REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:……/2021

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER Académique**
Domaine: Sciences et Technologie
Filière: Electrotechnique
Spécialité: Réseaux électriques
Par: Saboune Nabil

Thème

Analyse de la stabilité d'un réseau électrique

Soutenu publiquement, le 14/juillet/2021 , devant le jury composé de:

M. Remadnia Mokdad	MCA	Univ.Guelma	Président
M. Gouaidia Said	MAA	Univ.Guelma	Encadreur
M. Bouchelkha Andel hafid	MAA	Univ.Guelma	Examinateur

Année Universitaire: 2020/2021

REMERCIEMENT

Je tiens à remercier dieu le tout puisant pour la volonté, la santé, la patience, qu'il m' à donné durant toutes ces années d'études.

Il m'est agréable d'adresser mes sincères remerciements a tout ceux qui m'ont apporté de prés ou de loin, aides et conseils lors de l'élaboration de cette recherche de fin d'étude

Je veux :

En premier lieux remercies vivement, mon directeur de recherche M Gouaidia Said pour leur conseils judicieux apporté tout au long de cette recherche

Je remercies l'ensemble des enseignants qui m'on suivi pendant le parcours universitaire

J'aimerais également remercier les membres de jury qui ont accepté de juger mon travail et pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce dernier.

Mes remerciements s'adressent ensuite a toute la famille notamment a mon épouse qui m'a toujours côtoyé

SOMMAIRE

Introduction générale 1

CHAPITRE I STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

I-1 Définition de la stabilité du réseau électrique 3

I-2 Classification de la stabilité des réseaux électriques 3

I-2 -1 Stabilité de l'angle du rotor (angulaire) 4

I-2-1-1 Stabilité Angulaire Aux Petites Perturbations 4

I-2-1-2 Stabilité transitoire 5

I-2-2 Stabilité de tension 5

I-2-3 Stabilité de fréquence 6

I-3 Modélisation des éléments du réseau 6

i.3.1 Modèle classique du générateur 6

I.3.2 Modèle statique de la charge 7

I.3-3 Modèle du transformateur 7

I-3.4 Modèle de ligne de transport 8

Conclusion 8

CHAPITRE II STABILITE DYNAMIQUE

II-1 Equation de mouvement dynamique 10

II-2 Critère de stabilité 11

II-3 Critère des aires égales 11

Conclusion 16

CHAPITRE III SIMULATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

III-1 Système à plusieurs machines 18

III-1-1 Introduction 18

III-2 La puissance électrique 18

III-3 Le schéma du réseau à étudier 19

III-4 Application de la méthode de Euler 25

Conclusion générale 28

Bibliographie 29

Liste des Figure

CHAPITRE I STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Figure I-1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques 3

Figure I-2 Modèle classique en générateur 6

Figure I-3 Représentation simplifié d'une machine synchrone 6

Figure I-3 Schéma équivalent de la charge 7

Figure I-4:modèle d'un transformateur 7

Figure I-5: modèle de la ligne électrique 8

CHAPITRE II STABILITE DYNAMIQUE

Figure II-1 Machine infinie système de bus 11

Figure II-2 : circuit équivalant 12

Figure II-3 : circuit équivalant de système avant le défaut 12

Figure II-4 :Circuit équivalent de système durant le défaut 13

Figure II-5 :Circuit équivalent de système après le défaut 14

Figure II-6 Diagramme de puissance –angle 15

CHAPITRE III SIMULATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Figure III-1 Schéma de système multi-machines 18

Figure III-2 schéma du réseau à neuf noud lors d'un défaut à la terre au jeu de barre 20

Figure III-3 Représentation angle delta Pour un temps de débranchement tc=0.16s 24

Figure III-4 Représentation angle différentielle delta i_1 Pour un temps de débranchement tc=0.16s 24

Figure III-5 Représentation angle delta Pour un temps de débranchement tc=0.18s 25

Figure III-6 Représentation angle différentielle delta i_1 Pour un temps de débranchement tc=0.186s 25

Figure III-7 Représentation angle delta Pour un temps de débranchement tc=0.186s 26

Figure III-8 La puissance électrique pour un temps de débranchement tc=0.18s 26

Figure III-9 La puissance électrique pour un temps de débranchement tc=0.186s 27

Liste des tableau

CHAPITRE II STABILITE DYNAMIQUE

Tableau II-1 des données de ce système 12

CHAPITRE III SIMULATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Tableau III-1 Données des générateurs 21

Tableau III-2 Matrice admittance avant le défaut 22

Tableau III-3 Matrice admittance durant le défaut 22

Tableau III-4 Matrice admittance après le défaut 22

Liste des Symbole

Abréviations:

JB : jeu de barre

Symboles :

Ω : Vitesse de rotation du champ tournant en (rad. s − 1)

$\boldsymbol{\omega_S}$: Pulsation des courants alternatifs en (rad. s − 1)

$\mathbf{n_S}$: Vitesse de rotation du champ tournant en (trs. s − 1)

$\mathbf{C_a}$: Couple accélération

$\mathbf{C_m}$ **:** Couple mécanique

$\mathbf{C_e}$ **:** Couple électrique

$\boldsymbol{J}$: Moment d'inertie

$\mathbf{p}_{\boldsymbol{m}}$ **:** puissance mécanique

$\mathbf{p}_{\boldsymbol{e}}$: puissance électrique

$\mathbf{p}_{\boldsymbol{max}}$ **:**puissance maximale

$\boldsymbol{f}$: Fréquence des courants alternatifs en (Hz)

$\boldsymbol{\omega_0}$: Vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/s. avec ($\omega 0 = 2\pi f$)

p : Nombre de paires de pôles

E: F.é.m. induit (V)

$\boldsymbol{N}$: Nombre de conducteurs d'une phase de la machine (1 spire = 2 conducteurs

B : susceptance capacitive

G : conductance d'isolation

G :Générateur

ϕ:Flux maximum à travers un enroulement (wb)

X : Réactance synchrone (pu)

$\mathbf{X'_q}$: Réactance transitoire d'axe q, en (pu)

$\mathbf{X'_d}$: Réactance transitoire d'axe q, en (pu)

$\mathbf{X_d}$: Réactance synchrone d'axe q, en (pu)

$\mathbf{X_q}$: Réactance synchrone d'axe q, en (pu)

$\mathbf{X_l}$: Réactance équivalente des lignes de transport (pu)

$\mathbf{X_{tr}}$: Réactance équivalente du transformateur (pu)

$\mathbf{E'_q}$: F.é.m. du générateur induite suivante l'axe q, en (pu)

$\mathbf{E'_d}$: F.é.m. du générateur induite suivante l'axe d, en (pu)

Liste des Symbole

I_d : Courant du générateur axe direct (pu)

I_G : Courant du générateur axe quadratique (pu)

S : Puissance apparent (pu)

P_e : Puissance électrique active (pu)

Q_e : Puissance électrique réactive (pu)

P_m : Puissance mécanique entrant

ω : Vitesse angulaire du rotor, en (pu)

δ : Angle de rotor, en (rad)

δ_{cr} : Angle Critère

δ_m : Angle mécanique

M : Moment angulaire

$\Delta\delta$: Déviation de position angulaire

H : Constant d'inertie (s)

t, t_1, t_2 : Constant de temps (s)

R_a : Résistance par phase statorique (pu)

D :Coefficient de l'amortissement du générateur

Y : admittance

U_G : Tension de générateur

A_a : l'aire d'accélération

A_f : l'aire de freinage

INTRODUCTION GENERALE

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour les quels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement, Ainsi pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Ces nouvelles exigences imposent aux compagnies d'électricité et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité, et ce dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité, Ceci impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation, et en conséquence la génération de multiples modes d'oscillation interzone pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau (en effet, ce phénomène est accompagné d'un fort transit de puissance oscillante), pouvant entrainer des Blackouts, comme c'était le cas en Algérie le 03 février 2003.

L'objective basée sur la minimisation des déviations des vitesses des générateurs, la méthode du Gradient est proposée pour optimiser notre fonction objective.

Les résultats de simulations obtenus pour un réseau d'une gamme de tension de 400 KV a neuf nœuds Afin de vérifier la performance de la méthode proposée, un réseau multi machine a été considéré, comprenant trois générateurs situés dans deux zones différentes. La stabilité transitoire a été améliorée par amortissement des oscillations locales et interrégionales.

La rédaction de ce mémoire est structurée comme suit :

Chapitre I :

Un rappel sur la modélisation des différents composants d'un réseau électrique.

Chapitre II :

Stabilité dynamique

Chapitre III:

Simulation d'un réseau électrique

CHAPITRE I

STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

CHAPITRE I STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

I-1 Définition de la stabilité du réseau électrique

La stabilité d'un réseau électrique de HT est une propriété d'un système de puissance qui lui permet de rester dans un état d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état acceptable d'équilibre après avoir été soumis à une perturbation .

I-2 Classification de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité peut être étudiée en considérant la topologie du réseau sous différents angles. L'état de fonctionnement d'un réseau électrique est décrit selon des grandeurs physiques, telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque bus, et la puissance active / réactive circulant dans chaque ligne et la vitesse de rotation de la génératrice synchrone. Si elles ne sont pas constantes, le réseau électrique est considéré comme étant en perturbations [01].

La stabilité peut être classifiée selon la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la tension et stabilité de la fréquence. La stabilité peut être classifiée en petite et grande amplitude de perturbation en fonction d'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à court ou à long durée, tel qu'il est décrit dans la Figure 1.1

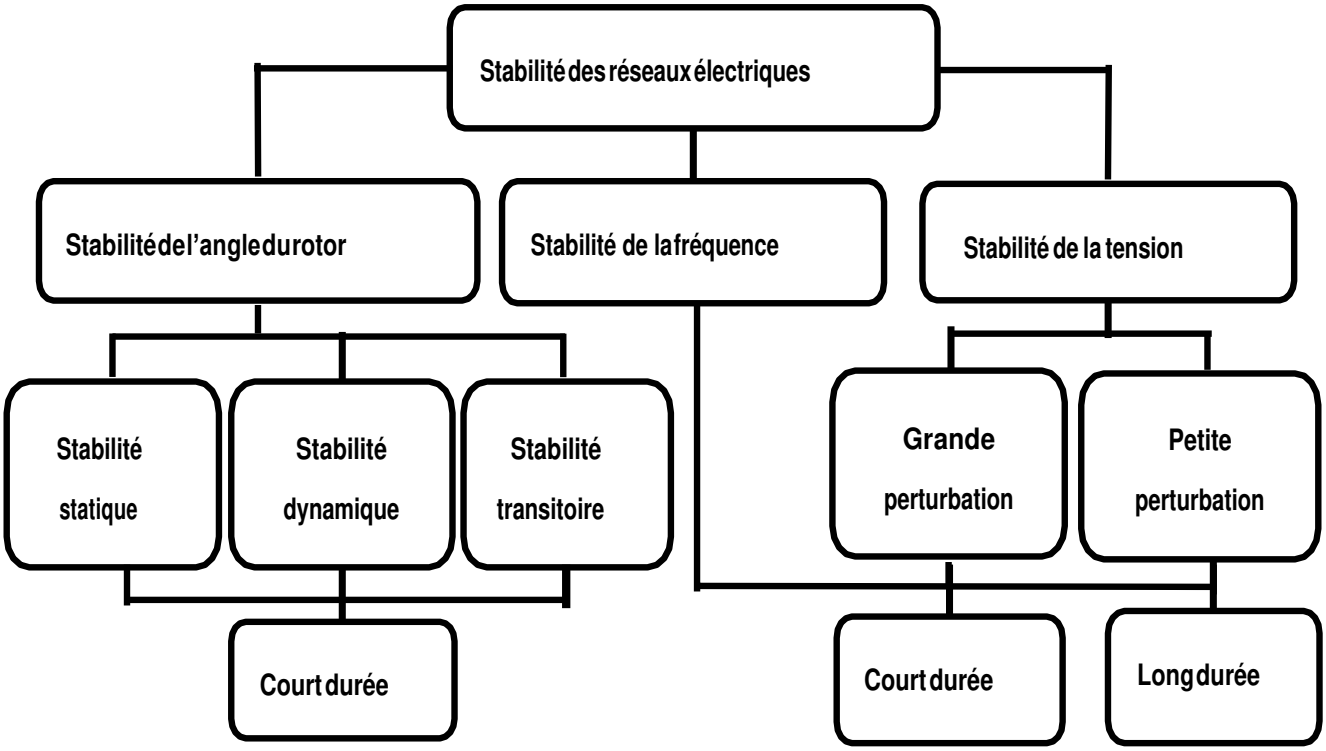


Figure I-1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques

On distingue trois types de stabilité :

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

Les diverses formes de l'instabilité résultantes ne peuvent pas être correctement compris et efficacement traitées en même temps. En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité. La classification est, donc, essentielle pour une analyse pratique significative et une résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques.

La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. On peut donc Classifier les types de la stabilité comme suit

I-2 -1 Stabilité de l'angle du rotor (angulaire)

Dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation .

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

I-2-1-1 Stabilité Angulaire Aux Petites Perturbations

Elle 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'évaluation de ce type de perturbation prend quelque secondes.

a) La stabilité statique

La stabilité statique est l'étude des régimes d'équilibre du système. Cette étude permet de connaître les niveaux de tension et les transits de puissance à travers l'ensemble des bus du système. Elle est utilisée principalement dans la phase de dimensionnement des éléments passifs (câbles, protections...).

b) La Stabilité Dynamique

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge [02].

I-2-1-2 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.

I-2-2 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée ,Le facteur principal qui cause l'instabilité est l'inaptitude du système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive , L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres , Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades. Il est démontré que la majorité des blackouts sont causes par l'instabilité de tension . 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 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,...).

Il est 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, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

I-2-3 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [03].

I-3 Modélisation des éléments du réseau

I-3-1 Modèle classique du générateur

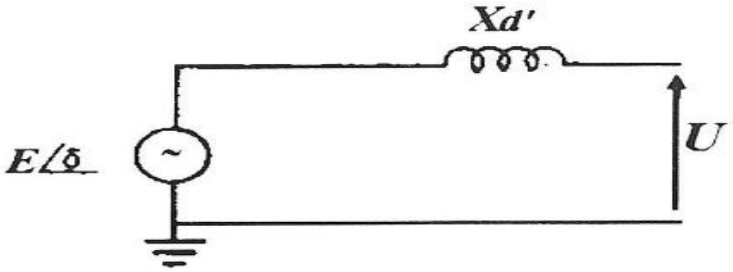


Figure I-2 Modèle classique en générateur

Les du générateur sont des éléments qui permettent la conversion de l'énergie (mécanique, photonique , chimique …) vers une forme électrique ilss peuvent fournir ,ou consommer De l'énergie active ou réactive et ils peuvent maintenir un niveau de tension désirée.

La présentation de la machine synchrones utilisée pour la solution du réseau est diagramme de phase sont schématises dans le (Figure I-3) [04]

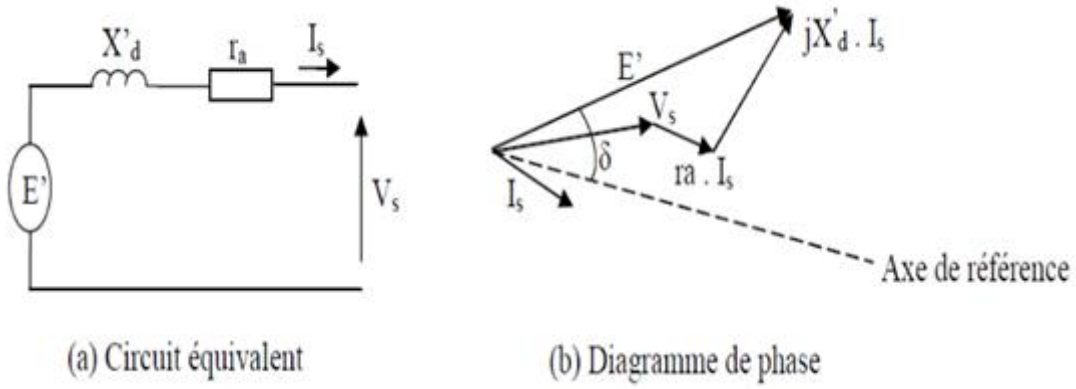


Figure I-3 Représentation simplifié d'une machine synchrone

I.3.2 Modèle statique de la charge

Les caractéristiques des charges ont une influence importante sur la stabilité et la dynamique du système .En raison de la complexité et la variation continuelle des charge et de la difficulté d'obtenir des données précises sur leurs caractéristiques. Une modélisation précise des charges est très difficile .Ainsi des simplification sont indispensables selon le but de l'étude demandée pour les études stabilité dans lesquelles la gamme de temps considérée est de

l'ordre de 10 secondes après la perturbation les modèles de charge les plus utilisés sont généralement des modèles statique [5].

$$Y_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^2} = B_i + jG_i$$

$$B_i = \frac{P_i}{V_i^2}$$

$$G_i = \frac{-Q_i}{V_i^2}$$

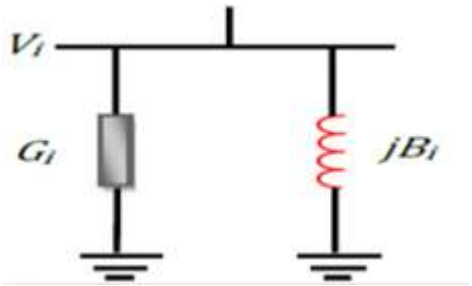


Figure I-3 Schéma équivalent de la charge

I.3-3 Modèle du transformateur :

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite , les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matricée admittance, c'est –à-dire que les susceptances de de la matrice admittance Y_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a_{ij} figure I-4

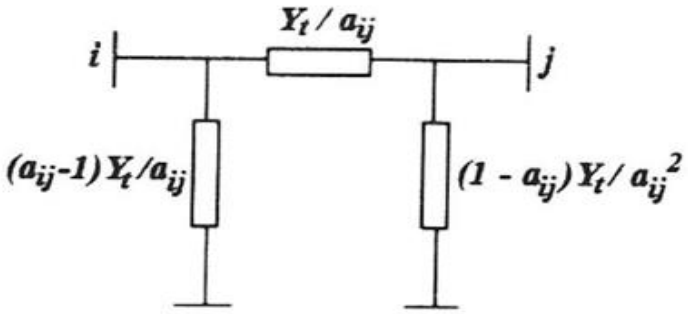


Figure I-4:modèle d'un transformateur

Dans un réseau Electrique les transformateurs qui connectés directement à la charge sont des transformateurs réglables en charge .Ils disposent des régulateurs automatique de la tension dans les limites permise de fonctionnement indépendamment des fluctuations de tension primaire.[06]

I-3.4 Modèle de ligne de transport :

La ligne de transport à été modélisée par un schéma équivalent en qui se compose d'une impédance série (résistance R en Série avec une réactance inductive X) et une admittance

shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G la Figure (1-5)

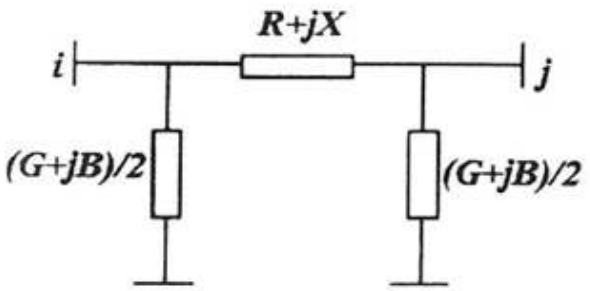


Figure I-5: modèle de la ligne électrique

Conclusion :

Dans ce chapitre, Nous avons présenté dans un premier temps les notions de stabilité des réseaux d'énerg.ie électrique et ses différents types sont brièvement exposés, et modélisation des éléments du réseau électrique.

CHAPITRE II

STABILITE DYNAMIQUE

CHAPITRE II STABILITE DYNAMIQUE

II-1 Equation de mouvement dynamique :

L'équation du mouvement qui décrit le mouvement dynamique de la machine synchrone et est utilisée l'étude de la stabilité transitoire cette équation est exprimée par :

$$J\frac{d^2\delta m}{dt^2} = C_a = C_m - C_e(\mathrm{N.m}) \qquad \text{(II-1)}$$

Si $C_m - C_e > 0$: accélération de la machine

Si $C_m - C_e < 0$:Décélération de la machine

Si $C_m - C_e = 0$:Etat d'équilibre

δm : Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone (rad) si on multiple l'équation (II-1) par ω_m, l'équation devient :

$$J\omega_m\frac{d^2\delta m}{dt^2} = C_m\,\omega_m - C_e\,\omega_m = \mathrm{P}_m - \mathrm{P}_e = \mathrm{P}_a(W) \qquad \text{(II-2)}$$

A la vitesse synchrone $J\omega_m$ est le moment d'inertie de la machine noté par M, alors l'équation (II-2) Devient :

$$M\frac{d^2\delta m}{dt^2} = \mathrm{P}_m - \mathrm{P}_e = \mathrm{P}_a \qquad \text{(II-3)}$$

La constante d'inertie H est définie par :

$$\mathrm{H}=\frac{\mathrm{E}_C}{S_{nom}} = \frac{\frac{1}{2}J\,\omega_m^2}{S_{nom}} = \frac{\frac{1}{2}\mathrm{M}\,\omega_m}{S_{nom}}\ (J/VA) \qquad \text{(II-4)}$$

$\frac{1}{2}\mathrm{J}\,\omega_{\mathrm{m}}^2$:Energie cinétique à la vitesse syncxhrone

$\mathrm{S_{nom}}$: Puissancee apparente nominale du générateur

De ;l'équation (II-4) , On obtient :

$$M = \frac{2\mathrm{H}}{\omega_m}\mathrm{S_{nom}} \qquad \text{(II-5)}$$

En remplaçant l'équation (II-5) dans (II-3) , on obtient :

$$\frac{2\mathrm{H}}{\omega_{\mathrm{m}}}\frac{\mathrm{d}^2\delta\mathrm{m}}{\mathrm{dt}^2} = \frac{\mathrm{P_a}}{\mathrm{S_{nom}}} = \frac{\mathrm{P_m}-\mathrm{P_e}}{\mathrm{S_{nom}}} \qquad \text{(II-6)}$$

Dans un générateur synchrone à P poles , nous avons :

$$\delta_m = \frac{2}{P}\delta \qquad \text{(II-7)}$$

La fréquence angulaire synchrone est donnée par :

$$\omega_m = \frac{2}{P}\omega_S \qquad \text{(II-8)}$$

Si on remplace les équation (II-8) et (II-7), on obtient :

$$\frac{2\mathrm{H}}{\omega_{\mathrm{m}}}\frac{\mathrm{d}^2\delta}{\mathrm{dt}^2} = \mathrm{P_m} - \mathrm{P_e} = \mathrm{P_a(p.u)} \qquad \text{(II-9)}$$

CHAPITRE II STABILITE DYNAMIQUE

L'équation (II-9), dénommée équation d'oscillations per-unit est non linéaire du second ordre .Pour faciliter les calculs, on peut la décomposer en un système de deux équations non-linéaires du premier ordre comme suit :

$$\frac{2H}{\omega_m}\frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \qquad \text{(II-10)}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_S \qquad \text{(II-11)}$$

Au lieu d'utiliser l'équation (II-9) pour l'étude de la stabilité transitoire ,les équation (II-10) et (II-11) peuvent utilisées.

II-2 Critère de stabilité

La stabilité transitoire du système est appréciée par l'évaluation des angles rotoriques relatifs au générateur de référence, durant et après le défaut et vérifie si le système évolue vers la région de la stabilité ou l'instabilité.

$$\delta_{i1} = \delta_i - \delta_1 \qquad i = 2 \ldots . m$$

Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Dans le cas contraire, le système est instable. Le temps limite à partir duquel le système devient instable est appelé : temps d'élimination de défaut (en anglais, Critical Clearing Time, CCT). Pour analyser la stabilité transitoire, nous avons considéré un défaut de court-circuit triphasé symétrique à proximité d'un jeu de barres du système d'énergie électrique étudié. Le défaut est éliminé par l'ouverture du disjoncteur le plus près et la mise hors service de la ligne endommagée.

II-3 Critère des aires égales

Pour pouvoir comprendre la méthode des aire égale. Proposons –nous l'étude d'un système Electro-Energétique de puissance infinie .Ce système est constitué d'une machine synchrone branchée à un système de puissance infinie par l'intermédiaire d'un transformateur et deux transport en parallèle, ou on a supposé un court circuit triphasé

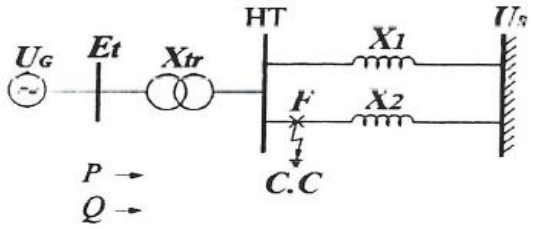


Figure II-1 Machine infinie système de bus

Les données de ce système sont résumées en unité relative le tableau suivant :

S	X'_d	X_T	X_{L1}	X_{L2}	U_G	U_s	H
0.9+j0.436	0.3	0.15	0.5	0.093	1∠28.34°	0.90081∠0°	3.5

II-1 tableau des données de ce système

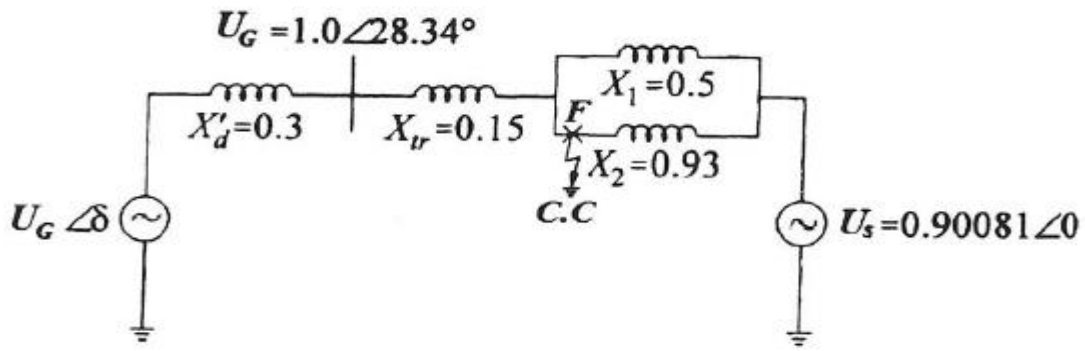


Figure II-2 : circuit équivalant

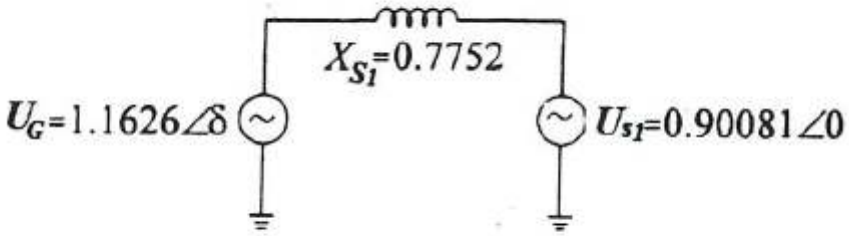


Figure II-3 : circuit équivalant de système avant le défaut

On a besoin de calculer les paramètres du système avant le défaut et cela se fait comme suit :

la réactance totale

$$X_S = X'_d + X_T + (X_1 // X_2)$$

$$= 0.3 + 0.15 + \frac{0.5*0.93}{0.5+0.93} = 0.7752$$

Le courant I_G :

$$I_G = \frac{\hat{S}}{U_G} = \frac{0.9-j0.436}{1\angle 28.34°} = -0.926+j0.376$$

La F.E.M de générateur E_G

$E_G = U_G + \mathrm{j}X'_d\, I_G = 1\angle 28.34° + \mathrm{j}0.3(\frac{0.9 - j0.436}{1\angle 28.34°})$

E_G = 1.1626 ∠41.77°

L'angle initial δ_0 :

δ_0=41.77°

La puissance maximale P_{max1}

$$P_{max1} = \frac{E_G U_S}{X_S} = \frac{1.1626*0.90081}{0.7752}$$

= 1.351

La puissance mécanique initiale

$\delta = \delta_0$, $P_{e1} = P_m$ = on suppose $P_{e1} = P_0$

$P_{e1} = P_{max1}\, sin\,(41.71°)$

= 1.35 Sin (41.77°)

= 0.9

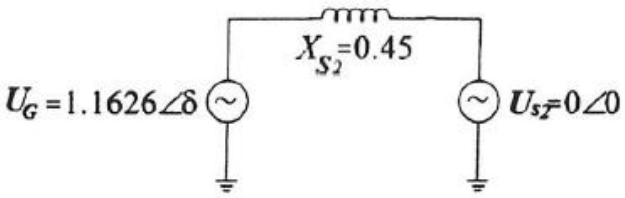


Figure II-4 :Circuit équivalent de système durant le défaut comme suit :

La réactance totale

$X_{S2} = X'_d + X_T$

= 0.3+0.15

= 0.45

U_s=0.

$P_{e2} = \frac{E_G U_S}{X_{s2}} \sin\delta_0 = 0$

On a affaire a un court-circuit triphasé, la puissance électrique P_{e2} est nulle ($P_{e2} = 0$) quand le défaut est encore la. Quand le défaut est éliminé au temps t_{deb} ou on débranché la ligne en défaut.

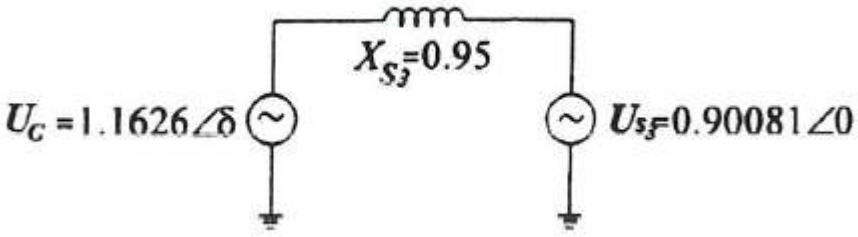


Figure II-5 :Circuit équivalent de système après le défaut

La réactance totale X_{S3}

$X_{S3} = X'_d + X_T + X_1$

=0.3+0.15+0.5

=0.95

La puissance maximale P_{max1} :

$$P_{max3} = \frac{E_G U_S}{X_S} = \frac{1.1626 * 0.90081}{0.95}$$

=1.1024

$P_{e3} = P_{max3} \sin\delta$

$= \frac{1.1626*0.90081}{0.95} \sin\delta$

$= 1.1024 \sin\delta$

L'angle δ_{cr} :

Se calcule de la manière suivante

$\delta_{cr} = 180° - \delta_3$

On suppose $P_{e1} = P_0$

$P_0 = 1.1024 \sin\delta_3$

$\delta_3 = \text{arc sin} \frac{P_0}{P_{max_3}}$

$= \text{arc sin} \frac{0.9}{1.1024}$

= 54.73°

$\delta_{cr} = 180° - 54.73°$

=125.27°

L'angle limité de débranchement $\delta_{déb}$

C'est l'angle limite ou on doit éliminer le défaut sinon on basculera vers l'état d'instabilité cet angle peut être calculé a partir de la relation $A_a = A_f$

Tel que :

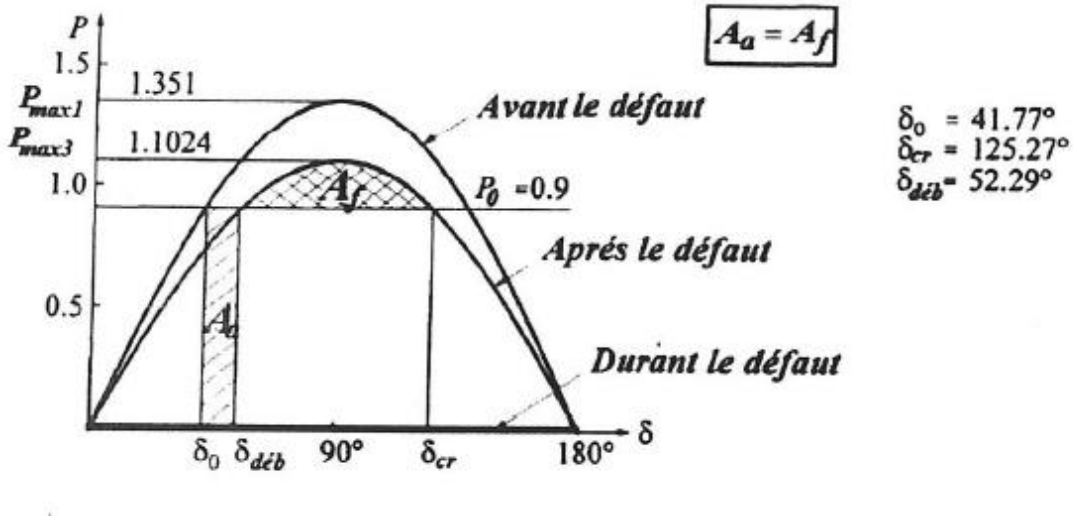


Figure II-6 Diagramme de puissance –angle

$A_a = \int_{\delta_0}^{\delta_{déb}} (P_0 - P_{Max2} Sin\delta) \mathrm{d}\delta$

$A_f = \int_{\delta_{déb}}^{\delta_{cr}} (P_{Max2} Sin\delta - P_0) \mathrm{d}\delta$

$A_a = A_f \quad \Longrightarrow A_a - A_f = 0$

$$\int_{\delta_{déb}}^{\delta_{cr}} (P_{Max2} Sin\delta - P_0) \mathrm{d}\delta - \int_{\delta_{déb}}^{\delta_{cr}} (P_{Max2} Sin\delta - P_0) \mathrm{d}\delta = 0$$

$$\Longrightarrow (P_0 (\delta_{déb} - \delta_0) + P_{Max2} (\mathrm{Cos}\delta_{déb} - Cos\delta_0) + P_0 (\delta_{cr} - \delta_{déb})$$

$$+P_{Max3} Cos\delta_{cr} - Cos\delta_{déb}) = 0 \quad \Longrightarrow$$

$$P_{Max3} - P_{Max2}) \, Cos\delta_{déb} = P_0 (\delta_0 - \delta_{cr}) + P_{Max2} \, Cos\delta_0 + P_{Max3} \, Cos\delta_{cr}.$$

$$\delta_{déb} = \mathrm{arc\,Cos} \left(\frac{\frac{P_0 (\delta_{cr} - \delta_0) \pi}{180} + P_{Max3} \mathrm{Cos}\delta_{cr} - P_{Max2} Cos\delta_0)}{P_{Max3} - P_{Max2}} \right) =$$

$$\delta_{déb} = \mathrm{arc\,Cos} \left(\frac{\frac{0.9(125.27° - 42.77°)3.14}{180} + 1.1024 \mathrm{Cos}125.27°)}{1.1024} \right)$$

$$\delta_{déb} = 52.29°$$

Le temps limité de débranchement $t_{déb}$:

CHAPITRE II STABILITE DYNAMIQUE

Après avoir déterminé l'angle de débranchement $\delta_{déb}$ on doit déterminer le temps limites de débranchement $t_{déb}$ pour cela au se base sur l'équation de mouvement du rotor :

$$\frac{Md^2\delta}{dt^2} = P_0 \Longrightarrow \qquad \frac{d\delta}{dt} = \frac{P_0}{M}\mathrm{T}$$

Qui est une équation différentielle de première ordre et qui a pour solution :

$$\delta = \delta_0 + \frac{1}{2}\frac{P_0}{M}t^2$$

Si $\delta=\delta_{déb}=52.29°$ alors le temps limite de débranchement $t_{déb}$ est donné par la forme suivant :

$$t_{déb} = \sqrt{\frac{2M(\delta_{déb} - \delta_0)}{P_0}}$$

$$\Longrightarrow \quad t_{déb} = \sqrt{\frac{2(0.18)(0.912-0.729)}{0.9}}$$

$t_{déb}=0.087\ _S$

Conclusion

Nous avons modélisés les différents composants du réseau électrique à savoir :

Les générateur d'énergie électrique, les lignes de transports, les transformateurs et les charges électrique .Et les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable pour théorie et calculer , l'information des plus importants coincement la stabilité et l'instabilité de réseau ,la relation entre la stabilité de réseau électrique et la loi des aires .

Si :

$A_a < A_f$: Le systeme est stable

$A_a > A_f$: Le systeme est instable

Le but de calcule $t_{déb}$ c'est l'installation de protection et de disjoncteur à réponce rapide.

CHAPITRE III

SIMULATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

CHAPITRE III SIMULATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

III-1 Système reformulation du étudier

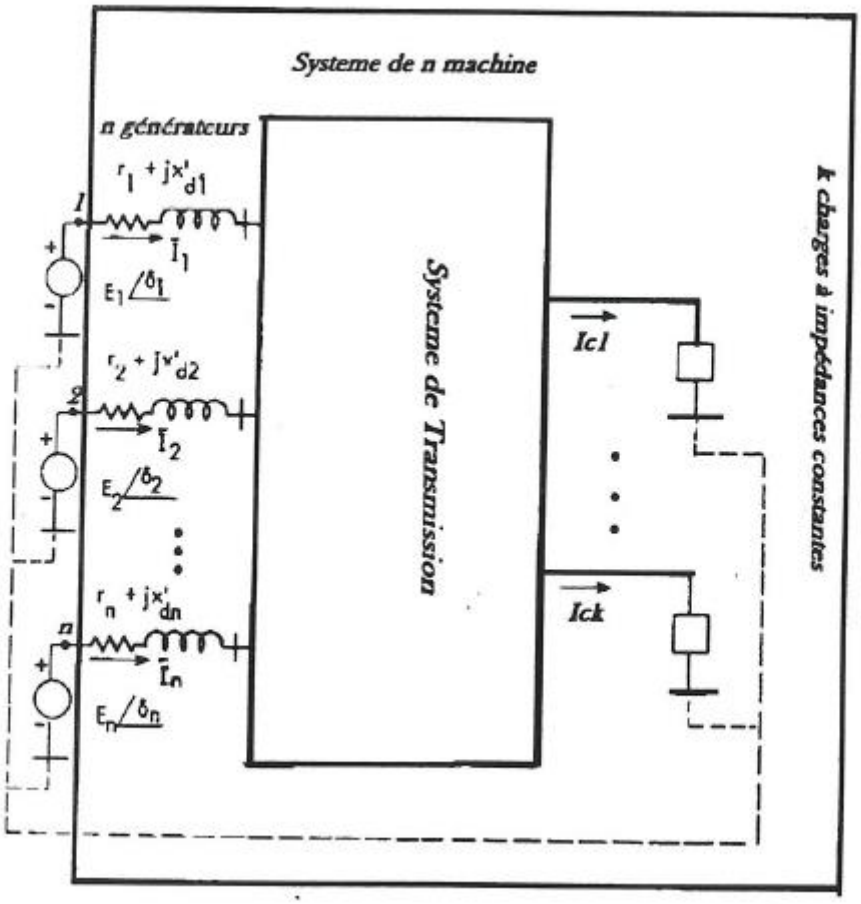


Figure III-1 Schéma de système multi-machine

III-2 La puissance électrique

La puissance électrique au nœud i du réseau électrique qui est la puissance fournie par la machine i , est donné par :

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

L'admittance négative entre les nœuds i et j

$$Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + \mathrm{j} B_{ij}$$

L'admittance du nœud i

$$\dot{Y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + \mathrm{j} B_{ii}$$

Les équation du mouvement sont alors donnée par

$$\frac{2H_i}{\omega_m}\ \frac{d\omega_i}{dt} + D_i\omega_j = P_{mi} - [Ei^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i E_J Y_{iJ}\ \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)]$$

et

$$\frac{d\delta_i}{d_t} = \omega_i - \omega_m \qquad i= 1,2,\ldots\ldots..n$$

Il convient de noter qu'avant la perturbation (t=0) Pmi0= ;de ce fait

$$P_{mio} = Ei^2 G_{ii} \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i E_J Y_{ij0} \cos(\theta_{ij0} - \delta_{i0} + \delta_{j0})$$

L'indice 0 est employé pour indiquer les conditions avant le régime transitoire, car lors du changement des paramètre du réseau pendant le défaut.

La stabilité transitoire pour cet intérêt il convient de résoudre un grand système algébro différentiel non linéaire. On résout ce système en discrétisant les équations et en résolvant pas à pas dans le domaine temporel. Les pas de temps sont de l'ordre de 5 ms et la plage de temps simulée est de l'ordre de la dizaine de secondes.Nous avons utilisé la méthode D'EULER, pour la résolution de l'équation de mouvement (swing équation). Pour traiter les situations réelles (réseaux multi machines complexes ...) avec la précision souhaitée. On utilise donc des modèles de simulation numérique, et on trace les courbes $\delta i(t)$ et $\delta ij(t)$ qui sont respectivement, les courbes de variation des angles par rapport au temps et les courbes des angles différentiels entre l'angle δi et l'angle δj .

III-3 Le schéma du réseau à étudier

Le système électrique est composé de (09) jeux de barres (03) générateurs et (06) lignes électriques simple, on va étudier l'effet d'un défaut à la terre au jeu de barre (07) Figure III-2.

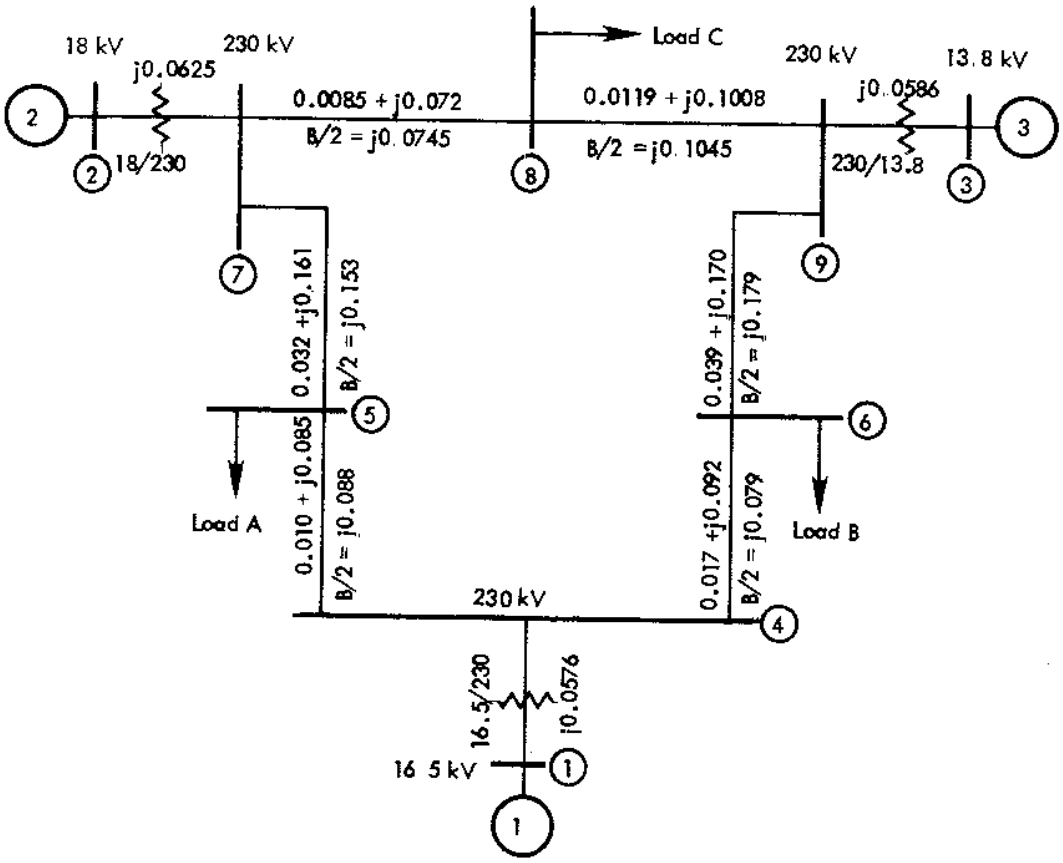


Figure III-2 schéma du réseau à neuf noud lors d'un défaut à la terre au jeu de barre

CHAPITRE III SIMULATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Tableau III-1 Données des générateurs

Générateurs	1	2	3
S(MVA)	247.5	192.0	128.0
U(KV)	16.5	18.0	13.8
Facteur de puissance	1.0	0.85	0.85
Type	hydraulique	vapeur	vapeur
la vitesse	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
x_d	0.1460	0.8958	1.3125
x'_d	0.0608	0.1198	0.1813
x_q	0.0969	0.8645	1.2578
x'_q	0.0969	0.1969	0.25
x (fuite)	0.0336	0.0521	0.0742
T_{d0}	8.96	6.00	5.89
T'_{q0}	0	0.535	0.600
vitesse nominale	2364MW.S	640 MW.S	301 MW.S

Lorsqu'un défaut triphasé équilibré est appliqué sur ligne de transmission entre les bus 5 et 7, perturbations se produit dans le système qui se traduit par un angle de puissance oscillatoires.

Tableau III-2 Matrice admittance avant le défaut

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855					J5.4855		
3			-j4.1684						J4.1684
4	j8.4459			3.3074-j30.3937	-1.352+j11.6041	-1.9422+j10.5107			
5				-1.3652+j11.6041	3.8138-j17.8426		-1.1876+j5.9751		
6				-1.9422+j10.5107		4.1019-j16.1335			-1.2820+j5.5882
7		J5.4855			-1.1876+j5.9751		2.8047-j24.9311	-1.6171+j13.6980	
8							-1.6171+j13.6980	3.7412-j23.6424	-1.1551+j97843
9			J4.1684					-1.151+j9.7843	2.4371-j19.2574

Tableau III-3 Matrice admittance durant le défaut

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855							
3			-j4.1684						J4.1684
4	j8.4459			3.3074-j30.3937	-1.352+j11.6041	-1.9422+j10.5107			
5				-1.3652+j11.6041	3.8138-j17.8426				
6				-1.9422+j10.5107		4.1019-j16.1335			-1.2820+j5.582
7									
8								3.7412-j23.6424	-1.151+j9.7843
9			J4.1684			-1.2820+j5.5882		-1.1551+j9.7843	2.4371-j19.2574

Tableau III-4 Matrice admittance après le défaut.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855					jJ5.4855		
3			-j4.1684						J4.1684
4	j8.4459			3.3074-j30.3937	-1.352+j11.6041	-1.9422+j10.5107			
5				-1.3652+j11.6041	2.6262-j11.8675				
6				-1.9422+j10.5107		4.1019-j16.1335			-1.2820+j5.5882
7		J5.4855					1.6171-j18.9559	-1.6171+j13.6980	
8							-1.6171+j13.6980	3.7412-j23.6424	-1.1551+j97843
9			J4.1684			-1.2820+j5.5882		-1.151+j9.7843	2.4371-j19.2574

Toutes les impédances sont converties en admittances.

En fin, on élimine tous les nœuds sauf ceux avec un générateur et on obtient aussi les matrices admittances réduites suivantes .

La matrice admittance réduite avant le défaut est :

```
Yredavd=[0.846-j*2.988 0.287+j*1.513 0.210+j*1.226
        0.287+j*1.513 0.420-j*2.724 0.213+j*1.088
        0.210+j*1.226 0.213+j*1.088 0.277-j*2.368];
```

La matrice admittance réduite lors du défaut est :

```
Yredd=[0.657-j*3.8216 0.000+j*0.000 0.070+j*0.631
        0.000+j*0.000 0.000-j*5.486 0.000+j*0.000
        0.070+j*0.631 0.000+j*0.000 0.174-j*2.796];
```

Calcul de la matrice admittance après le débranchement défaut

La matrice admittance réduite après le débranchement du défaut est :

```
Yredapd=[1.181-j*2.229   0.138+j*0.726   0.191+j*1.079
          0.138+j*0.726   0.389-j*1.953   0.199+j*1.229
          0.191+j*1.079   0.199+j*1.229   0.273-j*2.342];
```

III-4 Application de la méthode de Euler .

Nous utiliserons pour cette résolution la méthode d'Euler parc qu'elle est la plus simple de résolution de l'équation différentielles ordinaires :

$$\frac{d\omega_i(t)}{dt} = \frac{\pi f}{H(i)} (\mathrm{P}_m - \mathrm{Pe}_i(t)\ )^{(k+1)}$$

$$\omega_i(t)^{(k+1)} = \omega_i t^{(k)} + \frac{d\omega_i(t)^{(k+1)}}{dt}.\Delta t$$

$$\frac{d\delta_i(t)^{(k+1)}}{dt} = \omega_i(t)^{(k+1)} - 2\pi f$$

$$\delta_i(t)^{(k+1)} = \delta_i(t)^{(k)} + \frac{d\delta_i(t)^{(k+1)}}{dt}.\Delta t$$

Ou δ_i: l'angle qui détermine la position du rotor des machines synchrones.

Pm_i: Les puissances mécaniques [unité relative], H : la constantes d'inertie, f = 50Hz,

Pe_i Les puissances électriques [unité relative], Wi : la vitesse

Figure III-3 Représentation angle delta Pour un temps de débranchement tc=0.16s

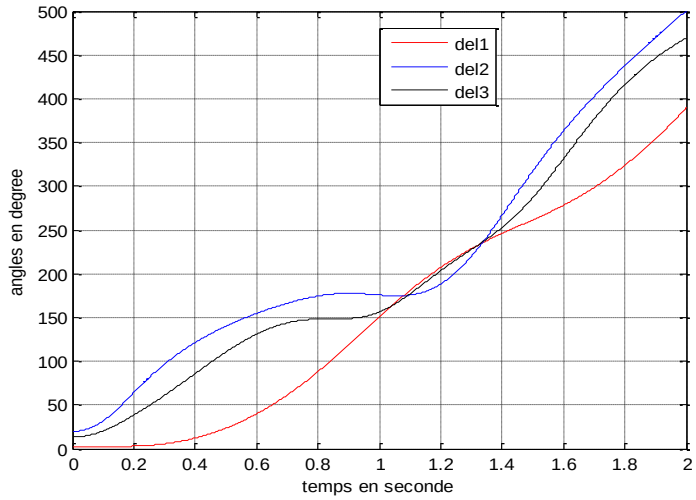


Figure III-4 Représentation angle différentielle delta i1 Pour un temps de débranchement tc=0.16s

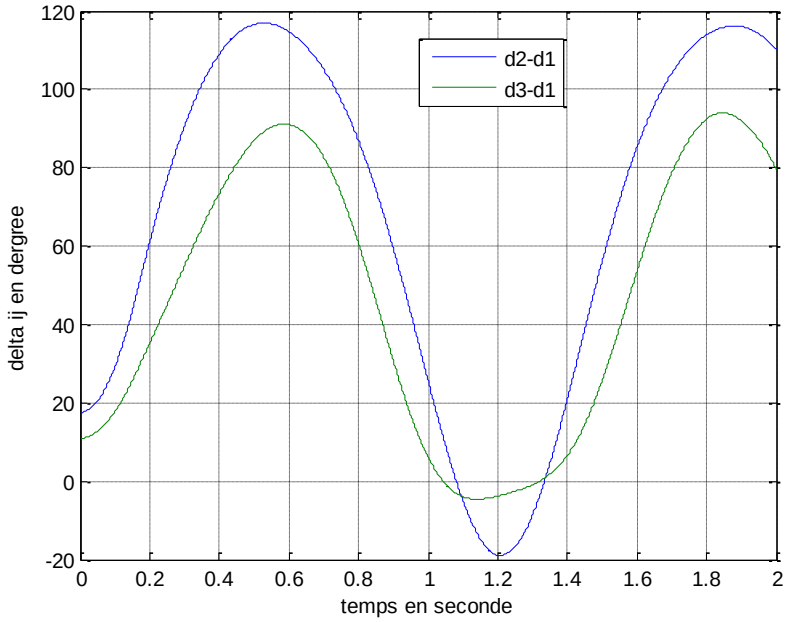


Figure III-5 Représentation angle delta Pour un temps de débranchement tc=0.18s

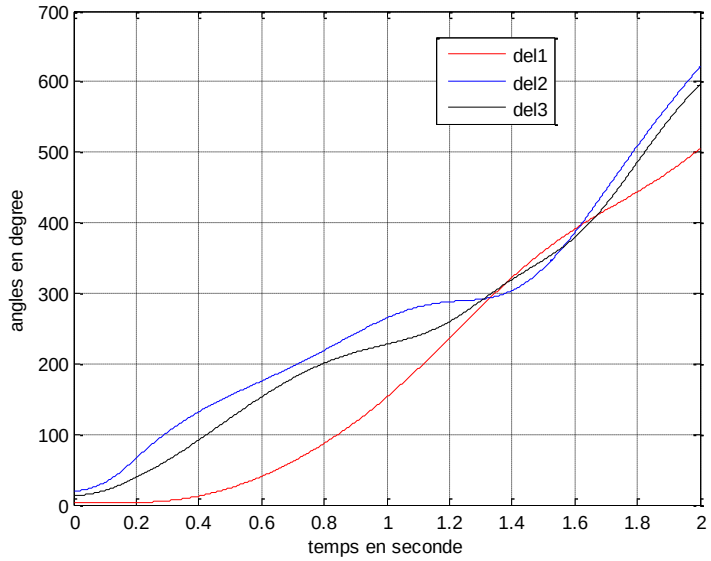


Figure III -6 Représentation angle delta différentielle delta i1 Pour un temps de débranchement tc=0.18s

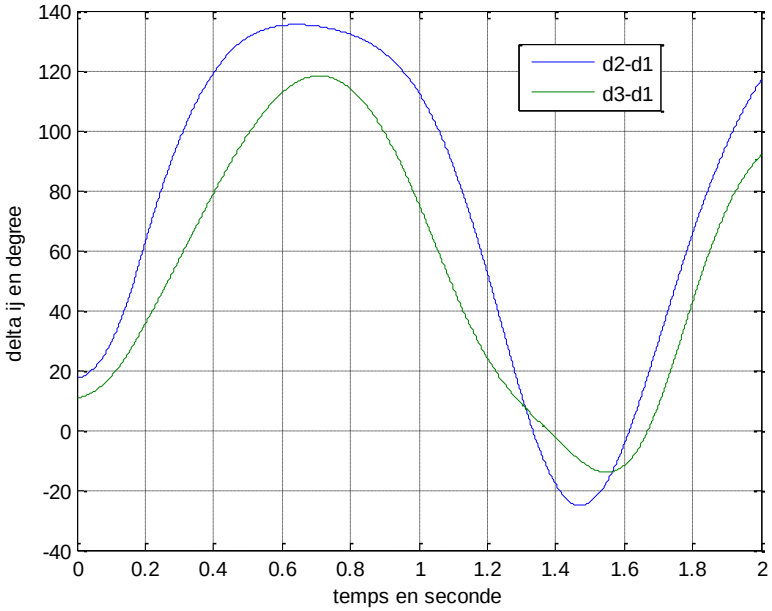


Figure III-7 Représentation angle delta Pour un temps de débranchement tc=0.186s

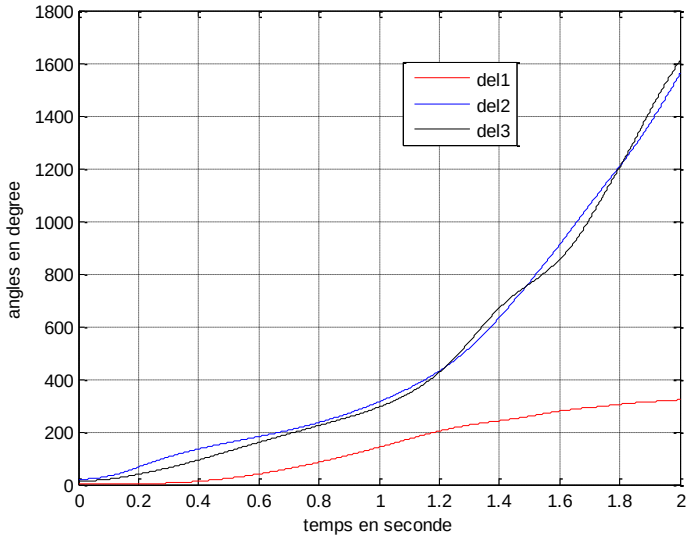


Figure III-8 La puissance électrique pour un temps de débranchement tc=0.18s

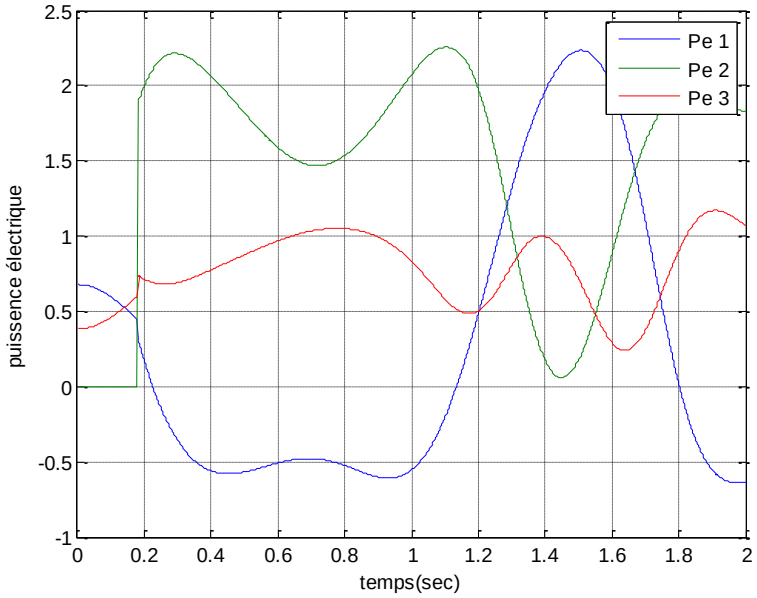
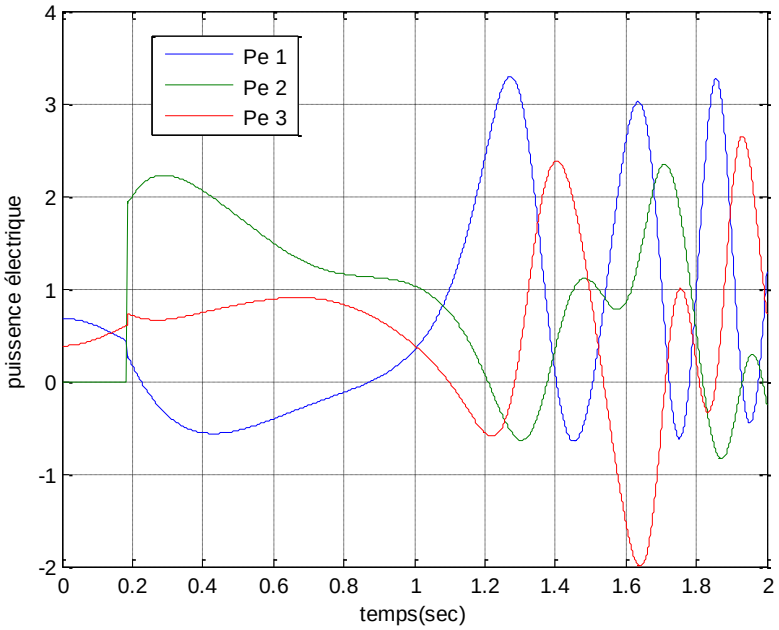


Figure III-9 La puissance électrique pour un temps de débranchement tc=0.186s



Dans les courbes des angles différentiels en fonction de temps $t_c = 0.16 \text{et } 0.18$ seconde la différence ne dépasse pas 180°, pour le temps $t_c = 0.186$ seconde le système se divise en deux systèmes , un groupe de machines stables et l'autre instables.

Le et le temps de débranchement limite de défaut $t_{deb} = 0.186$ secondes.

CONCLUSION GENERALE

L'analyses de la stabilité transitoire dans un système multi machines par la simulation temporelle des phénomènes électromécaniques et électromagnétique nous a permis de déterminer le temps critique d'élimination de défaut *td* ce qui permet au concepteur d'assurer qu'un court circuit éliminé par la protection de réseau n'entraîne pas de perte de synchronisme.

L'examen des courbes d'oscillation $\delta i(t)$ et $\delta ij(t)$ montrent que plus la durée du défaut est longue plus le mouvement de rotor va s'accélérer et son angle accroître et il risque que l'angle du rotor dépasse le point d'équilibre droit et par conséquent les machines perdent leurs synchronismes.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Bounouira Adlane, étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master en Electrotechnique, Université Constantine I,2014.

[2] M'hammedi Hamid , Amélioration de la stabilité du réseau électrique par l'utilisation des systèmes FACTS, Mémoire de magister université d'ADRAR,08 juin 2017.

[3] Rabah Benabid : « Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques » UAT, Laghouat 2007.

[4] Boutaba Samira «amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un QSVC », mémoire d'l'ingénieur d'état en électrotechnique, à université Hassiba Ben Bouali chlef, 09/06/2009.

[5] Hassen Badi, El-Harrach, "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par le critère d'égalité des aires élargi",Juin 2007, Ecole National Polytechnique, 10, AV. Algérie.

[6] Elbah Merieme,Brahil Ala ,analyse de la stabilité d'un réseaux électrique, Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master en Electrotechnique, Université Guelma juin,2012.