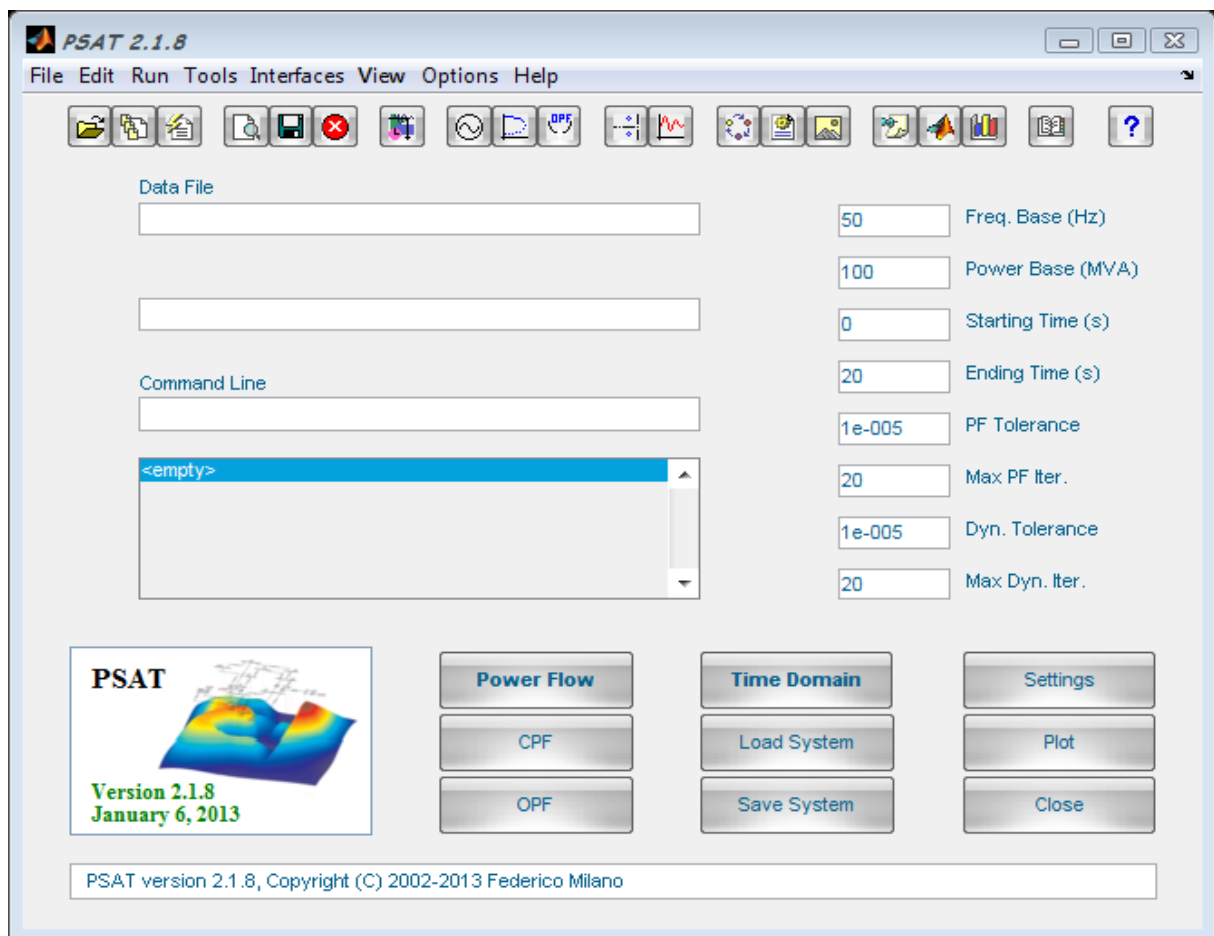


Figure (4.2) la fenêtre principale du PSAT.

Toutes les opérations de PSAT sont réparties en deux types d'analyse :

- La première analyse est le calcul de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur.
- La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de Simulink qui contient de nombreux modèles unifilaires.

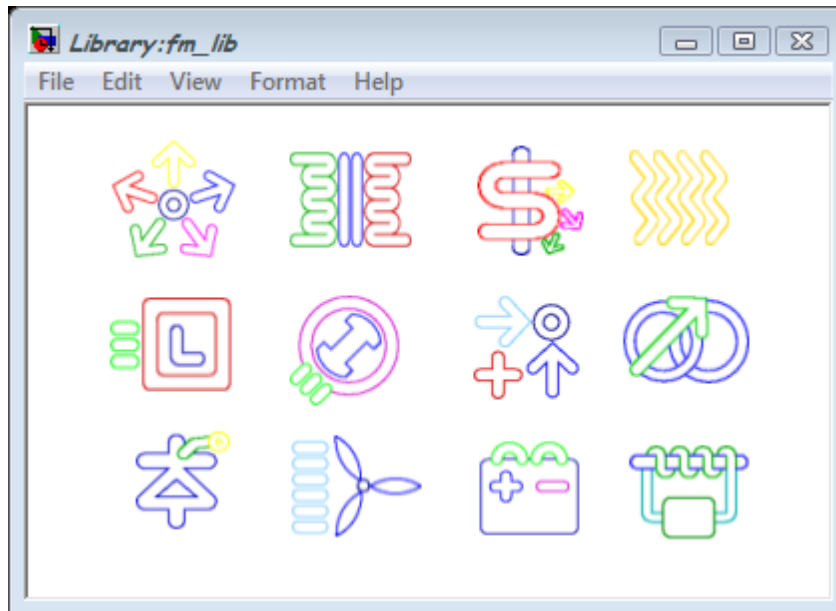


Figure (4.3) la bibliothèque du PSAT.

II_ Problématique :

Dans notre étude nous avons présenté cinq cas :

- Cas N°1 : fonctionnement normal.
- Cas N°2 : avec défauts et sans AVR.
- Cas N°3 : avec 5 AVR et TCID =51.9 ms.
- Cas N°4 : intégration de PSS.
- Cas N°5 : intégration d'une source photovoltaïque.
 - Cas N°5-1 : injection de P=80MW.
 - Cas N°5-2 : injection P=117MW.
 - Cas N°5-3 : injection P=157MW.
 - Cas N°5-4 : injection P=200MW.

II_1 Réseau standard (modèle d'IEEE 14 jeux de barres) :

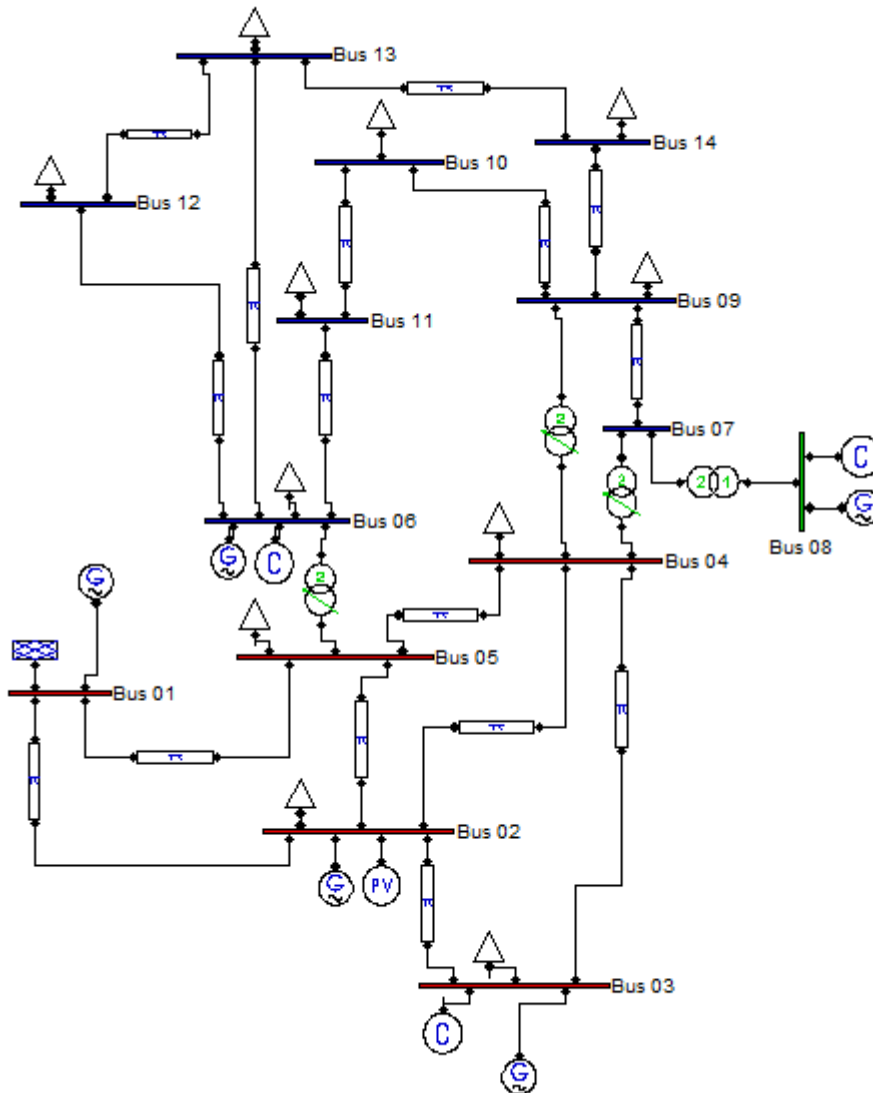


Figure (4.4) Modèle d'IEEE 14 Jeux de barres.

1_ Caractéristique du Modèle d'étude :

Tableau (4.1) les données des lignes

Code des nœuds i-j	Résistance R (pu)	Réactance X (pu)	Suceptance B (pu)
1-2	0.01938	0.05917	0.02640
2-3	0.04699	0.19797	0.19797
2-4	0.05811	0.17632	0.01870

1-5	0.05403	0.22304	0.02460
2-5	0.05695	0.17388	0.01730
3-4	0.06701	0.17103	0.0064
4-5	0.01335	0.04211	0
5-6	0	0.25202	0
4-7	0	0.20912	0
7-8	0	0.17912	0
4-9	0	0.55618	0
7-9	0	0.11001	0
9-10	0.03181	0.08450	0
6-11	0.09498	0.19890	0
6-12	0.12291	0.25581	0
6-13	0.06615	0.13027	0
9-14	0.12711	0.27038	0
10-11	0.08205	0.19207	0
12-13	0.22092	0.1988	0

Tableau (4.2) : les données de 14 jeux de barres

Jeu de barre	Générateur		Charge	
	1	3.5206	-0.27943	0
2	0.4	0.9532	0.3038	0.1778
3	0	0.59933	1.3188	0.266
4	0	0	0.6692	0.056
5	0	0	0.1064	0.0224
6	0	0.45686	0.1568	0.105
7	0	0	0	0
8	0	0.34081	0	0
9	0	0	0.413	0.2324

10	0	0	0.126	0.0812
11	0	0	0.049	0.0252
12	0	0	0.0854	0.0224
13	0	0	0.189	0.0812
14	0	0	0.2086	0.07

Tableau 4.3 : les données des transformateurs

transformateur	Entre les lignes	Rapport de transformation
1	4-7	0.978
2	4-9	0.969
3	5-9	0.932

2_ Méthode d'analyse :

Nous avons déterminé le temps maximal d'isolements des défauts aux niveaux des différents jeux de barres du réseau standard (modèle d'IEEE 14 jeux de barres) et voir le comportement ainsi que l'analyse des paramètres : les vitesses angulaires, la tension, la puissance active et la puissance réactive et contrôlé la stabilité d'après la stabilité de réseau avec la méthode valeur propre (Eigen value).

3_ Résultats de simulation et interprétation :

3_1 L'état initial (cas N°1) :

Après la simulation du fonctionnement normal du réseau, les résultats des paramètres du réseau : les vitesses angulaires, les tensions, les puissances actives et les puissances réactives sont présentés ci-dessous (Le système est parfaitement stable).

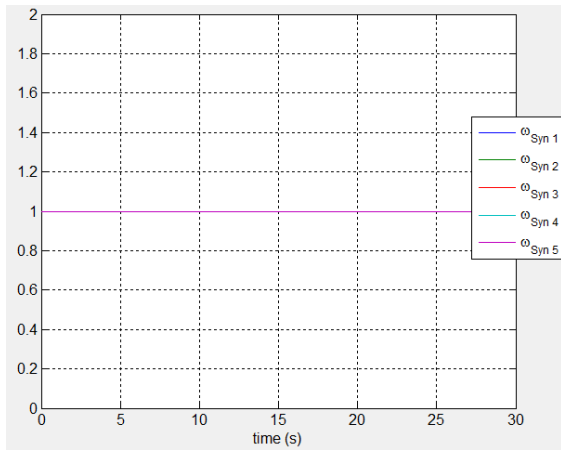


Figure (4.5) Vitesses angulaires des 3 générateurs

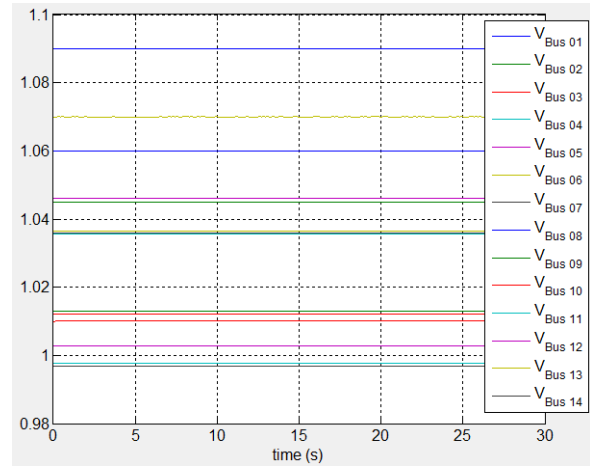


Figure (4.6) La tension aux jeux de barres

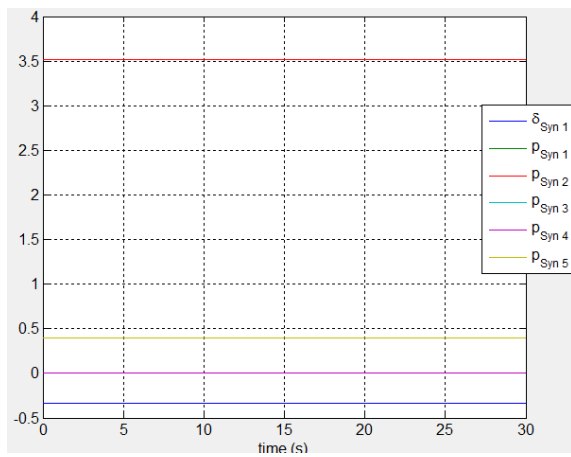


Figure (4.7) La puissance active des générateurs

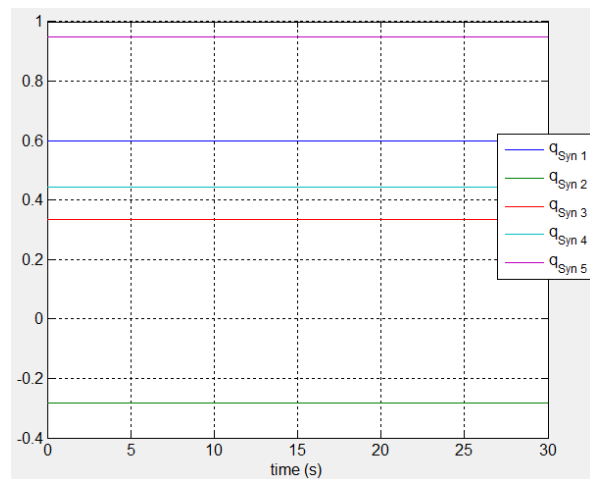


Figure (4.8) La puissance réactive des générateurs

3_2 Avec défauts et sans AVR (Cas N°2) :

Nous avons simulé au niveau du jeu de barre N°3 un défaut (un court-circuit triphasé équilibré) avec l'augmentation de la durée du défaut jusqu'à atteindre le TCID.

On simule notre réseau avec un temps de défaut $t=51.9$ ms.

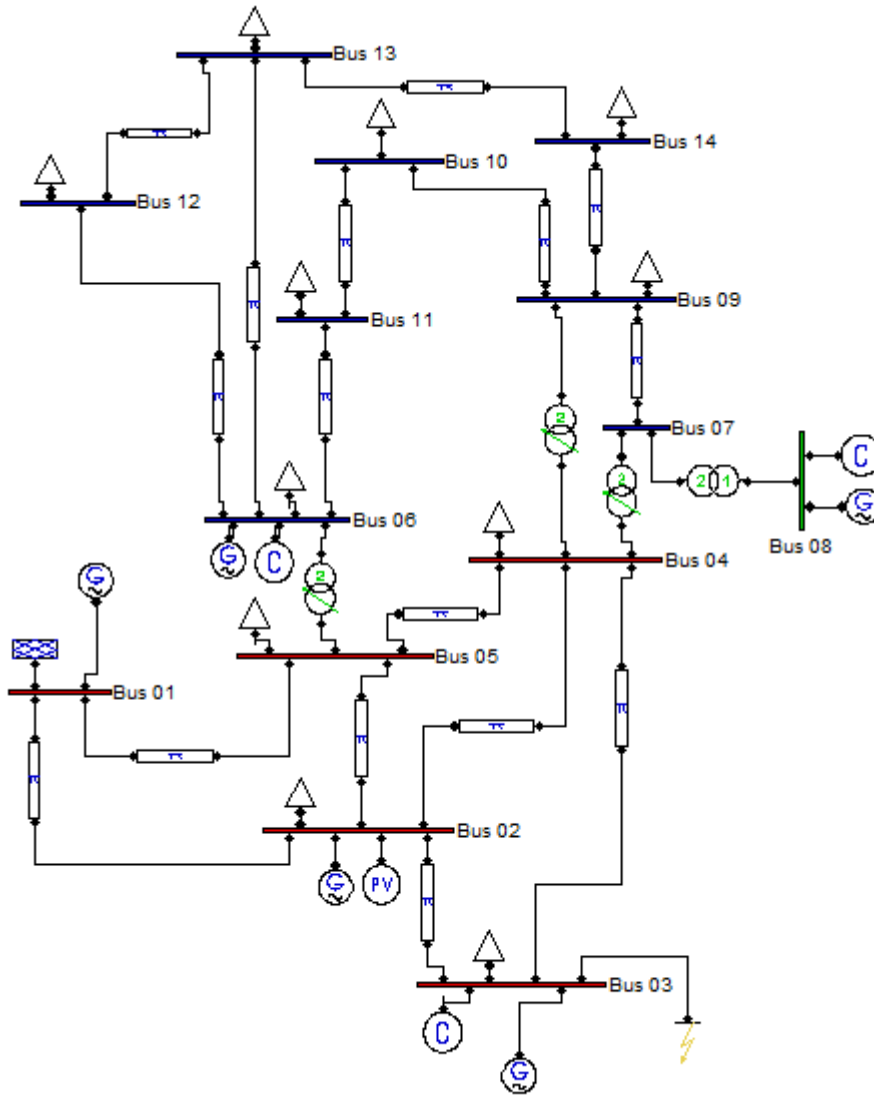


Figure (4.9) Application d'un défaut au niveau de JB 4.

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

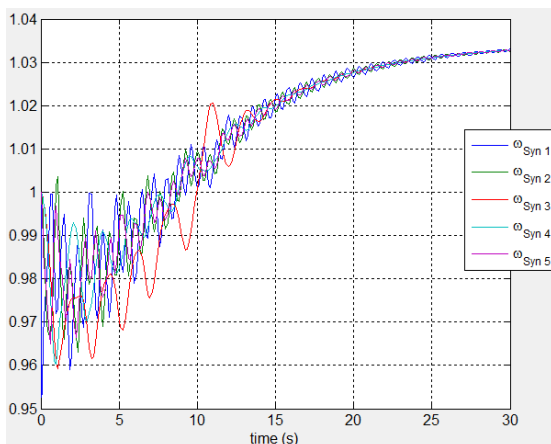


Figure (4.10) Vitesses angulaires

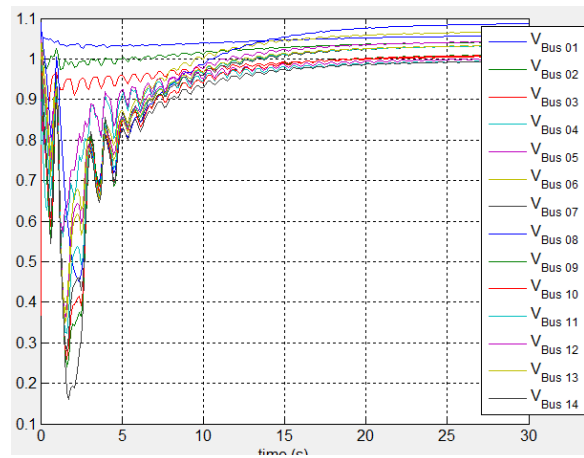


Figure (4.11) La tension

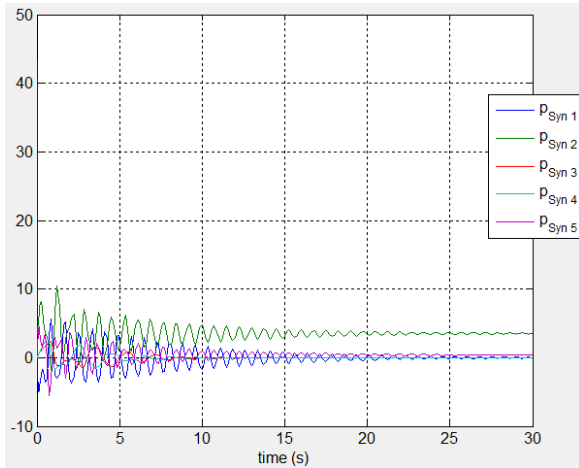


Figure (4.12) La puissance active

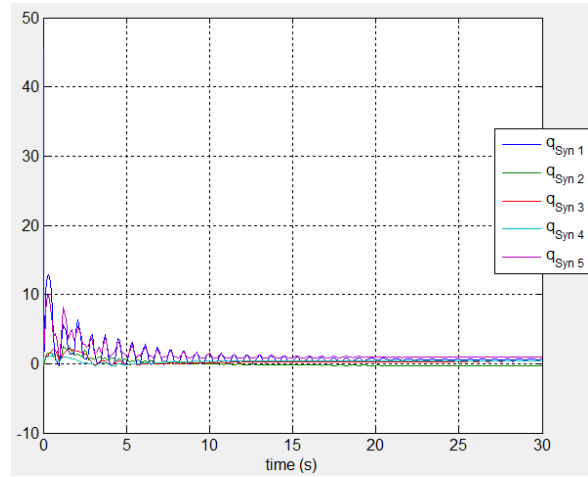


Figure (4.13) La puissance réactive

La présence du défaut entraîne des oscillations de la vitesse angulaire des générateurs qui influent sur les autres paramètres U, P, Q (tension, puissance active et réactive).

Après nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de $t = 0.01$ ms, soit $t = 51.91$ ms, les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

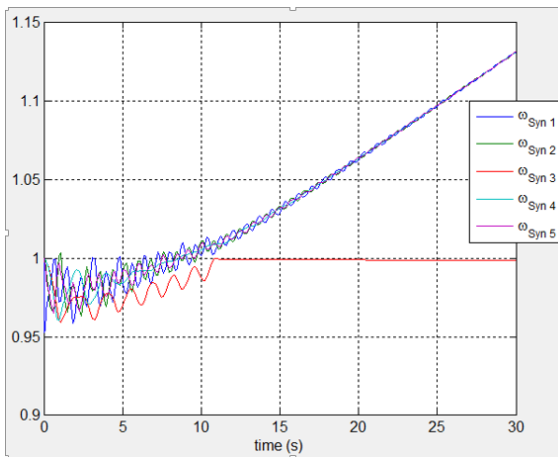


Figure (4.14) Vitesses angulaires

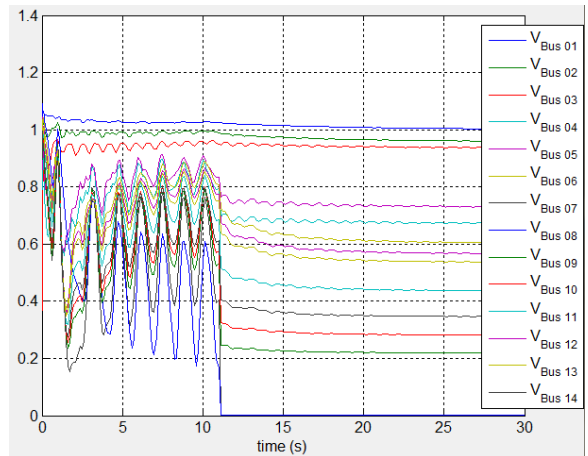


Figure (4.15) La tension

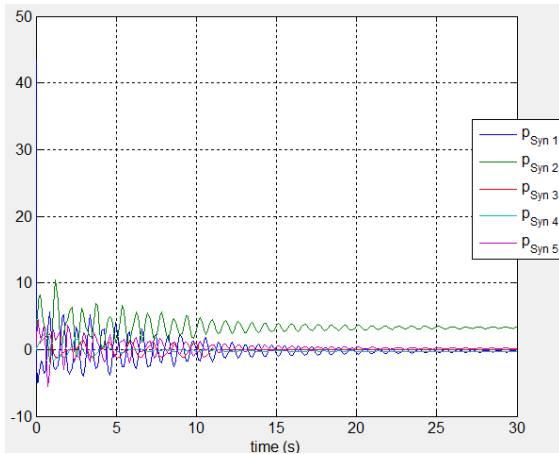


Figure (4.16) La puissance active

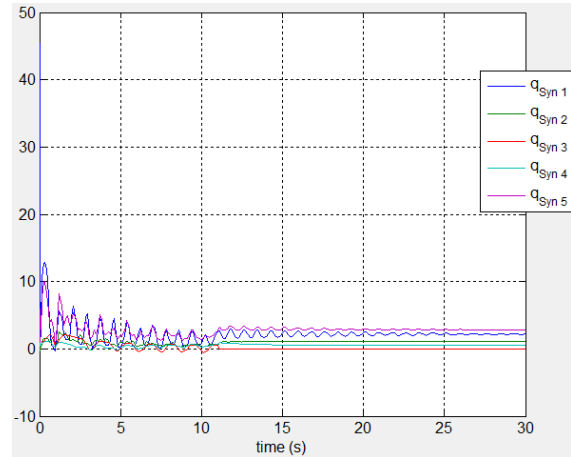


Figure (4.17) La puissance réactive

Avec augmentation du temps de défaut les machines perdent leurs synchronismes et décrochent qui entraîne aussi l'écoulement de tension.

3_3 Placement 5 AVR (cas N°3) :

On place un AVR dans les 5 JB (1, 2, 3, 6, 8) avec le même temps de défauts $t=51.9$ ms.

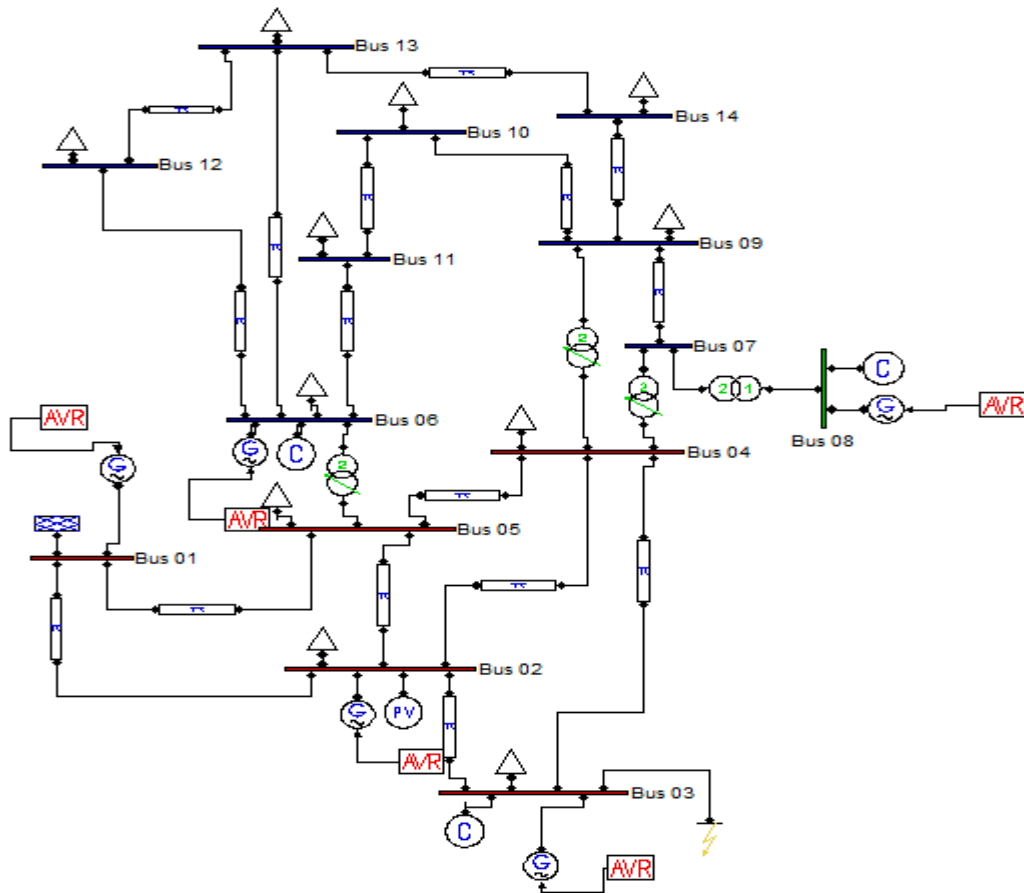


Figure (4.18) Application d'un défaut au niveau de JB 3 avec 5 AVR.

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

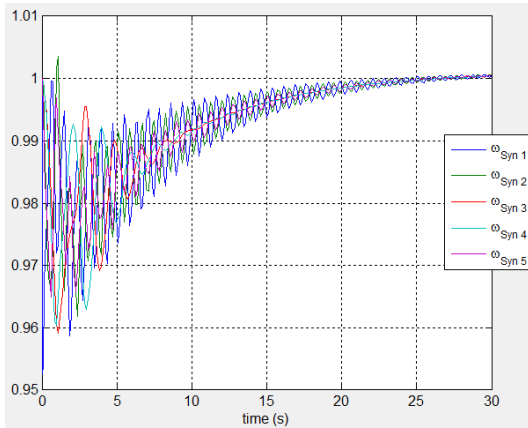


Figure (4.19) Vitesses angulaires

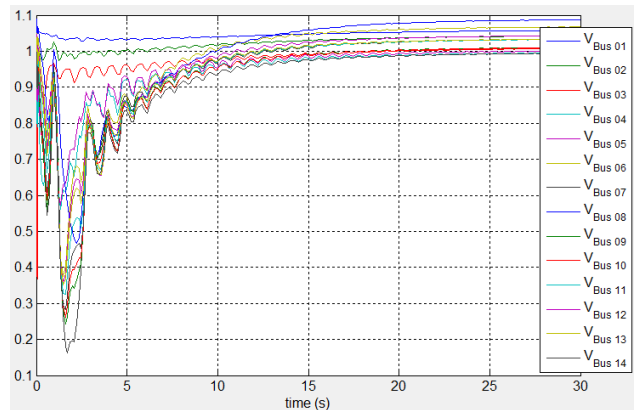


Figure (4.20) La tension

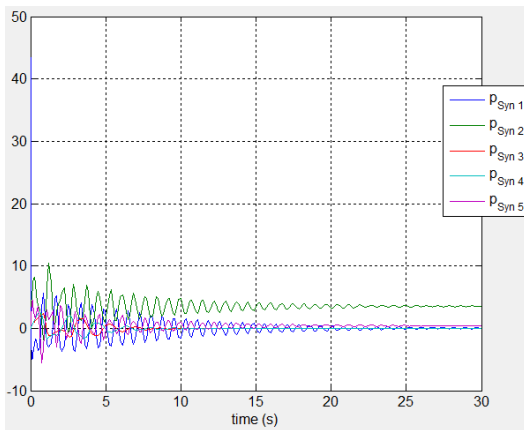


Figure (4.21) La puissance active

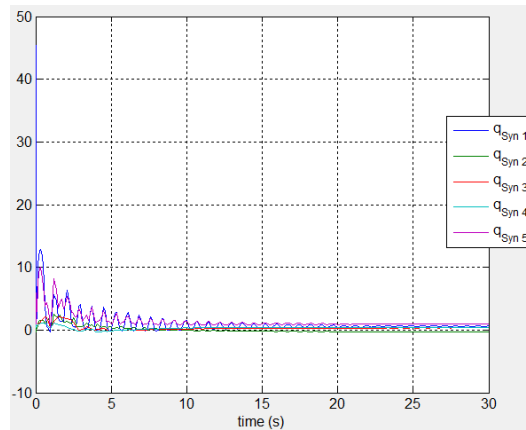


Figure (4.22) La puissance réactive

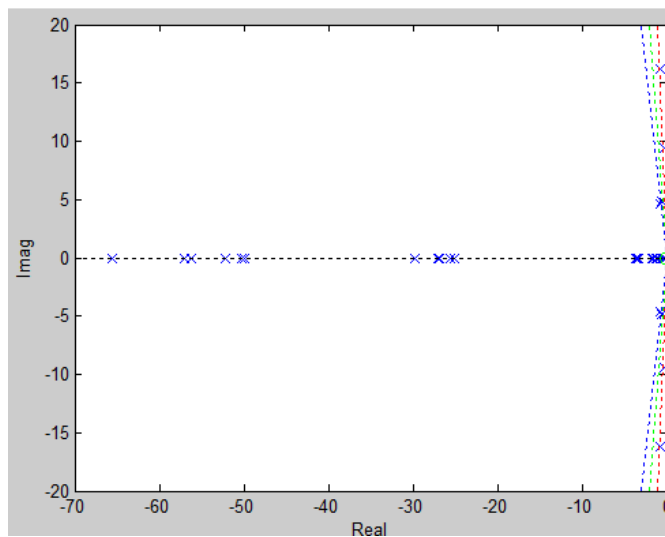


Figure (4.23) : valeur propre (Eigen value)

Un bon réglage des paramètres de l'AVR peuvent ramener les oscillations autour de l'unité et tous les points matriciels situés côté gauche graphe valeur propre.

3_4 Intégration de 5 PSS (cas N°4) :

On place 5 PSS au niveau de JB 1 et 2 et 3 et 6 et 8 :

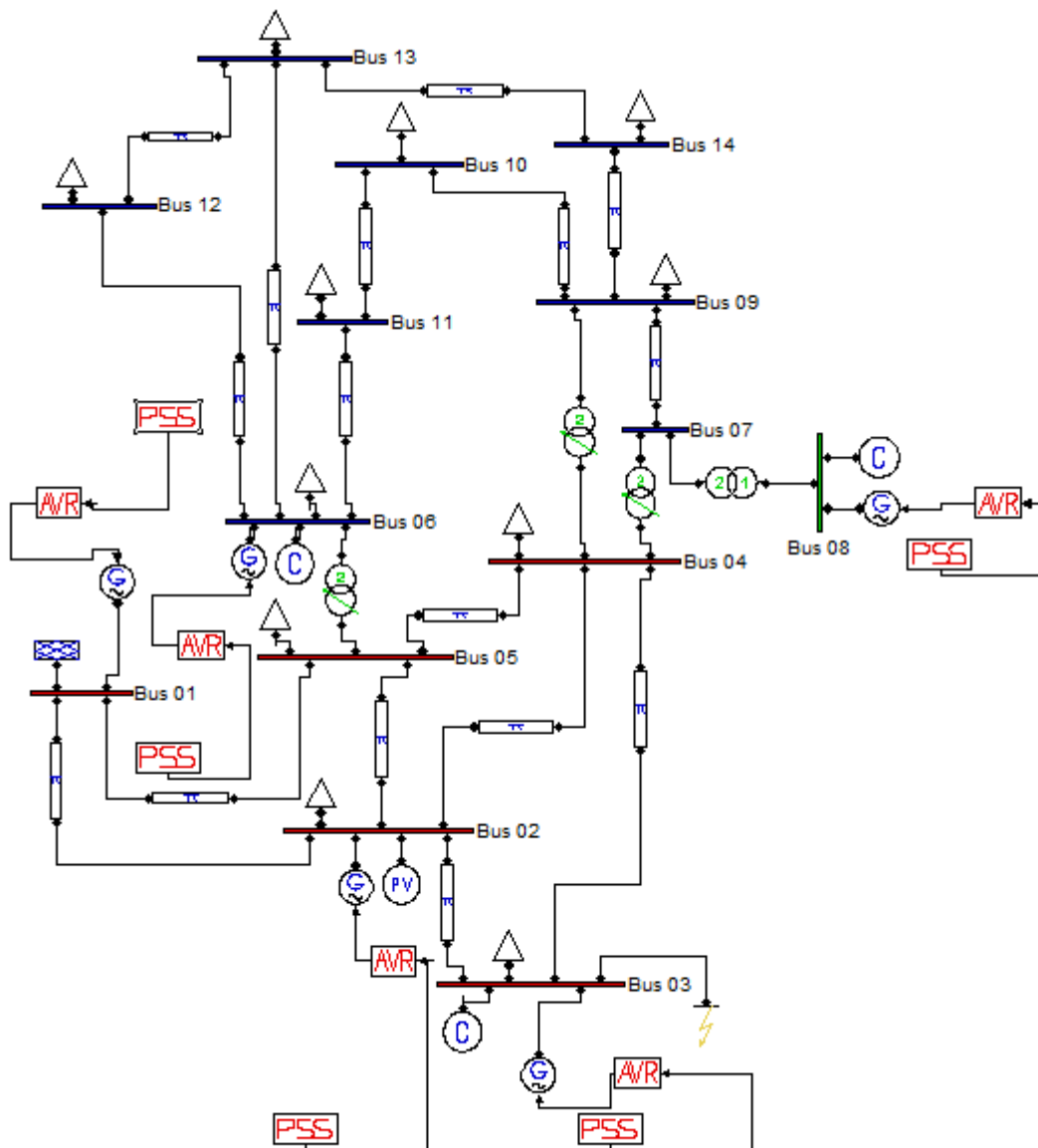


Figure (4.24) : Intégration de PSS au niveau de JB N°1 et 2 et 3 et 6 et 8

On obtient les résultats suivants :

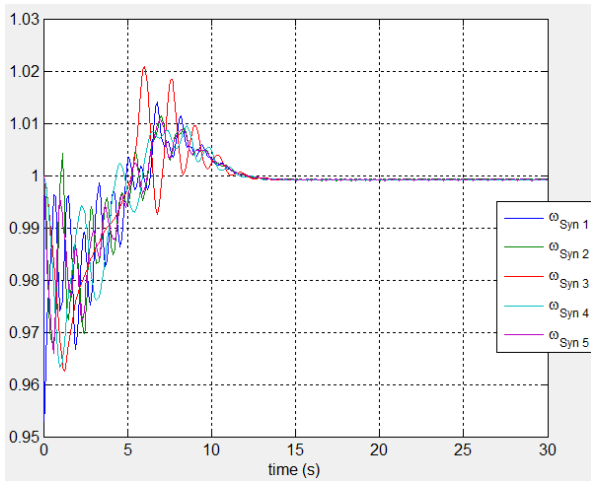


Figure (4.25) Vitesses angulaires

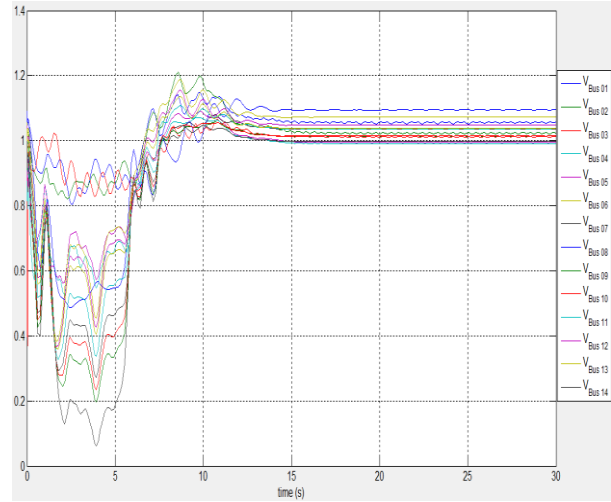


Figure (4.26) La tension

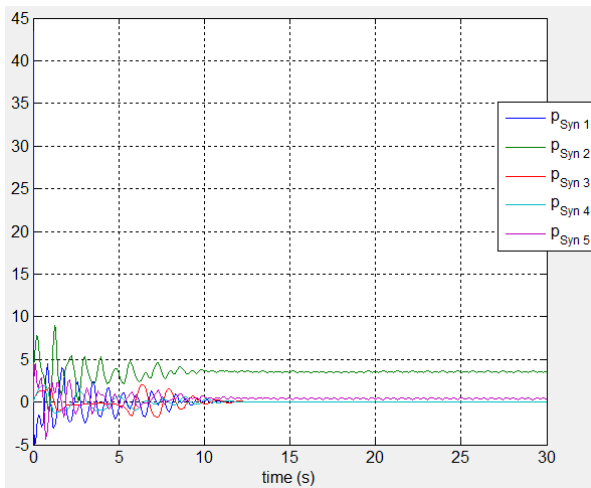


Figure (4.27) La puissance active

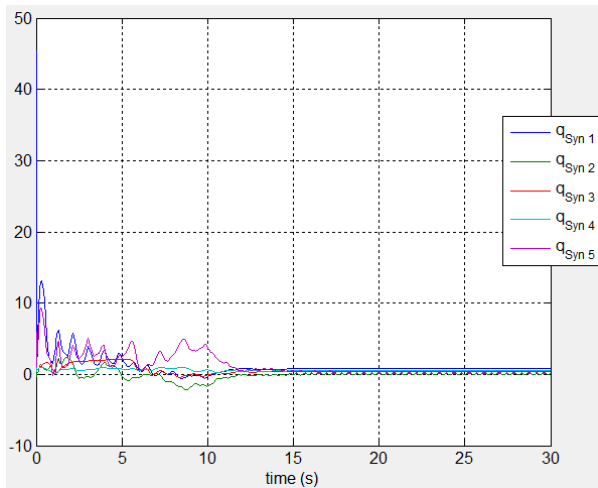


Figure (4.28) La puissance réactive

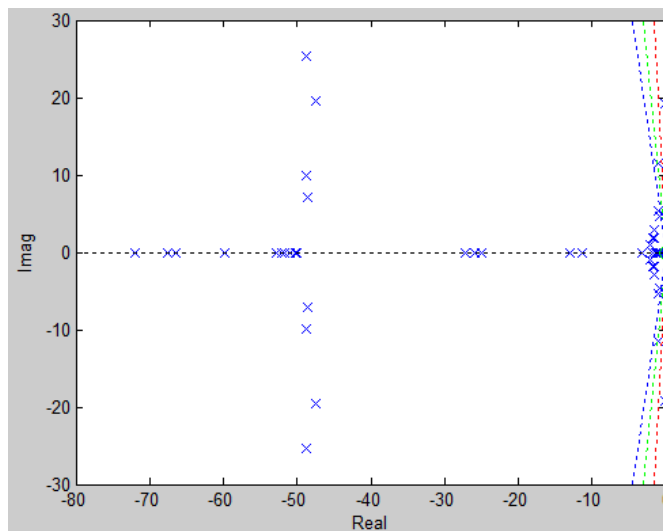


Figure (4.29) : valeur propre (Eigen value)

Le nombre des PSS dans le système ne contribue pas à améliorer et amortir plus les oscillations.

D'après le graphe de valeur propre le nombre les points matriciels augmente est reste on moitié gauche de plan.

3_5 Intégration d'une source photovoltaïque :

On place source photovoltaïque JB 14 :

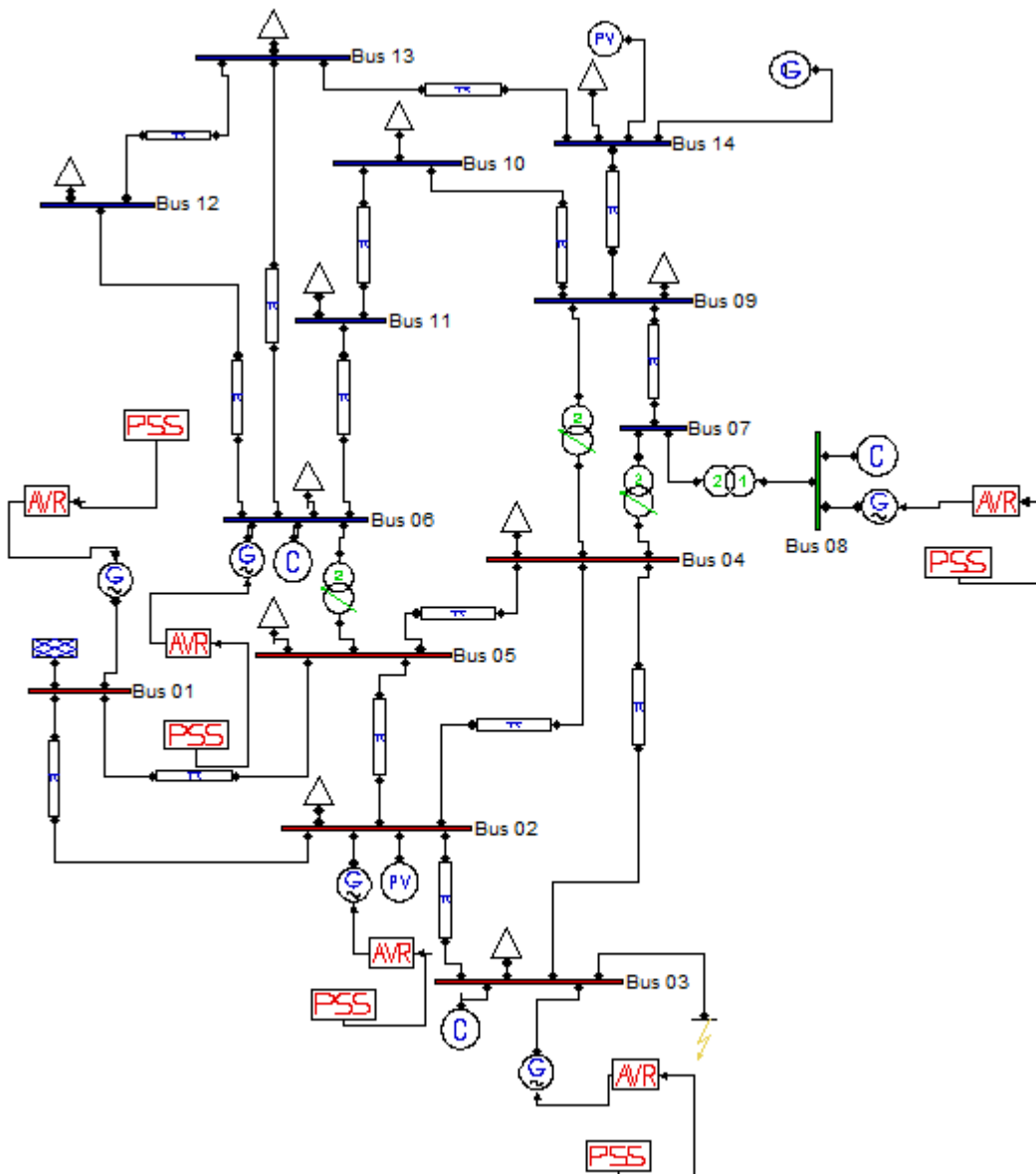


Figure (4.30) : Intégration d'une source photovoltaïque JB 14

3_5_1 Injection de P=80MW :

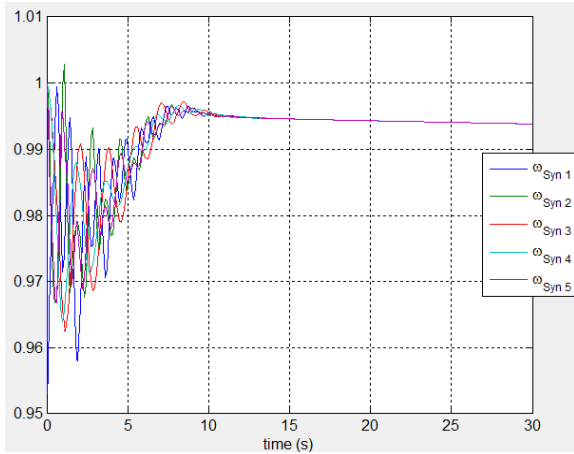


Figure (4.31) Vitesses angulaires

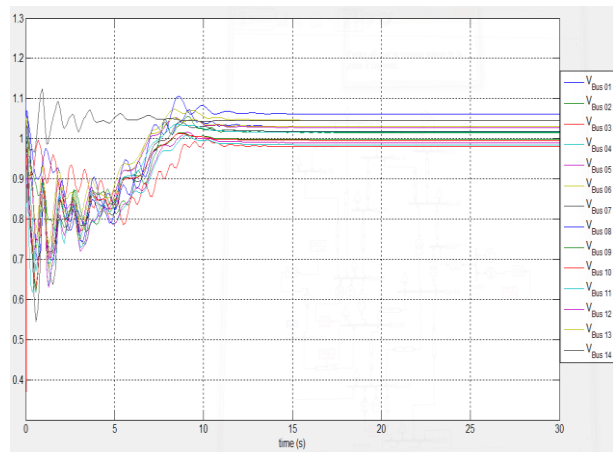


Figure (4.32) La tension

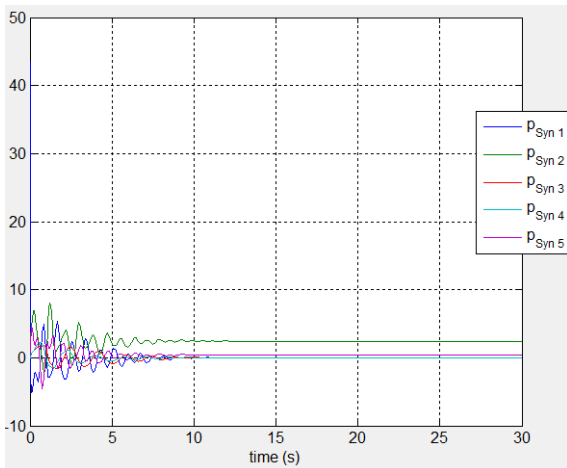


Figure (4.33) La puissance active

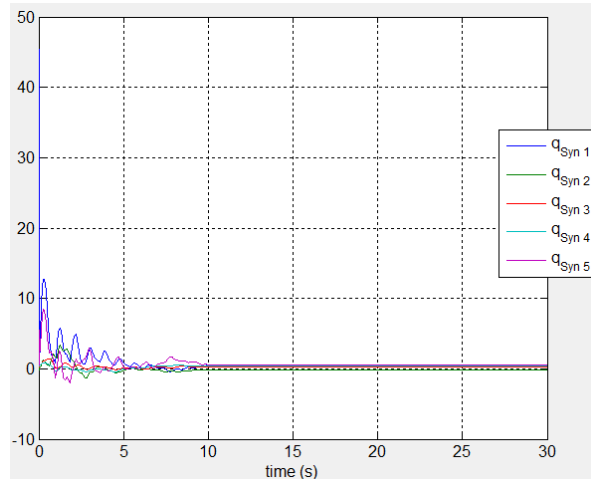


Figure (4.34) La puissance réactive

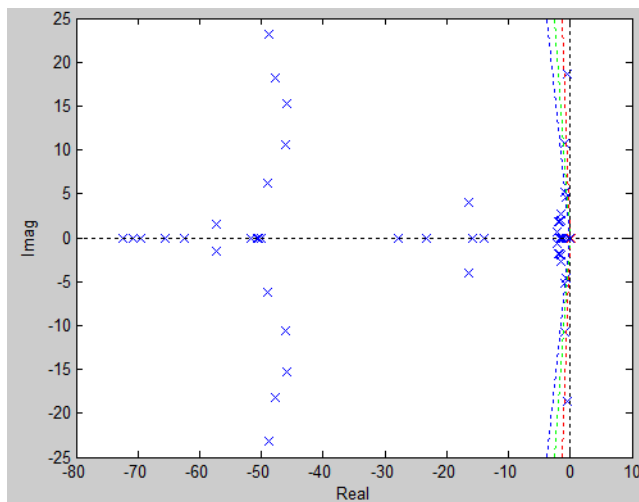


Figure (4.35) : valeur propre (Eigen value)

D'après l'intégration de la source photovoltaïque $P= 80\text{MW}$ ont absorbé que le système pas complètement stable lorsque la position des points matriciels situé côté gauche de plans imaginaire sauf une seul point qui situé adroite de plans imaginaire avec une partie réelle positive.

3_5_2 Injection de $P=117\text{MW}$:

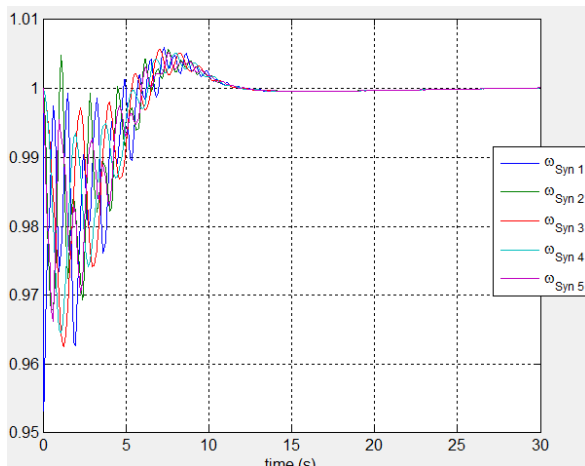


Figure (4.36) Vitesses angulaires

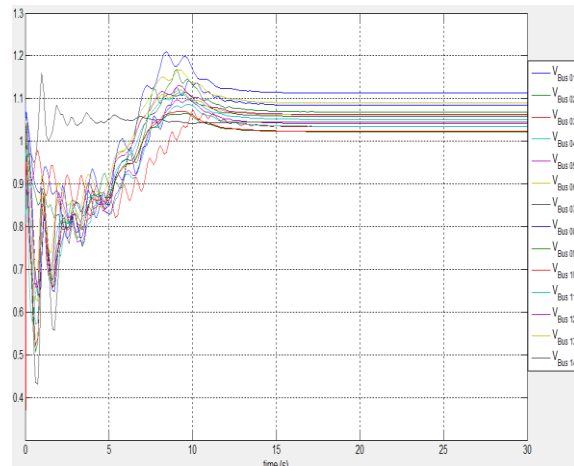


Figure (4.37) La tension

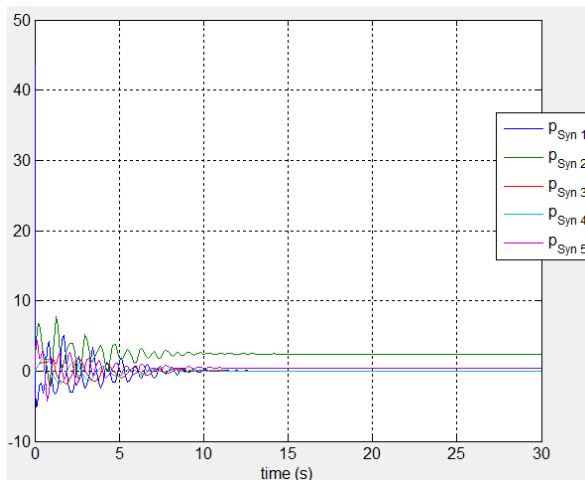


Figure (4.38) La puissance active

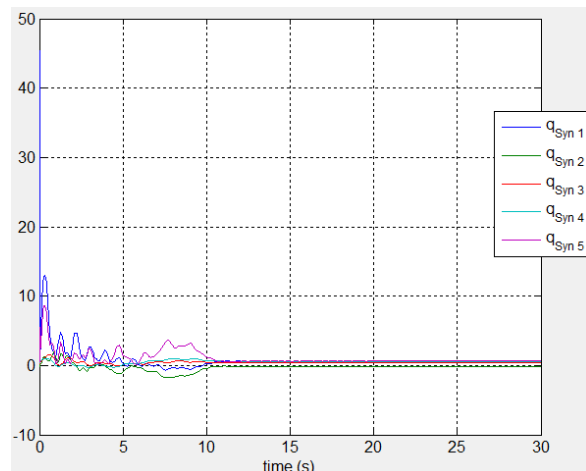


Figure (4.39) La puissance réactive

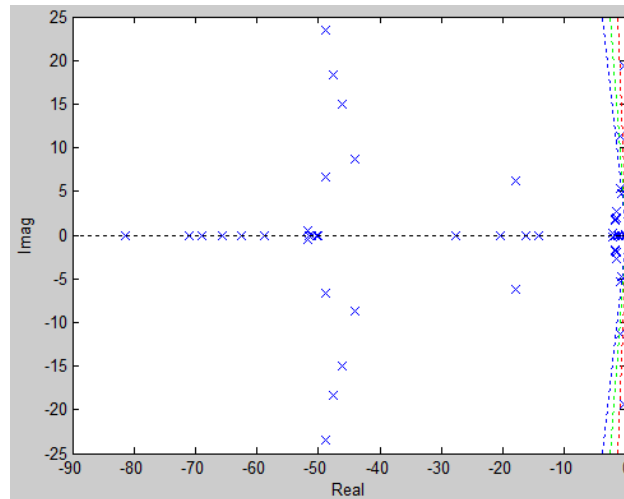


Figure (4.40) : valeur propre (Eigen value)

D'après cette injection P=117MW le système stable complètement presque tous les générateurs reviens fonctionné à l'état initial et tous les modes λ sont situés sur la moitié gauche du plan imaginaire, dans ce cas il s'agit de mode oscillatoire amorties indique la stabilité.

3_5_3 Injection de P=157MW :

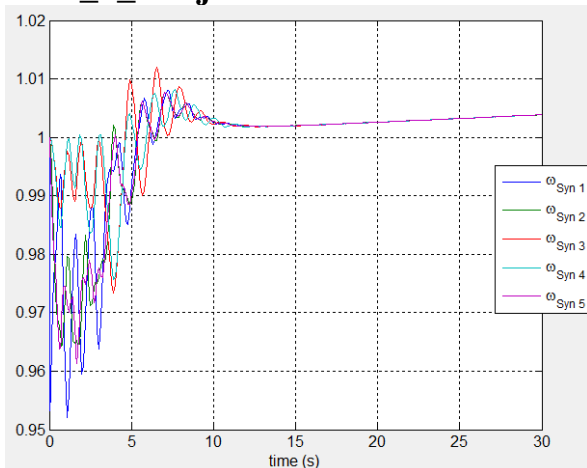


Figure (4.41) Vitesses angulaires

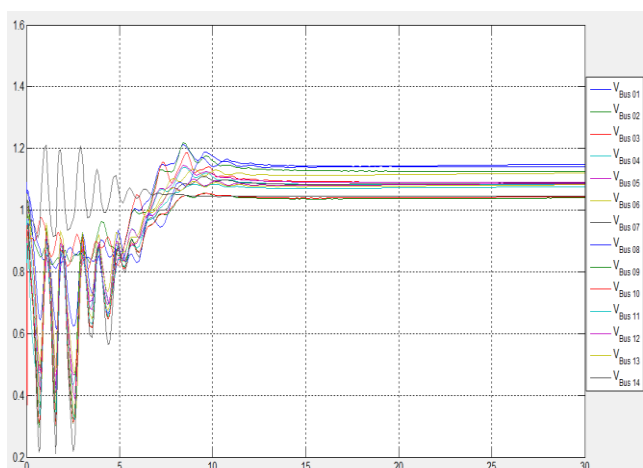


Figure (4.42) La tension

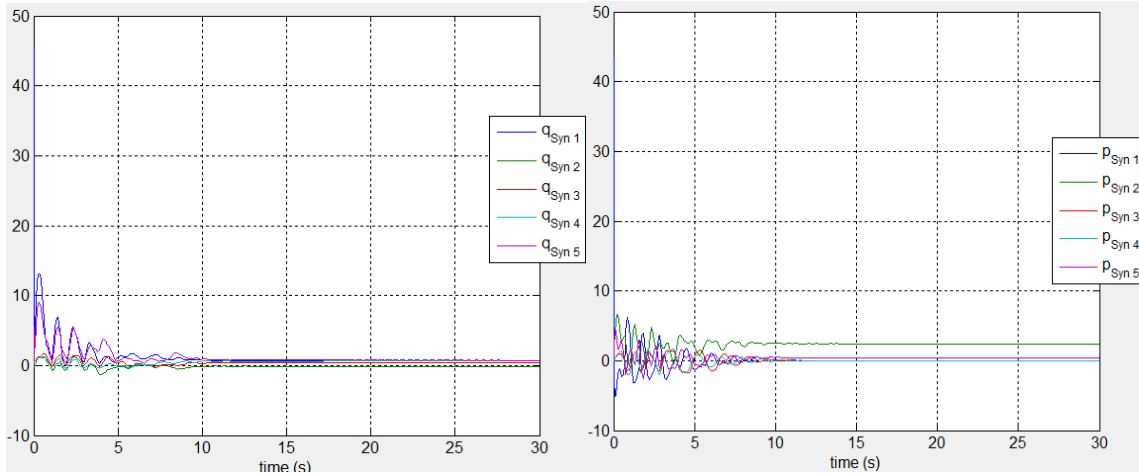


Figure (4.43) La puissance active

Figure (4.44) La puissance réactive

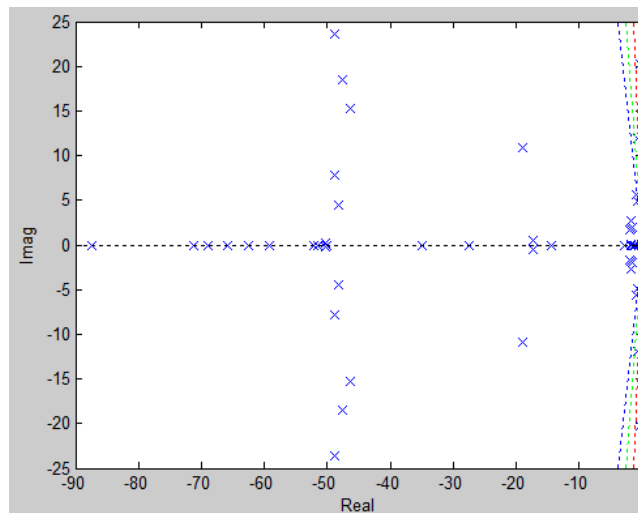


Figure (4.45) : valeur propre (Eigen value)

D'après cette injection $P=157\text{MW}$ en absorbe que le système est stable lorsque tous les points de mode λ situés côté gauche de l'axe imaginaire, cette injection c'est le max valeur qui donne la stabilité.

3_5_4. Injection de $P=158\text{MW}$:

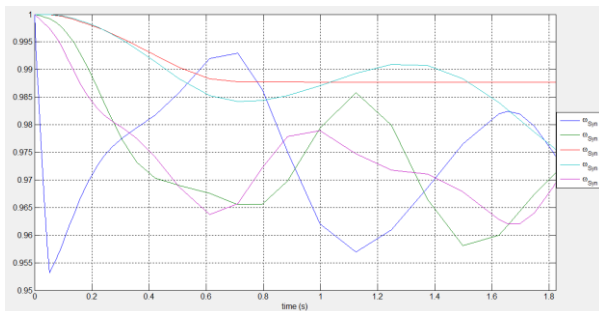


Figure (4.46) Vitesses angulaires

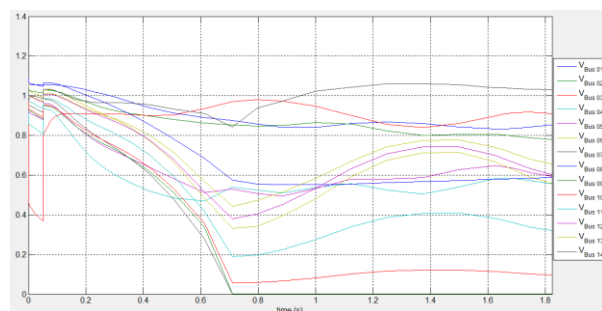


Figure (4.47) La tension

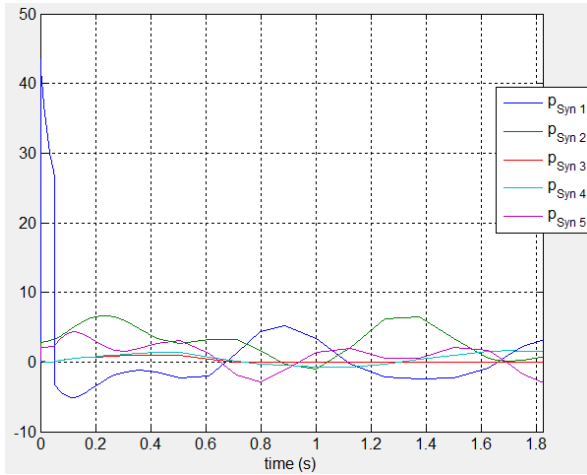


Figure (4.48) La puissance active

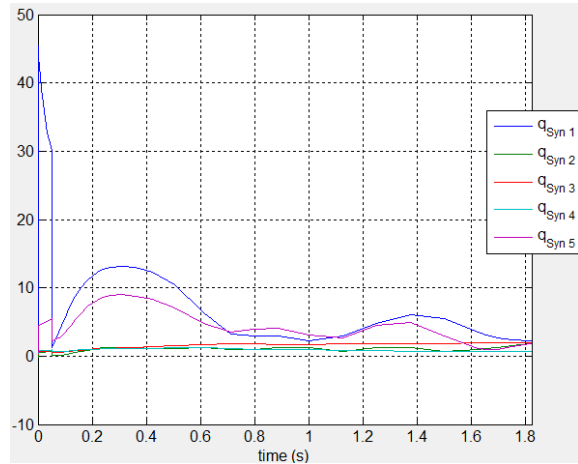


Figure (4.49) La puissance réactive

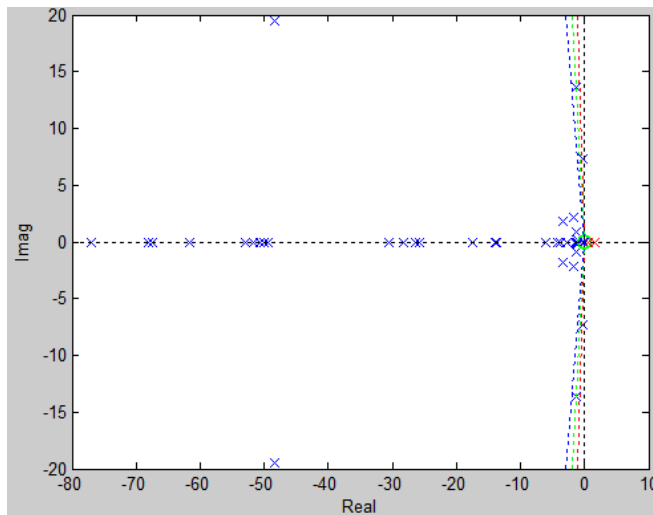


Figure (4.50) : valeur propre (Eigen value)

D'après cette injection $P=158\text{MW}$ on observe un système non stable et tous les générateurs décroche (blackout), en a des points situés coté droite de plans imaginaire avec partie réelle positive.

III_ Conclusion :

On déduit que l'emplacement de régulateur automatique AVR joue un rôle important de la stabilité de réseau d'après le bon réglage de paramètre et leur nombre.

D'après l'emplacement du stabilisateur de puissance PSS fait l'amortissement de tous oscillations.

L'intégration de la source photovoltaïque avec défiant injection réduit l'oscillation plus précisément en présence de PSS.

La bonne position de point matriciel de mode λ de valeur propre (Eigen valus) indique la stabilité de réseau.

Conclusion général :

L'analyse de la stabilité transitoire concerne l'analyse de la performance du réseau durant une certaine période de temps. Le modèle du système utilisé pour l'analyse de la stabilité transitoire ne contient pas uniquement les paramètres du réseau électrique, mais il contient également les données dynamiques des différents générateurs. Pour déterminer si chaque générateur pris d'une manière individuelle sera capable de maintenir le synchronisme avec le reste du réseau suite à l'occurrence d'un défaut donné.

Dans ce travail on a étudié les types de stabilité et plus précisément la stabilité transitoire, on a utilisé des régulateur automatique de tension AVR et stabilisateur de puissance PSS pour diminuer les conséquences du défaut, ainsi que l'intégration de source photovoltaïque pour voir les conséquences sur la stabilité du réseau.

Il est important de noter que, la méthode de valeur propre (Eigen value) développé dans ce travail donne des réponses sur les oscillations qui suivent un changement d'état du système (stable ou instable). Le taux d'injection de puissance dans le système peut amortir ou augmenter les oscillations, donc il est important de connaître les limites d'injections de puissances pour ne pas augmenter les oscillations et accélérer la perte du synchronisme.

Références bibliographiques

[1] MALEK Mounia, BALI Mohand Said «Etude comparative sur les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques » 2016

[2] B.Boussahoua, Evaluation De La Stabilité Transitoire Des Réseaux D'énergie Electrique

Par Les Méthodes Energétiques, Mémoire De Magistère, Université Djillali Liabes Sidi
Bel Abbes, Juillet 2004.

[3] M.Crappe, Stabilité Et Sauvegarde Des Réseaux D'énergie Electrique, Ed. Bermesscience Publication, Lavoisier, 2003.

[4] M. Pavella, D. Ernst, D. Ruiz-Vega, Transien Tstability Of Power Systems. Ed. Kluwer
Academis Publishers. Boston/Dordrecht/London 2000.

[5] R. Z. Miñano, Optimal Power Flow Withstabilityconstraints, Université De Castilla-La
Mancha, Albacete, Thèse De Doctorat, 2010.

[6] M. A. Pai, Power System Stability Analysis By The Direct Method Of Lyapunov, 1982.

[7] H. Sakaguchi, A. Ishigame, S. Suzaki, Transient Stability Assessment For Power System
Via Lure's Type Lyapunov Function, Ieee, Pp. 0-7803-8718-/04, 2004

[8] M. El Hawary, J.Momoh, Electric Systems, Dynamics, And Stability With Artificial
Intelligence Applications, Marcel Dekker 2000.

[9] Brogan W.L., Et Al., Control Systems, The Electric Engineering Handbook, CrcPressLlc, Boca Raton, 2000.

Des Réseaux Electriques, Thèse De Doctorat, Faculté Des Sciences & Techniques,
Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.

[10] S. Daiboun, Renforcement De La Stabilité Transitoire Par L'utilisation Des
Facts,

Mémoire De Magistère, Département D'électrotechnique Université De Skikda 2005.

[11] Göran, Andersson. Modelling And Analysis Of Electric Power Systems. Eth
Zürich,
September 2008.

[12] Apraez.A, Étude Comparative De Méthodes De Simulation De La Stabilité
Transitoire,
Avril 2012.

[13] Jérémy Cochoy, Méthodes Numériques Rock4 Pour La Résolution D'équations
Différentielles Et Etude De L'algèbre Pré-Lie Sous-Jacente, Février 2011.

[14]

<https://Media4.Obspm.Fr/Public/M2r/Cours/Chapitre3/Souschapitre2/Section2/Page1/>

/
Scion3_2_2_1.Html A 01.01

[15] J.Pierre, Méthodes De Calcule Numérique2-Fonctions, Equations Aux Dérives,
Paris

Hermès Science Publication, 2011.

- [16] BOURENANE Med Adnane, LAYACHI djelloul «Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique New England par systems FACTS ET Application sur le réseau Hassi Berkine » 04/06/2017
- [17] Harkat Said « Amélioration de la stabilité des réseaux électriques en utilisant les systèmes PID et PSS réglés avec l'algorithme PSO » 31 Janvier 2018
- [18] MERZOUGUI Hadjer «Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables » juin 2018
- [19] BOUNOUIRA ADLANE «ETUDE DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUES » 2013/2014
- [20] Rabah BENABID « Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques » le 04/09/2007
- [21] H.Saadat, Power System Analysis, Mcgraw-Hill Companies, 1999
- [22] Zitouni.F, Amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques Par L'utilisation Des Systèmes Facts, Mémoire De Magister, Université Ferhat Abbas Setif, 2010.
- [23] LU Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » Docteur de l'institut Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [24] Moudjahed M « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice, thèse de doctorat, Université de Franche Comté, Octobre 1996.
- [25] Alkhatib H « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques optimisation de la régulation par une méthode méta-heuristique » Thèse de doctorat, Université Paul Cezanne D'aix-Marseille, 2008.
- [26] Bornard P, Pavard M et Testud G, Réseaux d'interconnexion et de Transport : Réglages et stabilité, Techniques de l'ingénieur, 2005.
- [27] Feliachi A., « Optimal Siting of Power System Stabilizers », IEE Proceedings, Pt. C, vol. 137, n°.2, pp. 101-106, March 1990.
- [28] APPLICATION OF EIGENVALUE TECHNIQUES IN THE ANALYSIS OF DYNAMIC STABILITY IN MULTI-MACHINE POWER SYSTEMS
Boniface Onyemaechi Anyaka
Department of Electrical Engineering, University of Nigeria, Nsukka, Enugu State, Nigeria
Email: boniface.anyaka@unn.edu.ng