

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane Mira-Bejaïa
Faculté de technologie
Département d'électrotechnique



Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du Diplôme de Master II en électrotechnique

Option : Réseau Electrique

THEME

'un
un

Réalisé par :

- ✓ Kaci Lounes
- ✓ Hami messaoud

Encadré par :

M^f Medjdoub A
M^f Bouzidi A

Promotion 2013

Remerciements

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à Monsieur A.BOUZIDI et Monsieur A.MEDJDOUB de nous avoir encadré tout au long de la préparation de ce mémoire.

Nous exprimons également notre profonde reconnaissance pour le Président de jury et les membres de jury d'avoir accepté de juger notre travail.

A toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce mémoire.

DEDICACES

A la mémoire de mon père qui nous a quitté récemment que dieu l'accueil dans son vaste paradis. Je voulais tant que tu vives ce jour, Dieu a décidé autrement. Repose en paix très cher père.

Je tiens sincèrement à dédier ce modeste travail à ma très chère mère qui ma élevé et qui a sue me formé, encouragé et soutenu durant toute ma vie.

Qu'Allah puisse la garder éternellement heureuse. Merci du fond du cœur.

A mes frères, particulièrement à mon très cher frère Ferhat, Hafit et mes sœurs Naima et son mari, Djamila pour les conseils qu'ils n'ont cessé de me prodiguer durant toutes mes études.

A mes amies et toute la promotion Génie électrique 2013 (Sofiane, Imad, Karim, Farid, Fares, Nassim, Mouloud, Rafik)

A tous ceux qui me sont chers.

Kaci lounes

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail à toutes les
personnes que j'aime :*

- ❖ *A mes chers parents, qui n'ont jamais cessé d'apporter leurs soutiens et encouragements depuis mon existence.*

- ❖ *A mes biens aimés, mes frères, et ma sœur : ghani, yamine, mazigh, mounir et nadjet.*

- ❖ *A toute ma famille grande et petite*

- ❖ *A mes amies et toute la promotion Génie électrique 2013
(Sofiane, Karim, Farid, Farés, Nassim, goba, souad, chafi, khodo, bob, belka, hamo, zindine, kossaila, surtout souhilla en particulier)*

- ❖ *A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin et qui ont été d'un grand soutien*

hami messaoud

NOMENCLATURE ET ABREVIATIONS

D	: Coefficient d'amortissement
e'_d, e'_q	: f.e.m transitoire d'axe direct et d'axe en quadrature
e_x	: Tension d'excitation
e_q	: f.é.m. en régime permanent
H	: Constante d'inertie du groupe turboalternateur
M	: Moment d'inertie du groupe turboalternateur
P_a	: Puissance d'accélération
P_m	: Puissance mécanique développée par la turbine
$P_{e'}$: Puissance électrique développée par le générateur
P_{net}	: Puissance nette
t_D	: Couple d'amortissement
t_e	: Temps d'élimination du défaut
T_e	: Constante du temps du régulateur de tension
T_g	: Couple électrique du générateur
T_m	: Couple mécanique de la turbine
T_{net}	: Couple net
V	: Module de la tension aux bornes du générateur
x_d	: Réactances synchrones directe
x'_d	: Réactances transitoires directe
ω	: Vitesse rotorique
ω_0	: Vitesse rotorique de référence
δ	: Angle rotorique électrique
δ_{in}	: Angle rotorique par rapport à la référence machine
δ_m	: Angle rotorique mécanique
DLGF	: Double line to ground fault
ECR	: Energie Critique
LLF	: Line to line fault.
Pu	: per unit

SGLF : Single line to ground fault.

HVDC : High Voltage Direct Current

EHV : Extra High Voltage

HVDC : High Voltage Direct Current

UHV : Ultra High Voltage

Liste des figures.....	pages
I.1 : le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents	7
I.2 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	10
I.3 : Simple dérivation NF désigne un interrupteur normalement ferme, et NO un interrupteur normalement ouvert	11
I.4 : Double dérivation.....	12
I.5 : Coupure d'artère	12
II.1: Impédances connectées en Y	20
II.2: Séquence de générateur.....	23
II.3: Différentes composantes de réseau	25
II.4: Défauts SLGF.....	25
II.5: Connexion des composantes de réseau pour SLGF	26
II.6: Line -to -line fault	27
II.7: Connexions des composantes de réseau pour LLF	28
II.8: Défaut DLGF	28
II.9: Connexion des composantes de réseau pour DLGF	29
II.10: SLGF en un nœud k	30
II.11: LLF en un nœud k	31
II.12: Nœud typique d'un réseau	32
II.13: Nœud typique d'un réseau	33
III.1 : organigramme de l'évaluation de la stabilité transitoire.....	39
III.2 : Nœud typique d'un système de puissance	42
III.3 : Machine synchrone.....	46
III.4 : Une machine connectée à un nœud infini	51
III.5 : Circuit équivalent pour une machine connectée à un nœud infini.....	51
III.6 : Ligne p-q entre deux nœuds.....	53
III.7 : Défaut produit au nœud q	53
III.8 Critère d'égalité des aires appliqué à la machine équivalente (OMBI).....	55
IV.1 : topologie du réseau avant le défaut	63
IV.2 : Pe en fonction de l'angle rotorique avant le défaut	63

IV.3 : topologie du réseau pendant le défaut.	64
IV.4 : P_e en fonction de l'angle rotorique pendant le défaut	64
IV.5 : topologie du réseau après élimination du défaut	65
IV.6 : P_e en fonction de l'angle rotorique après le défaut	65
IV.7 : P_e en fonction de l'angle rotorique avant pendant et après le défaut	66
IV.8 : Variation de l'angle pour le cas instable	68
IV.9 : Variation de l'angle pour le cas stable.....	68

La liste des tableaux.....	page
I.1: Limites de fonctionnement du réseau de distribution.....	15
IV.1 : résultats des tensions de séquences aux accès	61
IV.2 : résultats des courants de séquences circulants dans chaque branche	62
IV.3 : résultats des tensions réelles aux accès.....	62
IV.4 : résultats des Courants réels circulants dans chaque branche.....	63
IV.5 : résultats tensions et puissances aux accès	64
IV.6 : Résultats de transit de puissance dans les lignes	64
IV.7 : calcul de temps critique pour chaque méthode.....	71

SOMMAIRE

Introduction generale	1
-----------------------------	---

Chapitre I

Generalite sur les reseaux electriques

I.1 introduction.....	4
I.2 LE RESEAU ELECTRIQUE	4
I.2.1 GRANDEURS ELECTRIQUES	5
I.2.2 DISPOSITION SPATIALE	5
I.2.3 DONNEES TEMPORELLES	6
I.2.4 LE RESEAU ELECTRIQUE ET SON ROLE.....	6
I.3 LES DIFFERENTS RESEAUX ELECTRIQUES.....	7
I.3.1 LE RESEAU DE TRANSPORT ET D'INTERCONNEXION.....	8
I.3.2 LE RESEAU DE REPARTITION.....	9
I.3.3 RESEAUX DE DISTRIBUTION	9
I.3.3.1 RESEAUX DE DISTRIBUTION A MOYENNE TENSION.....	10
I.3.3.2 RESEAUX DE DISTRIBUTION A BASSE TENSION.....	10
I.4 Schémas d'exploitation	10
I.5 Quelques problèmes survenant sur le réseau électrique.....	12
I.5.1 Tensions harmoniques	12
I.5.2. Coupures brèves	13
I.5.3 Creux de tension.....	13

I.5.4 Surtensions temporaires.....	13
I.5.5 Surtensions transitoires.....	14
I.6 Les réglages de tension.....	14
I.7 Conclusion	15

Chapitre II

Analyse des défauts de court circuit

II.1 INTRODUCTION	17
II.2 COMPOSANTES SYMETRIQUES	17
II.2.1 TRANSFORMATION DES COMPOSANTES SYMETRIQUES.....	17
II.2.2 PROPRIETES DE TCS	19
II.2.3 APPLICATION DE TCS SUR LES EQUATIONS DE PUISSANCE	20
II.3 IMPEDANCE DES COMPOSANTES SYMETRIQUES :	20
II.3.1 IMPEDANCES CONNECTEES EN-Y	20
II.3.2 LIGNE DE TRANSPORT	20
II.3.3 MACHINE ASYNCHRONE.....	22
II.3.4 IMPEDANCE DE TRANSFORMATEUR	23
II.3.5 LE GENERATEUR	24
II.4 Défaut monophasé à la terre (SLGF).....	26
II.5 Défaut biphasé (LINE-TO-LINE FAULT)	27
II.6 Défaut biphasé à la terre (DLGF) :	29
I.7 Analyse des défauts en utilisant la matrice Zbus	30
II.7.2 Défaut biphasé a la terre (DLGF) utilisant Zbus	31

II.7.3 Tensions des nœuds et courants de ligne durant le défaut.....	32
II.8 Analyse de défaut triphasé utilisant la matrice Z_{bus}	32
II.9 Conclusion	34

CHAPITRE III

Evaluation de la Stabilité Transitoire par Intégration Numérique

III.1 Introduction	35
III.2 Position du problème de la stabilité transitoire	35
III.3 Evaluation de la stabilité transitoire	36
III.4 Equations de performance du système a état d'équilibre	40
III.5 Calcul de l'écoulement de puissance	42
III.5.1 Calcul de l'écoulement par la méthode de Newton Raphson.....	42
III.5.2 Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Gauss Seidel	44
III.6 Equation mécanique du rotor	45
III.7 Model de la machine synchrone pour l'étude de la stabilité transitoire.....	50
III.8. Equations de performance du réseau pendant le défaut	52
III.8.1. Représentation des charges	52
III.8.2 Introduction des défauts symétriques dans les calculs de stabilité transitoire	52
III.8.3 Equations de performance	54
III.9 Critère d'égalité des aires	55
III.9.1 Calcul du temps d'élimination défaut critique	57

CHAPITRE IV

Résultats et interprétations

IV.1 Introduction.....	58
IV.2 Application.....	58
IV.2.1 Résultat de calcul des matrices admittances Ybus et impédance Zbus.....	60
IV.2.2 Calcul des courants de défaut.....	61
IV.2.3 Résultats de calcul du transite de puissances :.....	63
IV.3 Résultats de la stabilité transitoire	64
IV.3.1 Situation avant le défaut.....	65
IV.3.2 Situation pendant le défaut.....	66
IV.3.3 Situation après le défaut	67
IV.3.4 Résolution des équations par la méthode de Runge Kutta.....	69
IV.4 Conclusion	72
Conclusion générale	71

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

Ces dernières décennies, les réseaux d'énergie électrique ont considérablement augmenté en dimension et en complexité suite à leur développement et aux interconnexions de plus en plus nombreuses. L'introduction des EHV/UHV dans les réseaux de transport, des unités de production de grande puissance, des équipements spéciaux pour l'augmentation des capacités de transport des lignes (comme les régulateurs de l'angle de phase, compensateurs statiques et connexions HVDC) comptent parmi les développements importants enregistrés dans ce domaine d'activité.

L'augmentation de la demande en énergie électrique a poussé à l'interconnexion de plusieurs réseaux d'énergie, ce qui a engendré certains avantages comme l'utilisation optimale des moyens de production, l'assistance mutuelle entre système interconnecté, et l'amélioration de la fréquence. Cependant les réseaux deviennent plus grands et plus complexes, par conséquent leur étude et leur analyse deviennent plus difficiles, particulièrement l'étude de stabilité transitoire.

La tension et la fréquence sont les deux facteurs principaux déterminant la qualité de l'énergie électrique, ils doivent être maintenues dans les limites correspondant aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau. 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 de réglage adéquats et les mesures permettant d'améliorer cette capacité et le maintien dans des limites admissibles de ces deux grandeurs [1].

Les générateurs interconnectés produisent les couples qui dépendent du déplacement relatif aux angles des rotors. Ces couples agissent pour maintenir les générateurs au synchronisme. Suite à une perturbation, la nature non linéaire du couple de synchronisme peut ne pas conserver les angles des machines dans un état d'équilibre. Ainsi, un (ou plusieurs) générateur (s) peut (ou peuvent) perdre le synchronisme et le système devient alors instable.

L'étude de la stabilité transitoire traite de la capacité d'un réseau électrique à atteindre un régime permanent acceptable suite à une grande contingence. Le réseau, dans ces conditions, peut être considéré comme étant dans un processus de changement de configuration en trois phases : avant, pendant et après élimination de la contingence.

Durant la phase avant défaut, le réseau est habituellement dans un régime permanent stable. Le défaut survient, le réseau fonctionne alors dans les conditions de défaut (dit transitoire) avant que celui-ci ne soit éliminé par les dispositifs de protection. L'analyse de la stabilité est l'étude qui consiste à déterminer si les trajectoires des paramètres d'intérêt convergent vers un régime permanent acceptable après un certain temps d'élimination du défaut.

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

L'analyse de la stabilité transitoire est assurée par l'intégration numérique du système d'équations différentielles décrivant le comportement dynamique du réseau d'énergie électrique et ceci pour les perturbations les plus dangereuses que peut subir le réseau et pour les différentes situations (états du réseau avant la perturbation). Ce type d'analyse demande un temps de calcul très important et n'est applicable que pour l'étude off line.

Pendant de nombreuses années, les chercheurs ont essayé de développer des méthodes d'analyse applicables en temps réel. Il a été montré que certaines méthodes directes peuvent résoudre ce problème parce qu'elles fournissent directement des informations sur la stabilité du réseau sans recourir à la résolution du système d'équations différentielles après élimination du défaut. Plusieurs avancements dans ce domaine ont été enregistrés, mais il faut encore beaucoup d'efforts pour que les méthodes directes soient applicables pour l'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire.

Notre objectif dans ce présent travail est de faire une étude de la stabilité transitoire de réseaux électriques en présence de défaut symétrique.

Nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques.

Le deuxième chapitre, est consacré à l'analyse de court-circuit sur les réseaux électriques. Les méthodes de calcul des différents courants et tensions pour tous les types de défaut seront étudiées.

Dans le troisième chapitre, nous étudions le problème de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique. Nous posons, d'abord le problème de la stabilité transitoire, puis nous présentons la méthodologie globale de calcul de stabilité transitoire avec la prise en compte de défaut symétrique et nous développons enfin les différentes étapes de ces calculs en établissant : les équations de performance du système en état d'équilibre et pendant le défaut, l'équation mécanique du rotor (swing equations) et le modèle de la machine synchrone pour notre étude.

Dans le dernier chapitre, nous présentons les résultats de simulation de la stabilité transitoire par rapport aux défauts symétriques appliqués sur un réseau de cinq nœuds et deux générateurs. Enfin, nous terminons notre travail avec une conclusion et des recommandations pour des travaux ultérieurs.

CHAPITRE I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 introduction :

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs [2]. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système.

I.2 Le réseau électrique :

Un réseau, est d'abord défini par un certain nombre de fonctions et de comportements d'ensemble, qu'il faut mettre en œuvre, maîtriser grâce à une **conception** et une **exploitation** convenables. Ce sont ensuite des **ouvrages** et des **matériels** (lignes aériennes et souterraines, postes, câbles, appareillage, transformateurs, parafoudres, etc..) qui, assemblés, forment le réseau physique ; leur qualité conditionne très largement celle du réseau, donc celle de la desserte en électricité de ses clients. C'est enfin tout un **ensemble d'automatismes et de transmission d'informations et de commandes**, ensemble coordonné, donc système nerveux absolument indispensable à la protection des ouvrages et des matériels, à la robustesse du réseau vis-à-vis des défaillances internes et des agressions extérieures telles la foudre et les conditions climatiques extrêmes.

L'énergie électrique est généralement produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation, constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable. Un réseau électrique peut être de petite puissance ou de grande puissance (à l'échelle d'un pays).

Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de :

- ❖ grandeurs électriques,
- ❖ disposition spatiale,

- ❖ données temporelles.

I.2.1 Grandeurs électriques :

Les grandeurs d'un réseau électrique sont :

- ❖ La fréquence : 50 ou 60 Hz selon les pays.
- ❖ La tension de quelques centaines de volts à quelques centaines de kV, selon les parties du réseau.

Ces grandeurs de base sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles ; laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées. La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie mécanique de différentes sources, et consommée également sous forme thermique ou mécanique par les récepteurs, la puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau.

Il faut noter qu'en régime dynamique, l'énergie active est « stockée » par les machines tournantes (inertie), et que l'énergie réactive l'est également, sous forme magnétique (ex transformateurs ou machines tournantes) ou capacitive (ex. câbles). [3]

I.2.2 Disposition spatiale :

La structure topologique d'un réseau électrique est à échelle [3] :

- ❖ des continents,
- ❖ des pays, des régions,
- ❖ des sites industriels (centaines de mètres à dizaines de kilomètres),
- ❖ des bâtiments du tertiaire.

Dans les deux premiers cas il y a trois niveaux dans l'acheminement d'énergie :

- ❖ le transport,
- ❖ la répartition,
- ❖ la distribution.

I.2.3 Données temporelles :

Les variations de l'équilibre entre l'offre et la demande énergétiques entraînent des perturbations des grandeurs électriques que sont la fréquence et la tension que l'on doit maintenir dans des fourchettes acceptables. [3]

I.2.4 Le réseau électrique et son rôle :

Les premières centrales électriques ont été construites par des industries pour s'autoalimenter en courant continu. L'usage public de l'électricité n'a réellement débuté qu'après l'Exposition Universelle de 1881. Les premières concessions municipales de production et de distribution d'électricité sont alors faites à des entreprises privées ou à des régies municipales pour l'éclairage public et l'alimentation de particuliers.

Le courant alternatif s'est généralisé avec l'évolution technologique qui a permis d'adapter les tensions à des puissances importantes grâce aux transformateurs. [4]

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. En effet, celle-ci est un enjeu à la fois financier et de sécurité pour les biens matériels et des personnes. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leurs propagations. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs. [2]

L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale. [2].

Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité. [2]

I.3 Les différents réseaux électriques :

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'acheminer jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit par la performance économique. La structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant aux différents réseaux

électriques (cf. fig. I.1). Il est à noter qu'il n'existe aucune structure unique à travers le monde, et que le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Mais en général, le nombre de niveaux de tensions est limité à trois ; d'ailleurs en 1983 la publication CEI 38 a formulé des recommandations pour les niveaux de tension des réseaux 50 et 60 Hz. Cependant, afin de mieux comprendre les intérêts de ce découpage, les paragraphes suivants présentent chaque réseau avec : sa finalité, son niveau de tension et sa structure [5].

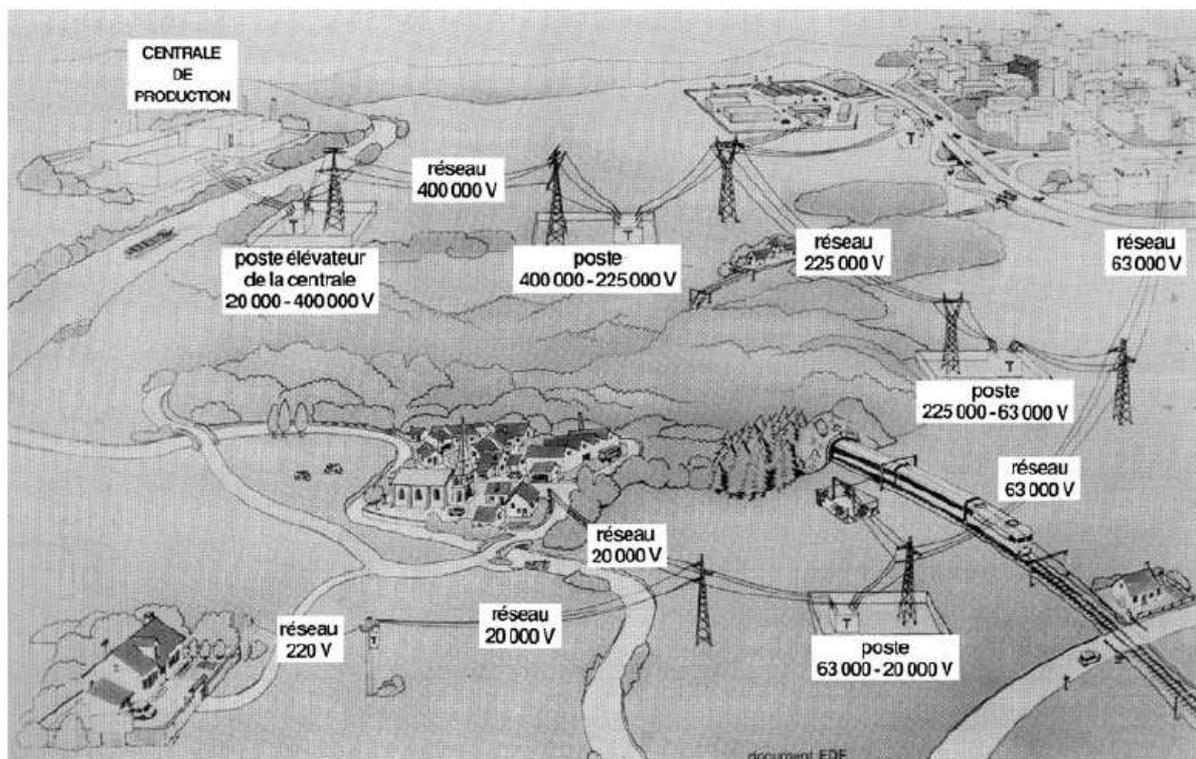


Figure. I.1 : le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents. [5]

I.3.1 Le réseau de transport et d'interconnexion :

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur de grandes distances et de la diriger. Ses lignes atteignent des milliers de kilomètres, par exemple 20 000 km pour le réseau 400 kV français. La finalité de ce réseau est triple :

- une fonction de "transport" dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation ;

- une fonction “d’interconnexion nationale” qui gère la répartition de l’offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande ;
- une fonction “d’interconnexion internationale” pour gérer des flux d’énergie entre les pays en fonction d’échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés à très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux.

La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien, les tensions sont généralement comprises entre 225 et 400 kV, quelques fois 800 kV (ex : 765 kV en Afrique du sud). L’utilisation de ces tensions élevées est liée à un objectif économique. En effet pour une puissance donnée, les pertes en ligne par effet Joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension :

$$P = k / U^2, \text{ avec}$$

U = tension du réseau, k = une constante fonction de la ligne.

L’utilisation d’une tension basse entraînerait des sections de câble tout à fait inadmissibles. L’usage des tensions élevées se trouve donc imposé malgré les contraintes d’isolement qui se traduisent par des coûts de matériel plus importants, la solution la plus facile étant l’utilisation de lignes aériennes. Dans tous les cas, le choix d’une tension de transport est avant tout un compromis technico-économique, fonction des puissances à transporter et des distances à parcourir.

L’aspect sûreté est fondamental sur ces réseaux. En effet toute défaillance à ce niveau entraîne d’importantes reptures d’alimentation pour l’ensemble des points de consommation. Ainsi en 1965, 30 millions de personnes ont été privées d’électricité pendant 12 heures aux Etats-Unis.

Les protections de ces réseaux doivent donc être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l’énergie électrique est surveillée et gérée en permanence. [5]

I.3.2 Le réseau de répartition

La fonction de ce réseau est avant tout d’acheminer l’électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

- soit du domaine public avec l’accès au réseau de distribution MT,
- soit du domaine privé avec l’accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à » 10 MVA) livrés directement en HT. Dans un pays où le nombre d’abonnés est très

faible (ex: 600 en France). Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,...

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Dans ce domaine, les politiques de respect de l'environnement et de protection des sites (zones protégées) s'opposent souvent à la construction des lignes. En conséquence, la pénétration du réseau de répartition jusque dans les zones à forte densité de population est de plus en plus difficile et coûteuse. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV. Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux. [5]

I.3.3 Réseaux de distribution :

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution **MT**. Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Pour des raisons de coût et de simplicité technique, Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée. [2]

I.3.3.1 Réseaux de distribution à moyenne tension :

Les réseaux de distribution a moyenne tension sont caractérisés par :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.3.3.2 Réseaux de distribution à basse tension :

Les réseaux de distribution a basse tension est caractérisés par :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

I.4 Schémas d'exploitation:

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution. Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT 1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (Figure I.2.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (Figure I.2.b) et le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attache (Figure I.2.c). [4]

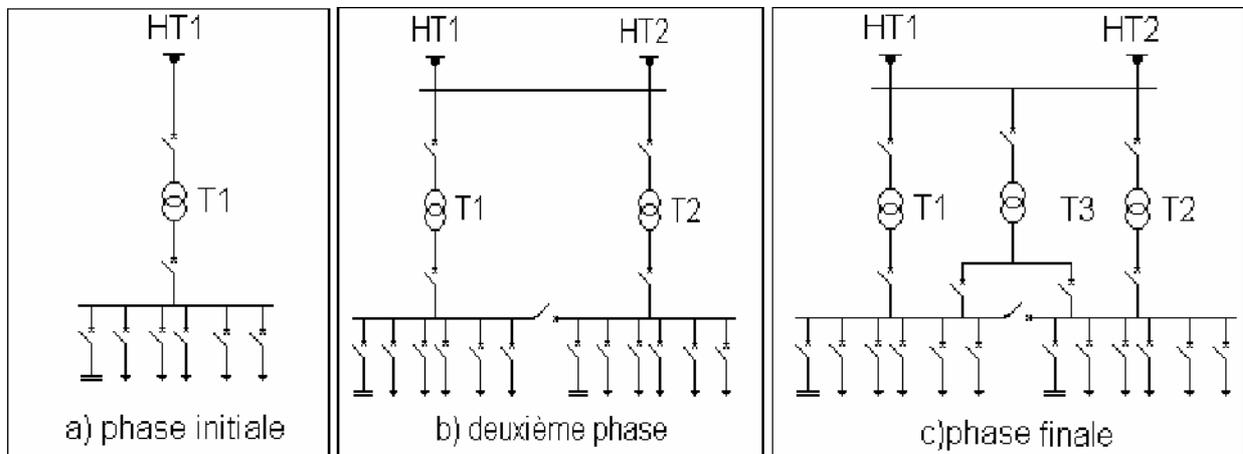


Figure (I. 2) : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame.

Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste. [4]

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés. [1]

➤ **Les lignes ou départs HTA :**

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité de charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains. [4]

➤ **Réseaux HTA aériens :**

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (figure I.3), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés.

Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. [4]

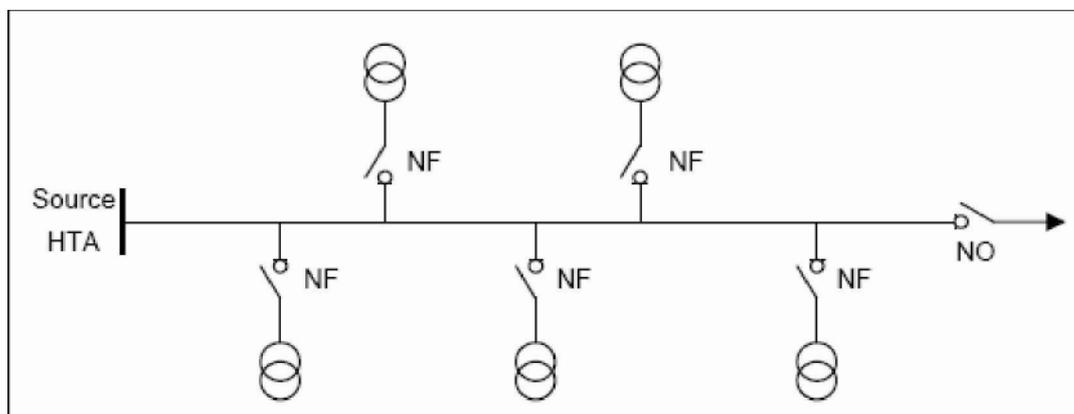


Figure (I.3) : Simple dérivation

NF désigne un interrupteur normalement fermé, et NO un interrupteur normalement ouvert.

➤ **Réseaux HTA souterrains :**

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure I.3) ou en coupure d'artère (figure I.4). [4]

En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long.

Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. [4]

Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notable du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages. [4]

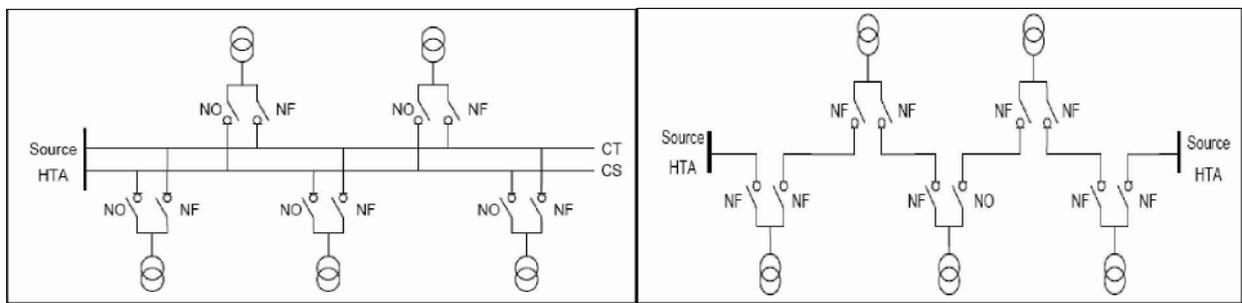


Figure (I.4): Double dérivation

Figure (I.5) : Coupure d'artère

I.5 Quelques problèmes survenant sur le réseau électrique :

Les réseaux électriques sont souvent victimes de différents types de perturbations comme :

I.5.1 Tensions harmoniques :

- ✓ **Description:** Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (50 ou 60 Hz). On considère dans la présente définition les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés.
- ✓ **Causes :** Les harmoniques sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc [6].

I.5.2. Coupures brèves :

- ✓ **Description :** Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute.
- ✓ **Causes :** La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0,5 à 1,5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection [6].

I.5.3 Creux de tension :

- ✓ **Description:** Les creux de tension sont des réductions soudaines de plus de 10% de la tension nominale, suivies de son rétablissement après une courte durée variant entre 8 millisecondes et une minute.
- ✓ **Causes :** Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière [6].

I.5.4 Surtensions temporaires :

- ✓ **Description :** Les surtensions temporaires sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110% de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute.
- ✓ **Causes:** Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de ferrorésonance. Le plus souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors de courts-circuits monophasés à la terre, par exemple [6].

I.5.5 Surtensions transitoires :

- ✓ **Description:** On classe généralement dans cette catégorie les perturbations de très courte durée, qui durent typiquement moins d'un demi-cycle, c'est-à-dire de

quelques microsecondes (μs) à plusieurs millisecondes (ms). Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composants électroniques.

- ✓ **Causes :** Les surtensions peuvent être reliées à des manœuvres sur les lignes et les équipements en réseau, notamment des commutations de batteries de condensateurs qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie superposée à l'onde fondamentale et présentent une fréquence généralement comprise entre 100 Hz et 9 kHz, et d'une dur de crête inférieure à 1/2 cycle ; la foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde [6].

I.6 Les réglages de tension :

La tension et la fréquence sont des paramètres très importants pour l'exploitation d'un système électrique. En effet, ces grandeurs sont les garants du bon fonctionnement de l'exploitation du réseau tant du point de vu du consommateur, dont certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vu de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garanti une bonne qualité et une bonne continuité de service. Ceux-ci fixent la plage de variation limites en tension devant être respectées en chaque point de livraison ainsi que le limites de fonctionnement au delà des quelles des systèmes de coupure telles que les protections de découplage doivent intervenir. Pour le cas des réseaux de distribution, les limites de fonctionnement sont données par le Tableau. [2]

Tableau (I.1): Limites de fonctionnement du réseau de distribution.

	Tension et fréquence normales	Déviations maximales de tensions autorisées	Marges de variations de fréquences autorises
BT	Un=4V Fn=50Hz	+6% / -10%	$\pm 0.05\text{Hz}$
HTA	Un=20kV- Fn=50Hz	$\pm 5\%$	$\pm 0.05\text{Hz}$

Les variations de puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme la période de la journée, les saisons ou encore les secteurs de consommations (tertiaires, industriels ou résidentiels). Or, cet équilibre entre la production

et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension. Ainsi, plus la production est importante par rapport à la consommation plus la tension sera élevée et inversement. La tension évolue donc également en permanence, le paragraphe suivant expose quels sont les dispositifs de réglage permettant de conserver la tension dans les limites admissibles. [2]

Les charges présentes sur le réseau électrique consomment une certaine quantité de puissance active mais également une part plus ou moins importante de puissance réactive selon leurs types et leurs caractéristiques. Cette puissance réactive appelée est en partie fournie par les groupes de productions connectés au réseau de transport ou encore par des dispositifs de compensations d'énergie réactive. Cependant, le transit de puissance réactive n'est pas idéal. En effet, pour ce niveau de tension, les lignes ont un caractère plus inductif que résistif, le transit de puissance réactive induit donc de forte chute de tension. De plus, le fait de faire transiter de la puissance réactive dans une ligne diminue la puissance active maximale transmissible par celle-ci. [7]

I.7 Conclusion :

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répandue car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable. Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures dont le but est d'acheminer l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité (charge).

La conception, et le fonctionnement d'un réseau électrique, nécessitent que soient effectuées, différentes analyses de son comportement, aussi bien en situation normale, qu'anormale, l'objectif étant, d'assurer un haut niveau de sécurité, de fiabilité et un coût de production optimal. Pour ce faire, une simulation du fonctionnement du réseau sera réalisée et ce, par la modélisation de chacun de ses différents composants et la mise en œuvre de méthode d'analyse.

Parmi ces analyses nous citerons :

- ❖ L'évaluation des paramètres des lignes
- ❖ Les performances des lignes et des compensations
- ❖ L'écoulement d'énergie
- ❖ Les situations de défauts symétriques et dissymétriques
- ❖ La stabilité de fonctionnement du réseau.

CHAPITRE II

Analyse des défauts de court circuit

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons étudier les défauts de court circuit, calculer les tensions de tous les accès et les courants circulants dans les lignes en utilisant les composantes symétriques. Cela nous permet de calculer en composantes symétriques le courant de défaut grâce à la matrice de transformation en détermine pour chaque phase (a, b et c) les courants de lignes pour chaque phase et les tensions aux nœuds, l'analyse des ces différents défauts est faite en utilisant la matrice impédance Z_{bus} .

II.2 composantes symétriques

Dans des conditions de fonctionnement déséquilibré, l'approche pratique la plus utilisée est celle basée sur l'utilisation de la transformation des composantes symétriques. Celle-ci transforme les variables du système de phases (a, b, c) vers un système formé des composantes symétriques dénommées : direct (positif), inverse (négatif) et homopolaire (Zéro). Ces composantes sont notées respectivement par l'indice (1, 2, 0).

Les réseaux ainsi formés, sont indépendants et ils sont connectés qu'aux points de défauts, (pour le cas d'un défaut non symétrique).

Les charges ainsi que les lignes de transport peuvent être représentées par des éléments passifs, les machines synchrones par des sources de tension, leur f.e.m interne est de type direct (pas de production de f.e.m inverse ou homopolaire). Il n'y a aucune puissance résultante de la combinaison des tensions directes avec les courants inverses et homopolaires, et par suite la puissance produite par la machine et la puissance synchronisante entre chaque paire de machine synchrone du réseau sont de type direct.

En conséquence dans le cas d'un défaut équilibré le réseau direct est d'un intérêt primordial dans l'étude de la stabilité, alors que les autres réseaux (inverse et homopolaire) ont peu d'influence.

II.2.1 transformation des composantes symétriques (TCS)

Le principal intérêt des composantes symétriques résulte du fait qu'elles permettent de représenter un réseau déséquilibré par trois systèmes équilibrés indépendants :

a- Système direct (positif) : Il comporte trois phases égales en module et décalées entre elles de 120° , et possède la même séquence de phase que celui du système réel déséquilibré.

b- Système inverse (négatif) : Il comporte trois phases égales en module et décalées entre elles de 120° , la séquence de phase que possède ce système est inverse par rapport au système réel déséquilibré.

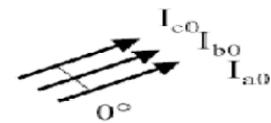
c- Système homopolaire (zéro) : Ce système comporte trois phases géométriquement parallèles, égales en tension.

On définit par I_a , I_b et I_c les courants de phases du système quelconque, la détermination de ces courants est donnée par la résolution du système d'équation suivant :

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 \\ I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 \end{aligned} \tag{II.1}$$

On définit l'opérateur a par :

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0,866$$

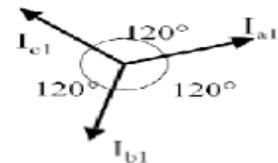


zero sequence

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0,866$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 + j0$$

Il est clair que : $1 + a + a^2 = 0$

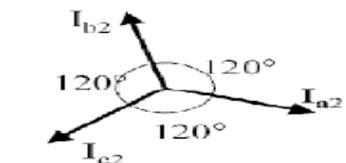


abc sequence
positive sequence

$$I_a^1 = I_a^1 \angle 0^\circ = I_a^1$$

$$I_b^1 = I_a^1 \angle 240^\circ = a^2 I_a^1$$

$$I_c^1 = I_a^1 \angle 120^\circ = a I_a^1$$



acb sequence
negative sequence

$$I_a^2 = I_a^2 \angle 0^\circ = I_a^2$$

$$I_b^2 = I_a^2 \angle 240^\circ = a^2 I_a^2$$

$$I_c^2 = I_a^2 \angle 120^\circ = a I_a^2$$

Soit en écriture matricielle :

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{pmatrix} \quad (\text{II.2})$$

Ou :
$$I^{abc} = AI^{012} \quad (\text{II.3})$$

Avec :
$$A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \quad (\text{II.4})$$

A est la matrice de transformation de **FORTSCUE**, elle représente le passage des variables symétriques I^{012} vers les variables de phases I^{abc} [9].

Le passage entre des variables de phases vers les variables symétriques est comme suit :

$$I^{abc} = A^{-1} I^{012} \quad (\text{II.5})$$

Avec :
$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \quad (\text{II.6})$$

Soit :
$$A^{-1} = \frac{1}{3} A^* \quad (\text{II.7})$$

De même :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{pmatrix} \quad (\text{II.8})$$

Ou :

$$V^{abc} = AV_a^{012} \quad (\text{II.9})$$

II.2.2 Propriétés de TCS

En général, dans un réseau électrique supposé linéaire on peut écrire :

$$V^{abc} = Z^{abc} I^{abc} \quad (\text{II.10})$$

De (II.3) et (II.9) on tire :

$$Z^{012} = A^{-1}Z^{abc}A \quad (\text{II.11})$$

Dans le cas où la matrice admittance du réseau électrique est utilisée, on obtient :

$$I^{abc} = Y^{abc}V^{abc} \quad (\text{II.12})$$

$$I^{012} = Y^{abc}V_a^{012} \quad (\text{II.13})$$

Ou :

$$Y^{012} = A^{-1}Y^{abc}A \quad (\text{II.14})$$

L'avantage principal de la transformation des composantes symétrique A est que Z^{012} et Y^{012} sont diagonales, chose qui rend les composantes symétriques (0, 1,2) découplées.

II.2.3 Application de TCS sur les équations de puissance

L'étude et l'analyse du fonctionnement du réseau électrique sont basées sur le calcul de la puissance transitée dans les lignes.

La puissance complexe dans les trois phases est donnée par [9] :

$$S_{(3\phi)} = V^{abcT} I^{abc*} \quad (\text{II.15})$$

On remplaçant les équations (II.3) et (II.9) dans (II.15) on obtient :

$$\begin{aligned} S_{3\phi} &= (AV_a^{012})^T (AI_a^{012})^* \\ &= V_a^{012T} A^T A^* I_a^{012*} \end{aligned} \quad (\text{II.16})$$

Comme: $A = A^T$ et $A^T A^* = 3$ la puissance complexe devient :

La puissance apparente peut être aussi exprimée en termes des composantes symétriques,

$$S_{(3\phi)} = 3(V^{012T} I^{012*}) \quad (\text{II.17})$$

$$S_{(3\phi)} = V_a^0 I_a^{0*} + V_a^1 I_a^{1*} + V_a^2 I_a^{2*} \quad (\text{II.18})$$

II.3 Impédance des composantes symétriques :

C'est l'impédance d'un équipement ou d'un composant face au courant des différentes séquences : [9]

- ✓ l'impédance directe : notée par Z^1 .
- ✓ l'impédance inverse : notée par Z^2 .

✓ l'impédance homopolaire: notée par Z^0 .

II.3.1 impédances connectées en-Y

Une charge triphasée équilibrée, comportant des selfs et des éléments mutuels est représentée sur la figure (I.1) le neutre de la charge est mis à la terre à travers une impédance Z_n

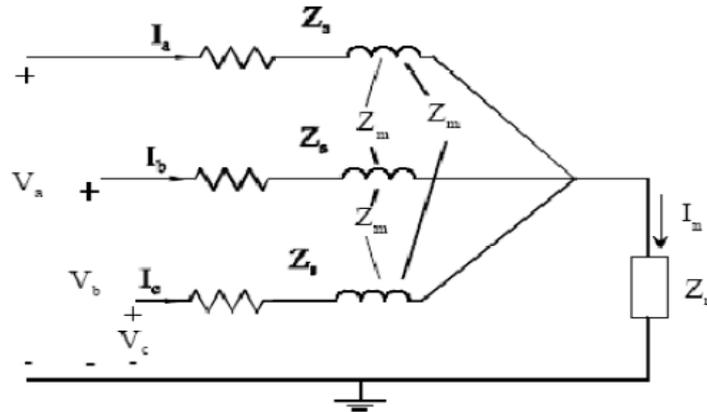


Figure (II.1) : Impédances connectées en Y

Les tensions ligne-terre sont :

$$\begin{aligned} V_a &= Z_s I_a + Z_m I_b + Z_m I_c + Z_n I_n \\ V_b &= Z_m I_a + Z_s I_b + Z_m I_c + Z_n I_n \\ V_c &= Z_m I_a + Z_m I_b + Z_s I_c + Z_n I_n \end{aligned} \quad (II.19)$$

D'après la loi de Kirchhoff (loi des nœuds) :

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (II.20)$$

En remplaçant I_n dans (II.18) et écrivant cette équation en une forme matricielle soit:

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (II.21)$$

Ou bien :

$$V^{abc} = Z^{abc} I^{abc} \quad (II.22)$$

Avec :

$$Z^{abc} = \begin{pmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{pmatrix} \quad (II.23)$$

En écrivant V^{abc} , I^{abc} en termes de leurs composantes :

$$AV_a^{012} = Z^{abc} AI_a^{012} \quad (II.24)$$

Multipliant (II.23) par A^{-1} on trouve :

$$V_a^{012} = A^{-1}Z^{abc}AI_a^{012} = Z^{012}I_a^{012}$$

$$\text{Avec : } Z^{012} = A^{-1}Z^{abc}A$$

Remplaçant par chaque terme de Z^{012} on trouve :

$$Z^{012} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}$$

$$Z^{012} = \begin{pmatrix} Z_s + 3Z_n + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{pmatrix}$$

Lorsque $Z_m = 0$ la matrice impédance Z^{012} est donnée comme suit :

$$Z^{012} = \begin{pmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{pmatrix} \quad (\text{II.25})$$

On remarque bien que la matrice Z^{012} est diagonale, par conséquent, pour une charge équilibrée, les trois séquences sont indépendantes [9].

II.3.2 Ligne de transport

Pour les lignes de transport, la séquence de la phase n'a aucun effet sur l'impédance de la ligne, car les tensions et les courants rencontrent la même géométrie de la ligne indépendamment de la séquence, donc les impédances de la séquence positive et négative sont égales $Z^1 = Z^2$ [9].

Pour l'impédance homopolaire de la ligne de transport on a [19] :

$$\text{Avec : } Z^0 = R_0 + \mu_0 \frac{\omega}{8} + j\mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(\frac{D_e}{d_0} \right) \text{ en } \frac{\Omega}{m} \quad (\text{II.26})$$

$$D_e = 1650 \sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$$

Tel que μ_0 : La perméabilité du vide.

ω : Pulsation du réseau ($2\pi f$).

f : Fréquence du réseau

d_0 : Rayon affectif du conducteur

ρ : Résistivité du sol et R_0 la résistance du conducteur

II.3.3 Machine synchrone

Pour la machine synchrone, toutes les séquences de l'impédance Z^{012} sont purement réactives [9].

1-Composante directe

Du comportement de la machine juste après l'apparition du défaut, on distingue trois régimes qui se suivent chronologiquement dans le temps :

- Régime subtransitoire : représenté par l'impédance subtransitoire JX_d'' , à ce moment $Z^1 = JX_d''$ (cas où le premier cycle après l'apparition de défauts est d'intérêt).
- Régime transitoire : représenté par l'impédance JX_d' à ce moment $Z^1 = JX_d'$ (cas où les 3 ou 4 premiers cycles après l'apparition du défaut sont d'intérêt).
- Régime permanent : représenté par l'impédance $Z^1 = JX_d$.

La composante Z^1 de la machine synchrone peut être obtenue expérimentalement et ceci en court-circuitant le stator de la machine en fonctionnement à vide sous une excitation à tension réduite. La mesure de courant pour chaque régime permet de calculer les différentes valeurs de la réactance [9].

$$X_d = \frac{1}{|I_d|} pu$$

$$X_d' = \frac{1}{|I_d'|} pu$$

$$X_d'' = \frac{1}{|I_d''|} pu$$

2- Composante inverse

La composante négative ou inverse est généralement déterminée expérimentalement en alimentant la machine par un système de tension inverse acb et en court-circuitant le rotor (excitation nulle).

L'impédance inverse X^2 a pour valeur : $X^2 \cong X_d''$ [9].

3- Composante homopolaire

La composante homopolaire ou zéro est généralement déterminée en alimentant la machine par un système de tensions égales et en court-circuitant le rotor [9].

La réactance homopolaire est approximativement égale à la réactance de fuite X_l [8].

$$X^0 = X_l \quad [9]$$

II.3.4 Impédance de transformateur

1-Composantes positive et négatives

Les composantes positives et négatives sont obtenues par un essai en court-circuit.

$$Z^1 = Z^2 = Z_l \quad (\text{II.27})$$

$$Z_l = jX_l \quad (\text{II.28})$$

Où X_l est la réactance de fuite de transformateur, notant que Z^1, Z^2 sont indépendantes du couplage du transformateur. [9]

2- Composante homopolaire

La composante homopolaire Z^0 dépend des connexions du primaire et du secondaire du transformateur. Expérimentalement elle est obtenue en alimentant les trois phases de l'un des deux cotés par une même tension sinusoïdale, et en court-circuitant ou en ouvrant l'autre côté, selon le type de connexion du transformateur [9].

II.3.5 Le générateur

La figure (II.2) représente un générateur synchrone alimentant une charge triphasée avec un neutre mis à la terre à travers une impédance Z_n .

La machine synchrone génère des f.é.m internes triphasées équilibrées représentées par :

$$E^{abc} = \begin{pmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{pmatrix} E_a \quad (\text{II.29})$$

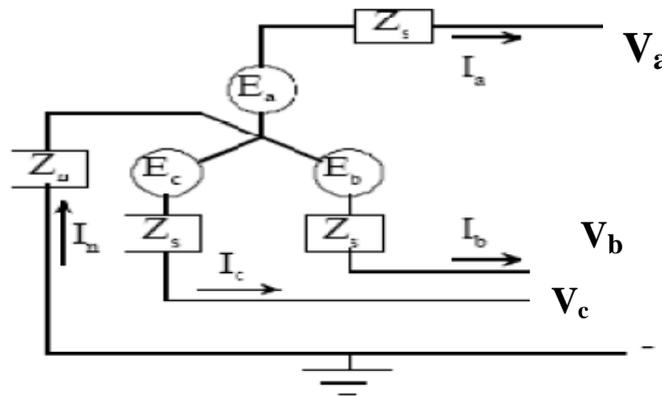


Figure (II.2) : Séquence de générateur [9].

La machine alimente une charge triphasée équilibrée, en appliquant la loi de Kirchhoff dans chaque phase on obtient :

$$\begin{aligned} V_a &= E_a - Z_s I_a - Z_n I_n \\ V_b &= E_b - Z_s I_b - Z_n I_n \\ V_c &= E_c - Z_s I_c - Z_n I_n \end{aligned} \quad (\text{II.30})$$

Substituant par $I_n = I_a + I_b + I_c$, et écrivant (II.29) en une forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (\text{II.31})$$

Ou bien :

$$V^{abc} = E^{abc} - Z^{abc} I^{abc} \quad (\text{II.32})$$

Soit

$$AV_a^{012} = AE_a^{012} - Z^{abc} AI_a^{012}$$

Multipliant par A^{-1} on trouve :

$$\begin{aligned} V_a^{012} &= E_a^{012} - A^{-1} Z^{abc} AI_a^{012} \\ V^{abc} &= E^{012} - Z^{012} I^{012} \end{aligned} \quad (\text{II.33})$$

Avec : $Z^{012} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}$

$$Z^{012} = \begin{pmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{pmatrix} \quad (\text{II.34})$$

Comme la f.e.m générée est équilibrée, il y a que la composante directe

$$E_A^{012} = \begin{pmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{II.35})$$

Et l'équation (II.32) devient alors :

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{pmatrix} \\ V_a^0 &= 0 - Z^0 I_a^0 \\ V_a^1 &= E_a - Z^1 I_a^1 \\ V_a^2 &= 0 - Z^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (\text{II.36})$$

Ces trois équations sont représentées par les trois composantes équivalentes :

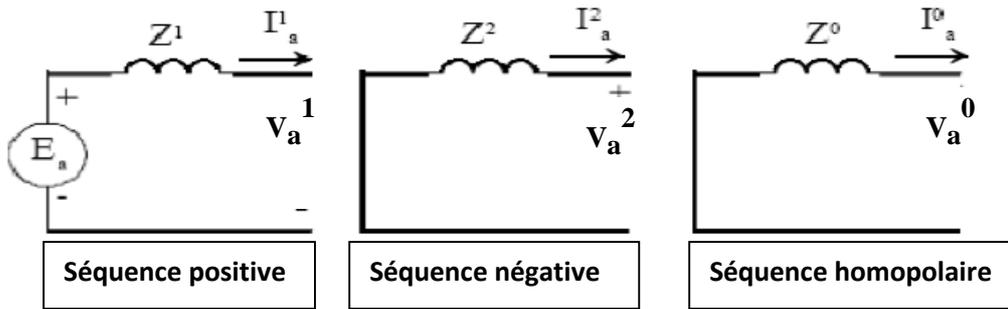


Figure (II.3) : Différentes composantes de réseau [9].

II.4 Défaut monophasé -terre (SLGF)

Le défaut monophasé-terre (ou Single line -to -ground fault) qui est illustré sur la Figure (II.4).

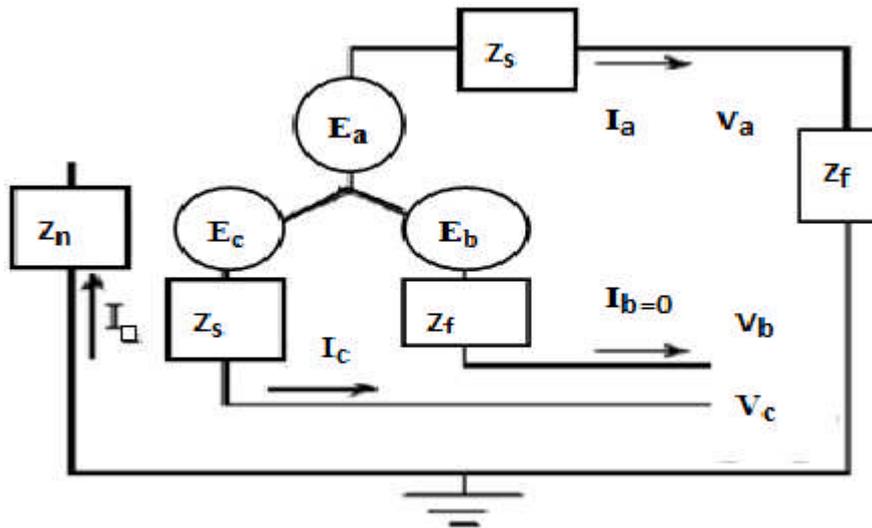


Figure (II.4) : Défauts SLGF [9].

Supposant un SLGF dans la phase *a* d'impédance Z_f , le générateur est supposé non chargé initialement, les conditions limites au point de défaut sont :

$$V_a = Z_f I_a \tag{II.37}$$

$$I_b = I_c = 0 \tag{II.38}$$

En substituant dans (II.37), les composantes du courant sont alors :

$$\begin{pmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{II.39}$$

D'où on tire :

$$I_a^0 = I_a^1 = I_a^2 = \frac{1}{3}I_a \quad (\text{II.40})$$

Ainsi $V_a = V_a^0 + V_a^1 + V_a^2$, substituant par V_a^0, V_a^1 et V_a^2 on trouve :

$$V_a = E_a - (Z^0 + Z^1 + Z^2)I_a^0 \quad (\text{II.41})$$

Comme $Z^0 = Z_s + 3Z_n$ remplaçant dans (II.36) de (II.40) et notant $I_a = 3I_a^0$ on trouve :

$$3Z_f I_a^0 = E_a - (Z^0 + Z^1 + Z^2)I_a^0 \quad (\text{II.42})$$

D'où :

$$I_a^0 = \frac{E_a}{Z^0 + Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (\text{II.43})$$

Et le courant de défaut est :

$$I_a = 3I_a^0 = \frac{3E_a}{Z^0 + Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (\text{II.44})$$

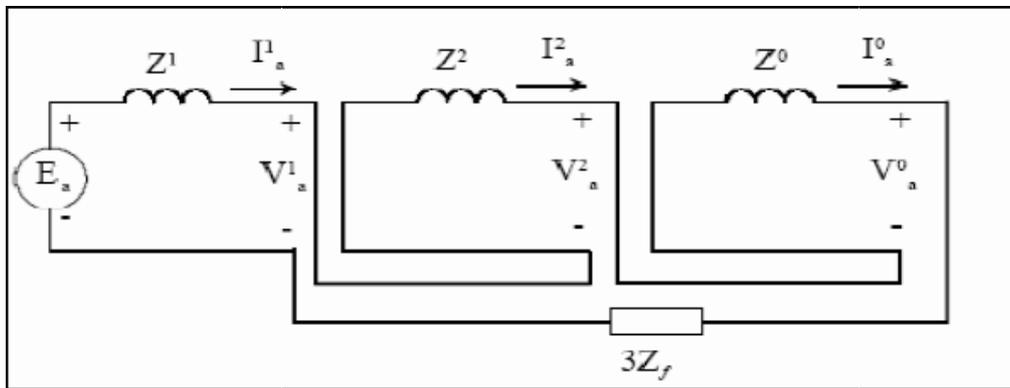


Figure (II.5) : Connexion des composantes de réseau pour SLGF [9].

II.5 Défaut biphasé (LINE-TO-LINE FAULT)

Ce type de défaut est montré dans la figure (II.6), le défaut est supposé entre la phase a et c, d'impédance Z_f , le générateur est supposé non chargé initialement, les conditions limites au point de défaut sont :

$$V_b - V_c = Z_f I_b \quad (\text{II.45})$$

$$I_b + I_c = 0 \quad (\text{II.46})$$

$$I_a = 0 \quad (\text{II.47})$$

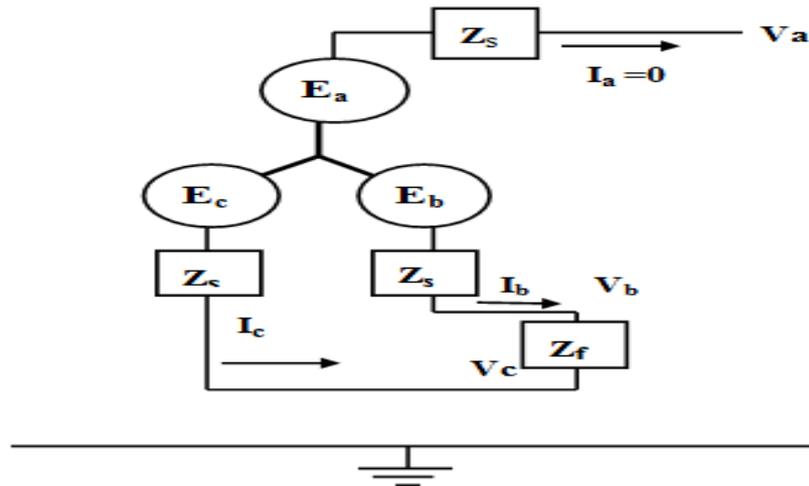


Figure (II.6): Line -to -line fault [9].

Substituant par (II.45) et (II.46), les composantes symétriques des courants sont alors :

$$\begin{pmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{pmatrix} \quad (\text{II.48})$$

D'où

$$I_a^0 = 0 \quad (\text{II.49})$$

$$I_a^1 = \frac{1}{3}(a - a^2)I_b \quad (\text{II.50})$$

$$I_a^2 = -\frac{1}{3}(a - a^2)I_b \quad (\text{II.51})$$

Ainsi de (II.49) et (II.50), on remarque que : $I_a^1 = -I_a^2$

D'après (II.44) on a : $V_b - V_c = (a^2 - a)(V_a^1 - V_a^2) = Z_f I_b$ (II.52)

Remplaçant V_a^1 et V_a^2 par leurs expressions, soit:

$$(a^2 - a) [E_a - (Z^1 + Z^2)I_a^1] = Z_f I_b \quad (\text{II.53})$$

Substituant I_b de (II.49) on trouve :

$$E_a - (Z^1 + Z^2)I_a^1 = \frac{Z_f 3I_a^1}{(a^2 - a)(a - a^2)} \quad (\text{II.54})$$

Comme $(a^2 - a)(a - a^2) = 3$, on tire :

$$I_a^1 = \frac{E_a}{Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (\text{II.55})$$

Et les courants de phase :

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ I_a^1 \\ -I_a^1 \end{pmatrix} \quad (\text{II.56})$$

Le courant de défaut est alors :

$$I_b = -I_c = (a^2 - a) I_a^1 = -j\sqrt{3}I_a^1 \tag{II.57}$$

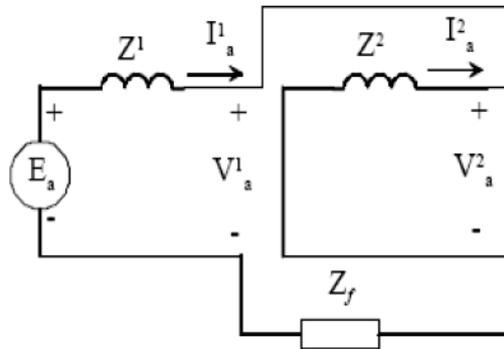


Figure (II.7): Connexions des composantes de réseau pour LLF [9].

II.6 Défaut biphasé-terre (DLGF) :

Le défaut biphasé –terre est représenté sur la figure (II.8) :

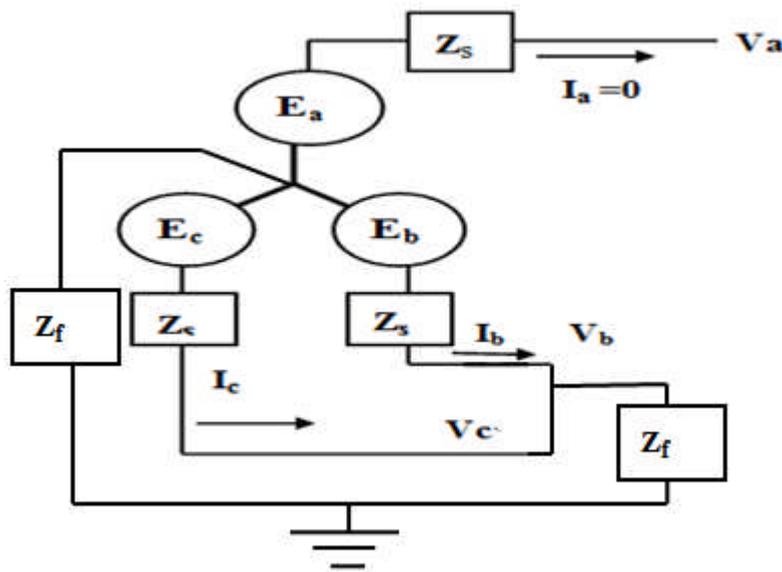


Figure (II.8) : Défaut DLGF [9].

Le générateur est supposé non chargé initialement, les conditions limites au point de défaut sont :

$$V_b = V_c = Z_f(I_b + I_c) \tag{II.58}$$

$$I_a = I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 = 0 \tag{II.59}$$

Soit :

$$V_b = V_a^0 + a^2 V_a^1 + a V_a^2 = V_c = V_a^0 + a V_a^1 + a^2 V_a^2$$

D'où on tire :

$$V_a^1 = V_a^2 \tag{II.60}$$

On a alors :

$$V_b = Z_f(I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 + I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2)$$

$$V_b = Z_f(2I_a^0 - I_a^1 - I_a^2) = 3Z_f I_a^0 \tag{II.61}$$

On a donc :

$$3Z_f I_a^0 = V_a^0 + (a^2 + a)V_a^1 = V_a^0 - V_a^1 \tag{II.62}$$

En remplaçant les composantes symétriques par leurs valeurs, et on tire e I_a^0, I_a^2 et I_a^1 respectivement soit :

$$I_a^1 = \frac{Z^2 + (Z^0 + 3Z_f)E_a}{\Delta} \tag{II.63}$$

$$I_a^2 = -\frac{(Z^0 + 3Z_f)E_a}{\Delta} \tag{II.64}$$

$$I_a^0 = -\frac{Z^2 * E_a}{\Delta} \tag{II.65}$$

$$\Delta = Z^1 * Z^2 + Z^1 * (Z^0 + 3Z_f) + Z^2 * (Z^0 + 3Z_f)$$

Et le courant

$$I_f = I_b + I_c = 3I_a^0 \tag{II.66}$$

D'où le schéma :

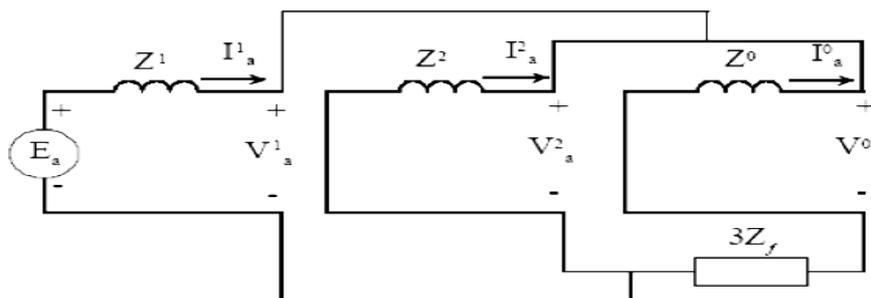


Figure (II.9) : Connexion des composantes de réseau pour DLGF [9].

II.7 Analyse des défauts en utilisant la matrice Zbus

II.7.1 Défaut phase-terre (SLGF) utilisant Zbus

Considérant le défaut entre la phase a et la terre, d'impédance Z_f au nœud k comme le montre la figure (II.10). Le SLGF exige que la séquence positive, négative et zéro du réseau pour une phase a se placent en série, pour pouvoir calculer la composante homopolaire du courant de défaut comme il est donnée dans l'expression (II.42). Donc en général, pour un défaut au nœud k, les composantes symétriques du courant de défaut sont données par [9] :

$$I_a^0 = I_a^1 = I_a^2 = \frac{V_k(0)}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad (\text{II.67})$$

Où Z_{kk}^0 , Z_{kk}^1 et Z_{kk}^2 sont les éléments diagonaux de la matrice impédance et $V_k(0)$ c'est la tension avant- défaut au nœud k. Le courant de défaut est :

$$I_k^{abc} = AI_k^{012}$$

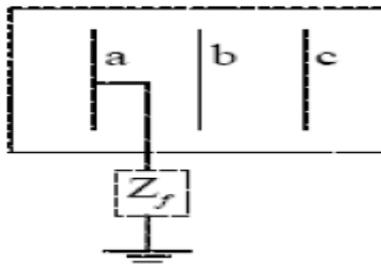


Figure (II.10) : SLGF en un nœud k [9].

On a [9]:

$$I_k^0 = 0 \quad (\text{II.68})$$

$$I_k^1 = -I_k^2 = \frac{V_k(0)}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \quad (\text{II.69})$$

Et le courant de défaut est donné par : [9]

$$I_k^{abc} = AI_k^{012} \quad (\text{II.70})$$

II.7.2 Défaut biphasé a la terre (DLGF) utilisant Zbus

Considérant un défaut entre les phases b et c à travers une impédance Z_f avec mise à la terre au nœud k comme il est représenté sur la figure (II.11).

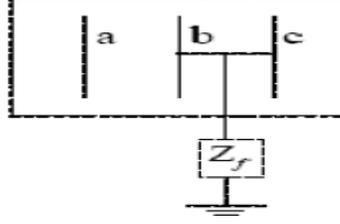


Figure (II.11) : LLF en un nœud k [9].

Les composantes symétriques du courant de défaut sont données par [9] :

$$I_k^0 = -\frac{V_k(0) - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} \quad (\text{II.71})$$

$$I_k^1 = \frac{V_k(0)}{Z_{kk}^1 + \frac{Z_{kk}^2(Z_{kk}^0 + 3Z_f)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f}} \quad (\text{II.72})$$

$$I_k^2 = -\frac{V_k(0) - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^2} \quad (\text{II.73})$$

Et le courant de défaut au nœud k est [9] :

$$I_k(F) = I_k^b + I_k^c \quad (\text{II.74})$$

II.7.3 Tensions des nœuds et courants de ligne durant le défaut

Utilisant les composantes des séquences du défaut données par les équations (II.35), les composantes symétriques du ième nœud durant le défaut sont obtenues [9] :

$$V_i^0(F) = 0 - Z_{ik}^0 I_k^0 \quad (\text{II.75})$$

$$V_i^1(F) = V_i^1(0) - Z_{ik}^1 I_k^1 \quad (\text{II.76})$$

$$V_i^2(F) = 0 - Z_{ik}^2 I_k^2 \quad (\text{II.77})$$

Telle que : $V_i^1(F) = V_i(0)$ c'est la tension de phase avant défaut au nœud k, les tensions de phase durant le défaut sont données par :

$$V_i^{abc} = AV_i^{012} \quad (\text{II.78})$$

Les composantes symétriques du courant de défaut à la ligne courte i – j sont données par :

$$I_{ij}^0 = \frac{V_i^0(F) - V_j^0(F)}{Z_{ij}^0} \quad (\text{II.79})$$

$$I_{ij}^1 = \frac{V_i^1(F) - V_j^1(F)}{Z_{ij}^1} \quad (\text{II.80})$$

$$I_{ij}^2 = \frac{V_i^2(F) - V_j^2(F)}{Z_{ij}^2} \quad (\text{II.81})$$

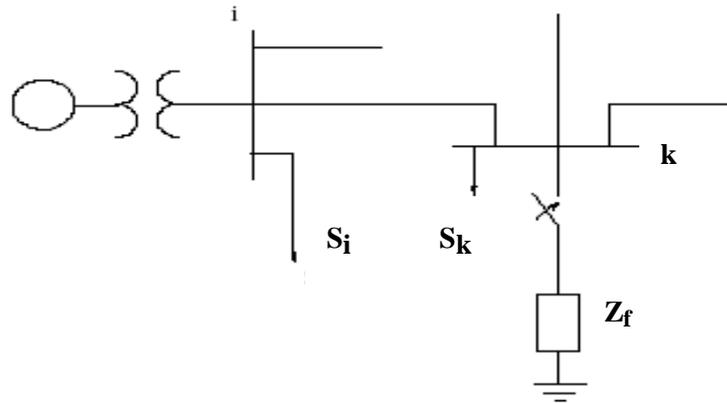
Avec : Z_{ij}^0 , Z_{ij}^1 et Z_{ij}^2 sont les composantes de séquence : zéro, positive et négative respectivement de l'impédance actuelle de la ligne entre le nœud i et j [9].

Ayant obtenu les composantes symétriques du courant de ligne, le courant de phase de défaut traversant la ligne i vers j est [9] :

$$I_{ij}^{abc} = AI_{ij}^{012} \quad (\text{II.82})$$

II.8 Analyse de défaut triphasé utilisant la matrice Z_{bus}

Considérant un nœud typique d'un réseau de n -nœud comme le montre la figure (II.12), un défaut triphasé d'impédance Z_f est appliqué au nœud k



Figure(II.12) : Nœud typique d'un réseau [9].

Les tensions avant défaut sont obtenues par le calcul de load flow, et elles sont données par le vecteur :

$$V_{bus}(0) = \begin{bmatrix} V_1(0) \\ \vdots \\ V_k(0) \\ \vdots \\ V_n(0) \end{bmatrix} \quad (\text{II.83})$$

Généralement, le courant de court-circuit est très important devant le courant de charge en état permanent, les charges doivent être négligées, cependant les charges peuvent être représentées par des impédances comme le montre la figure (II.14) [9].

Avec :

$$Z_{iL} = \frac{|V_i(0)|}{S_L^*} \quad (\text{II.84})$$

La variation de tension du réseau due au défaut est donnée par :

$$\Delta V_{bus} = \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.85})$$

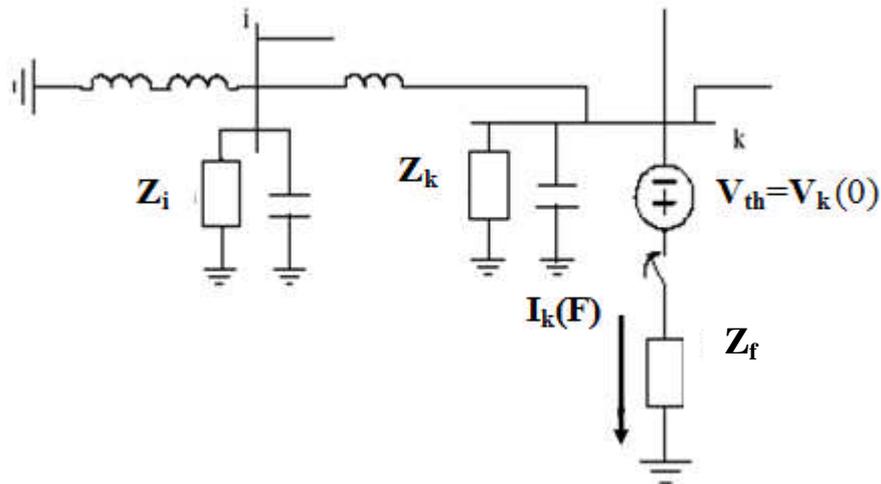


Figure (II.14) : Nœud typique d'un réseau [9].

D'après le théorème de Thévenin, les tensions des nœuds pendant le défaut sont obtenues par la superposition des tensions avant défaut (prefault) et le changement de la tension au nœud, soit [9] :

$$V_{bus}(F) = V_{bus}(0) + \Delta V_{bus} \quad (II.86)$$

De même

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(F) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{k1} & \dots & Y_{kk} & \dots & Y_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nk} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (II.86.a)$$

Ou bien :

$$I_{bus}(F) = Y_{bus} \Delta V_{bus} \quad (II.86.b)$$

D'où on tire :

$$\Delta V_{bus} = Z_{bus} I_{bus}(F) \quad (II.87)$$

Remplaçant (II.87) dans (II.84) soit :

$$V_{bus}(F) = V_{bus}(0) + Z_{bus} I_{bus}(F) \quad (II.88)$$

Soit en écriture matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_n(F) \\ \vdots \\ V_k(F) \\ \vdots \\ V_n(F) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1(0) \\ \vdots \\ V_k(0) \\ \vdots \\ V_n(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{k1} & \dots & Y_{kk} & \dots & Y_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nk} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(F) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (II.89)$$

Finalement :

$$V_k(F) = V_k(0) - Z_{kk}I_k(F) \quad (\text{II.90})$$

$$I_k(F) = \frac{V_k(0)}{Z_{kk}+Z_f} \quad (\text{II.91})$$

$$V_i(F) = V_i(0) - Z_{ik}(F) \quad (\text{II.92})$$

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés la méthode de calcul des courants de court circuit et les tensions dans tous les accès pour tous les types de défaut en utilisant la méthode des composantes symétriques, la plus adaptée pour l'analyse des défaut de court circuit pour tous type de réseau.

Les défauts des systèmes triphasés sont regroupés en deux catégories : symétriques et dissymétriques.

Un défaut symétrique affecte de manière égale les trois phases. Ce sont les défauts triphasés. Ainsi le calcul du courant de défaut est relativement simple car il utilise le schéma unifilaire du réseau. Dans la théorie du calcul des courants de défaut, ce courant se décompose en trois composantes :

- un courant subtransitoire, le premier à apparaitre, qui est aussi le plus fort ;
- un courant transitoire, apparaissant entre le régime subtransitoire et le régime permanent ;
- un courant permanent.

Un défaut dissymétrique apporte un déséquilibre entre les phases. Ce sont les défauts les plus fréquents. Le calcul du courant de défaut fait appel aux composantes symétriques de la transformation de **Fortescue**.

CHAPITRE II

Evaluation de la
Stabilité Transitoire par
Intégration Numérique

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, après avoir présenté la position du problème de la stabilité transitoire, nous avons développé les modèles mathématiques des différentes composantes d'un réseau d'énergie électrique nécessaires à la formulation du problème de la stabilité transitoire. D'abord, nous avons commencé par le modèle du système en état d'équilibre en établissant les équations d'écoulement de puissance. Les équations mécaniques décrivant les mouvements des rotors et le modèle de la machine synchrone pour l'étude de la stabilité transitoire sont développées par la suite.

Nous avons présenté également les deux méthodes de résolution numérique d'écoulement de puissance : Newton Raphson et Gauss Seidel utilisées pour la détermination du point initial du réseau par le calcul de l'écoulement de puissance.

III.2 Position du problème de la stabilité transitoire

Un réseau électrique n'est jamais en régime établi, en plus des variations stochastiques liées aux fluctuations de la charge, des défauts sévères peuvent se produire. Ces derniers sont éventuellement accompagnés de mise hors circuit des machines ou d'ouvrages conduisant ainsi, en cas d'échec des procédures de réenclenchement, à des modifications de la topologie du réseau. Il en résulte, soit des phénomènes qui varient lentement et qui sont considérés comme dans un régime établi, ils sont par conséquent, analysés en étudiant la stabilité statique, soit des phénomènes électriques transitoires qui surviennent suite à des perturbations de grandes amplitudes, tels que les courts-circuits, les pertes de charges importantes ou de grandes unités de production.

Un réseau d'énergie électrique est dit en régime de stabilité transitoire, si à la suite d'une perturbation importante (qui peut résulter d'une perte soudaine d'un générateur, ou d'une ligne, ou plus fréquemment d'un court-circuit) il retrouve un état de régime permanent de marche synchrone. Les études de stabilité transitoire portent généralement sur les défauts les plus probables et les plus contraignants (court-circuit, déclenchement de groupes de production importants, report de charge, perte de lignes d'interconnexion, etc).

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

Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le réseau subit une perturbation importante (court circuit triphasé dans une ligne de transport, perte de charge importante, perte d'un générateur de grande puissance, ouverture d'une ligne fortement chargée, etc...), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques commencent à osciller. L'intervention des systèmes de régulation de tension et de vitesse peut contribuer à restituer la marche en synchronisme et mener éventuellement le réseau à un nouvel état de fonctionnement stable [11].

La durée de temps entre le début d'une perturbation (ou de plusieurs perturbations) et la restauration de la marche en synchronisme est appelée période transitoire. Cette période, généralement de 5 à 15 s [10,11], ne concerne pas les phénomènes de petites oscillations dus au réglage secondaire. L'analyse de la stabilité transitoire est l'étude du comportement du réseau durant cette période. Dans certaines situations, le réseau ne peut pas atteindre un état de fonctionnement stable. Plusieurs variables physiques décrivant l'état du système varient avec le temps en dépassant les seuils admissibles et poussent alors le réseau vers un état de fonctionnement transitoire instable.

Les études de stabilités fournissent des informations relatives aux variations dans le temps des angles et des vitesses rotoriques, des tensions, courants et puissances des groupes turboalternateurs ainsi que des variations des tensions, courants et puissances transitées dans le réseau de transport, pendant et après la perturbation. Cette analyse permet d'une part de vérifier si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique où le système devient instable. Elles aident aussi les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électrique par de nouveaux équipements.

III.3 Evaluation de la stabilité transitoire :

Dans ce qui suit, nous présentons les différentes étapes à suivre pour l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multimachine où les générateurs sont représentés par un modèle classique de second ordre (f.é.m. constante derrière une réactance transitoire).

1. La première étape dans l'étude de la stabilité transitoire est le calcul d'écoulement de puissance afin d'obtenir les conditions initiales du réseau juste avant la perturbation. Une fois les données du réseau introduites, on calcule la matrice admittance du système avant défaut. Après le choix du nœud de référence (généralement, le nœud possédant le moment d'inertie le plus important), une solution initiale est proposée et l'équation de performance du système (III.5) est résolue. La méthode de Gauss Seidel a été utilisée pour le calcul d'écoulement de puissance.
2. Introduction des données suivantes relatives au problème de la stabilité transitoire :
 - constantes d'inertie des groupes turbo-alternateur H_i et les réactances transitoires des générateurs.
 - nature et endroit du défaut (défaut triphasé, défaut dissymétrique).
 - temps d'élimination du défaut t_e et les éventuels changements dans la topologie du système
 - temps maximum de calcul.
3. les calculs préliminaires suivants sont à effectuer :
 - conversion des charges en admittances équivalentes par l'équation (III.77).
 - calcul des tensions internes des générateurs en utilisant l'équation (III.75).
 - calcul des matrices admittances du réseau pendant et après la perturbation selon la topologie du réseau. et selon le type de défaut que subit le système,
 - ✓ pour un défaut triphasé, la modification de la matrice admittance pendant défaut se fait en supprimant la ligne et la colonne de nœud en défaut.
 - ✓ Pour un défaut assymétrique, la modification de la matrice admittance pendant défaut se fait en modifiant la matrice directe du réseau comme il est expliqué au point III.8.2.
 - calcul des matrices admittances réduites du système.

Ainsi, tous les paramètres du système d'équations donné par (III.63) sont déterminés.

4. Résoudre le système d'équations différentielles non linéaires donné par les équations (IV.7) et (IV.8) pour obtenir l'évolution dans le temps des angles et vitesses des différents

générateurs. Pour la stabilité transitoire (modèle de second ordre), les angles des tensions internes des générateurs correspondent aux angles des rotors.

- les conditions initiales sont le résultat de calcul d'écoulement de puissance
- les équations données par (IV.7) et (IV.8) représentent le modèle du système pendant et après l'élimination du défaut. Seuls les coefficients de l'équation d'interconnexion (III.74) changent selon la topologie du système.

Plusieurs méthodes sont proposées dans la littérature pour intégrer numériquement le système d'équations (IV.7) (IV.8). Dans notre étude, nous avons utilisé la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4 [9].

5. Pour des temps d'élimination de défaut successifs t_e , on intègre le système pendant et après l'élimination du défaut. A chaque fois, nous analysons les courbes des angles rotoriques. Si tous les angles rotoriques mesurés par rapport au centre d'angle du système atteignent un maximum (généralement inférieur à 150°) et diminuent par la suite, alors le système est stable pour le t_{cl} choisi. Si l'un des angles continue à augmenter dans le temps, alors le générateur correspondant va perdre le synchronisme et le système devient instable.

L'organigramme résumant cette procédure est présenté par la Figure (III.1).

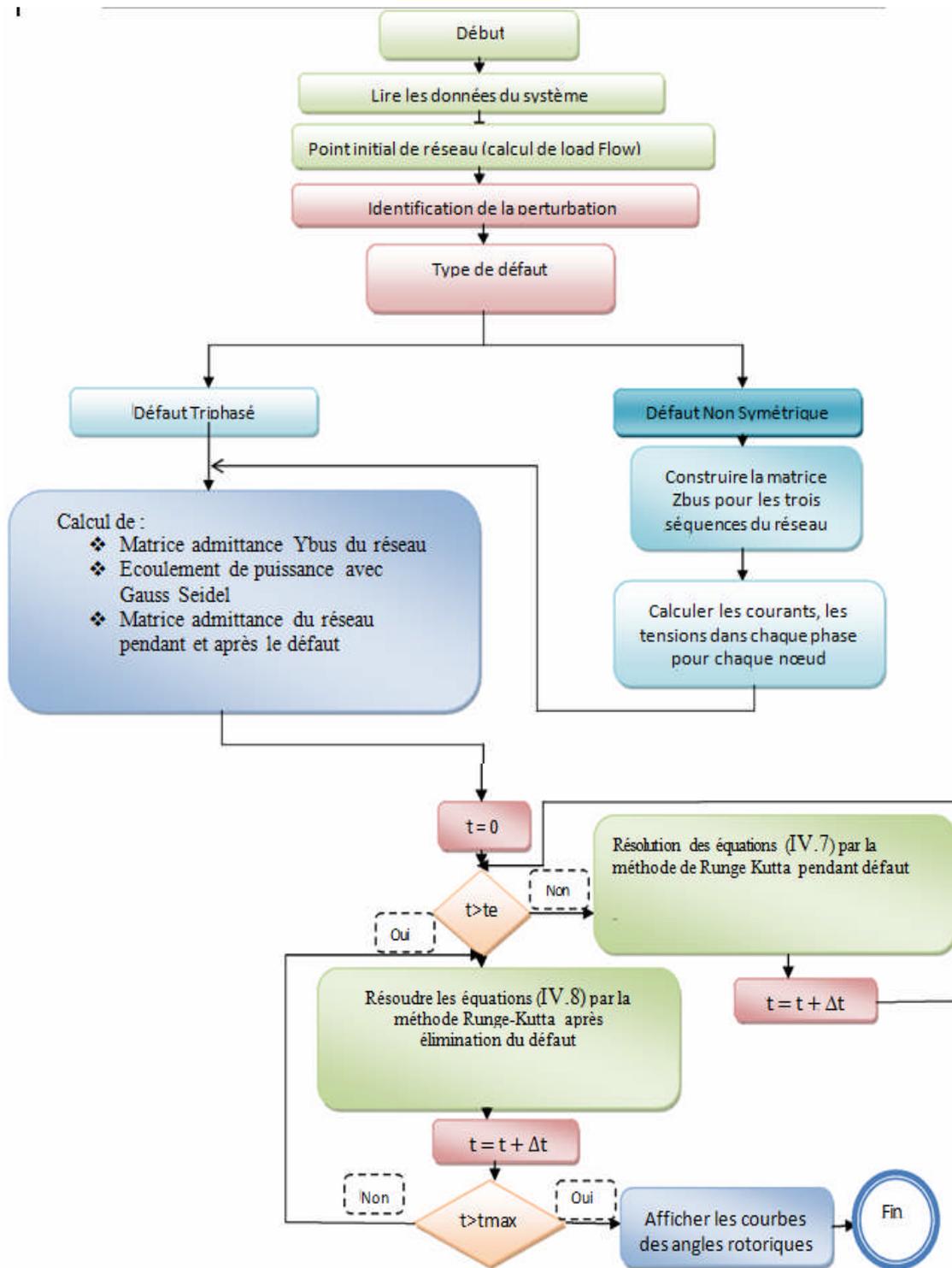


Figure III.1: Organigramme de l'évaluation de la stabilité

III.4 Equations de performance du système a état d'équilibre

Dans l'étude de la stabilité transitoire, la détermination du point de fonctionnement du réseau (obtenu par écoulement de charge) qui précède la perturbation est primordiale. Elle nous permet d'obtenir les conditions de fonctionnement stable du système avant défaut. Ceci exige la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires appelées : équations de performance du réseau. Les résultats pour un plan de charge donné, sont les tensions (amplitudes et angles) pour tous les nœuds du réseau, les puissances (actives et réactives) dans les lignes de transmissions, la puissance totale produite et les pertes totales dans le système.

Considérons un réseau d'énergie de $n+m$ nœuds dont n nœuds générateurs et m nœuds de charge. Prenons un nœud de référence, l'équation de performance du réseau sous forme matricielle est donnée par [12] :

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

Avec :

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

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

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

La matrice est formée comme suit :

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

Généralement, Y_{bus} est très creuse pour les réseaux d'énergie électrique.

Dans ce qui suit, les conventions suivantes sont considérées :

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

Supposons que pour un nœud i (nœud balancier), la tension est donnée mais les puissances active et réactive ne sont pas spécifiées, l'équation de performance (III.1) peut se transformer en un ensemble de $(n+m-1)$ équations algébriques complexes simultanées de la forme :

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

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

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

De l'équation (III.3), on peut avoir l'expression des courants complexes injectés au nœud i :

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

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

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

Les $(n+m-1)$ équations algébriques simultanées données par (III.5) décrivent complètement la performance du système à l'état d'équilibre. Elles sont non linéaires. Pour les résoudre, on utilise les méthodes numériques itératives classiques (Gauss Seidel, Newton Raphson ou la technique de Newton modifiée) [10]. Dans notre programme, nous avons utilisé la méthode de Newton-Raphson.

La solution de ces équations donne les tensions complexes du système. Une fois toutes les tensions des nœuds sont déterminées, on peut calculer directement les puissances circulant dans les lignes, les puissances active et réactive du générateur du nœud de référence, les pertes dans les lignes de transport et les pertes totales dans le système.

III.5 Calcul de l'écoulement de puissance

III.5.1 Calcul de l'écoulement par la méthode de Newton Raphson

En raison de sa convergence quadratique, la méthode de Newton-Raphson converge rapidement indépendamment de la dimension du système. Dans la pratique, la méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus efficace, mais il y a beaucoup de fonctions à évaluer dans chaque itération [9].

Pour un nœud typique de système représenté dans la figure (III.1), le courant injecté dans nœud i est donné par l'équation :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \tag{III.6}$$

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

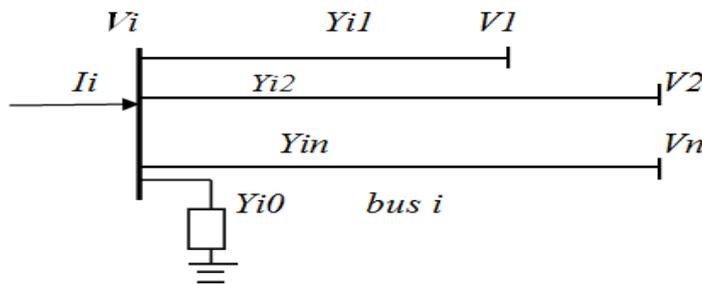


Figure (III.2) : Nœud typique d'un système de puissance [9].

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

$$S_i^* = P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \tag{III.8}$$

En séparant la partie réel et la partie imaginaire soit :

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

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

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

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

Dans ce système d'équations, le nœud 1 est supposé le nœud bilan, la matrice Jacobienne donne une relation linéaire entre les petites variations de l'angle de tension $\Delta \delta_i^{(K)}$, le module $\Delta |V_i^{(K)}|$ et les petites variations de la puissance active et réactive $\Delta P_i^{(K)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$. Le système d'équations (III.11) se réduit à:

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

Pour m nœuds générateurs où la tension est contrôlée, les modules de ces tension sont spécifiés. On a m équations impliquant ΔQ et ΔV et les colonnes correspondantes de la matrice Jacobienne sont éliminées. Donc, il y a (n-1) contraintes de puissances actives et (n-1-m) contraintes de puissance réactives, et la matrice Jacobienne est d'ordre $(2n-2-m) \times (2n-2-m)$ [9].

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la matrice J4 sont :

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

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

Les puissances résiduelles sont données par :

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

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

Les nouvelles estimations sont données par :

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

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (\text{III.25})$$

III.5.2 Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Gauss Seidel

Dans l'étude de l'écoulement de puissance, il est nécessaire de résoudre le système d'équations non linéaire représenté par l'équation à deux inconnus à chaque nœud :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \quad j = 2, n \quad (\text{III.25})$$

Dans la méthode de GAUSS SEIDEL, on résoud cette équation pour avoir les V_i et la séquences itérative devient : [9]

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} + \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j^{(k)}}{\sum_{j=0}^n Y_{ij}} \quad i \neq j \quad (\text{III.26})$$

Les puissances P_i et Q_i sont exprimées par :

$$P_i^{(k+1)} = \Re \left\{ V_i^{*(k)} [V_i^{(k)} \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j^{(k)}] \right\} \quad i \neq j \quad (\text{III.27})$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\Im \left\{ V_i^{*(k)} [V_i^{(k)} \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j^{(k)}] \right\} \quad i \neq j \quad (\text{III.28})$$

Généralement, les équations d'écoulement de puissance sont exprimées par les éléments de matrice admittance, et comme $Y_{ij} = -y_{ij}$, et $Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij}$ l'équation (III.26) devient :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k}{Y_{ii}} \quad (III.29)$$

et :

$$P_i^{(k+1)} = \Re \left\{ V_i^{*(k)} [V_i^{(k)} Y_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n Y_{ij} V_j^{(k)}] \right\} \quad i \neq j \quad (III.30)$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\Im \left\{ V_i^{*(k)} [V_i^{(k)} Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n Y_{ij} V_j^{(k)}] \right\} \quad i \neq j \quad (III.31)$$

Comme les deux composantes de tension (module et angle) sont spécifiées pour le nœud bilan (slack bus), alors il y a $2(n-1)$ équations à résoudre par la méthode itérative.

Sous conditions de fonctionnement normales, les modules de tensions des nœuds sont proches à 1p.u ou bien proche au module de tension de nœud bilan [9].

Pour les nœuds P-Q, les puissances P_i^{sch} et Q_i^{sch} sont connues, on commence par une estimation initiale, l'équation (III.29) est résolu pour les composantes réelle et imaginaire de la tension. Pour les nœuds P-V où les P_i^{sch} et les $|V_i|$ sont spécifiées, au début (III.31) est utilisée pour déterminer les $Q_i^{(k+1)}$, puis les $Q_i^{(k+1)}$ sont injectées dans (III.29) pour calculer les $V_i^{(k+1)}$, cependant, comme les $|V_i|$ sont spécifiées, seulement la partie imaginaire est conservée, et la partie réelle de $V_i^{(k+1)}$ est sélectionnée pour satisfaire [9] :

$$(e_i^{(k+1)})^2 + (f_i^{(k+1)})^2 = |V_i|^2 \quad (III.32)$$

Ou bien :

$$e_i^{(k+1)} = \sqrt{|V_i|^2 - (f_i^{(k+1)})^2} \quad (III.33)$$

Où $(e_i^{(k+1)})$ et $(f_i^{(k+1)})$ sont les composantes réelles et imaginaires des tensions $V_i^{(k+1)}$

On appliquant un facteur d'accélération α soit :

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \alpha (V_{ical}^{(k)} - V_i^{(k)}) \quad (III.34)$$

La procédure continue jusqu'à ce que :

$$\left| e_i^{(k+1)} - e_i^{(k)} \right| \leq \epsilon \quad (III.35)$$

$$\left| f_i^{(k+1)} - f_i^{(k)} \right| \leq \epsilon \quad (III.36)$$

III.6 Equation mécanique du rotor

La phase la plus importante qui concerne la stabilité transitoire est l'analyse de la dynamique des rotors des générateurs pendant la période transitoire.

Les équations différentielles décrivant ce mouvement sont appelées équations mécaniques (swing equations) dû à la nature oscillatoire des angles rotoriques. Ces derniers sont mesurés par rapport à un repère de référence tournant au synchronisme.

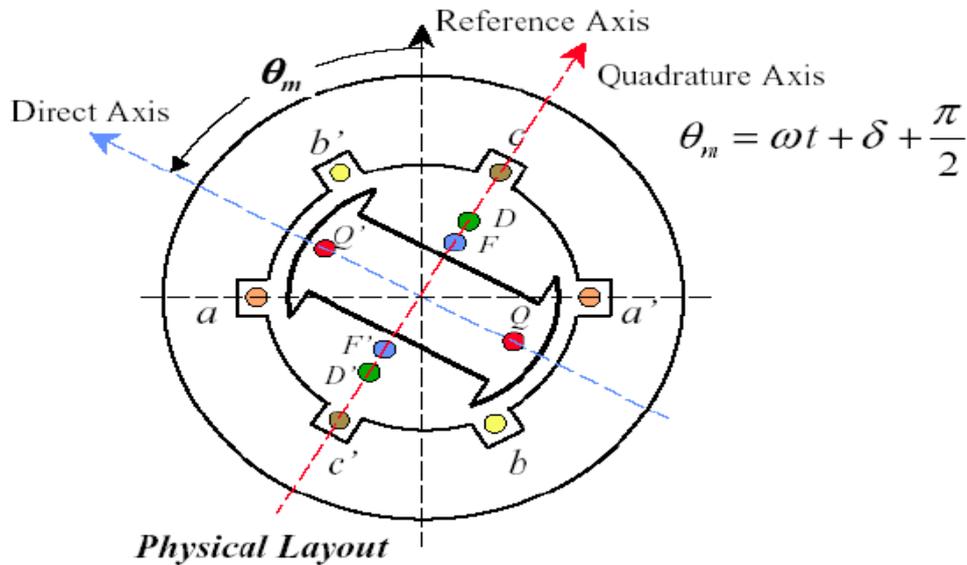


Figure (III.3) : Machine synchrone

Les équations mécaniques peuvent être développées en utilisant les lois fondamentales de la mécanique.

Le mouvement d'une machine est gouverné par la loi de Newton [11]:

$$T_{net} = I\alpha \tag{III.37}$$

Où :

α : Accélération ou décélération du rotor de la machine

T_{net} : Le couple net responsable de α

I : inertie du rotor du groupe turbo alternateur (turbine, générateur et excitatrice)

L'énergie cinétique emmagasinée du rotor en rotation est donnée par :

$$E_{KE} = \frac{1}{2}I\omega_m^2 \tag{III.38}$$

Où ω_m est la vitesse angulaire mécanique du rotor.

Les différents couples agissant sur le rotor sont :

- le couple électromagnétique composé de deux parties :

1. le couple de synchronisation (T_g) qui est en phase avec l'angle rotorique (il est aussi connu par le couple de l'entrefer). Il est égal au couple électrique dans la machine et représente le taux de changement de l'énergie électromagnétique totale emmagasinée par rapport à l'angle rotorique.

2. le couple amortisseur (T_E) qui est en phase avec la vitesse du rotor. C'est le résultat de la réaction des circuits électromagnétiques du rotor (les amortisseurs et le corps cylindrique solide du rotor) contre tout fonctionnement asynchrone de la machine.

- **le couple amortisseur (T_m)** dû à la turbine, ses contrôles et aux systèmes de régulation du bloc turboalternateur. On peut combiner ce dernier avec (T_E) pour obtenir un seul couple amortisseur (T_D), proportionnel aux variations de la vitesse rotorique.
- **le couple mécanique d'entrée (T_m)**, qui est le couple d'entraînement délivré par la turbine (sans les pertes de rotation).

Le couple net du groupe turbo alternateur est donné par :

$$T_{net} = T_m - T_g - T_D \quad (\text{III.39})$$

Si les générateurs sont représentés par des modèles détaillés (avec régulations de tension et de vitesse), alors T_D , dans (III.38) n'aura aucun sens.

Dans ce cas, le couple net est donné par :

$$T_{net} = T_m - T_g \quad (\text{III.40})$$

α dans (III.37) peut être exprimé en terme de l'angle mécanique du rotor mesuré par rapport à une structure stationnaire de référence par :

$$\alpha = \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d\omega_m}{dt} \quad (\text{III.41})$$

Où θ_m est l'angle rotorique mécanique.

Supposons que le rotor tourne avec une vitesse angulaire de référence ω_{m0} , alors l'angle rotorique croît uniformément avec le temps. Pour des raisons pratiques, on définit l'angle rotorique δ_m comme suit :

$$\delta_m = \theta_m - (\omega_{m0}t + \theta_0) \quad (\text{III.42})$$

Avec : δ_m angle rotorique mécanique mesuré par rapport à une référence tournant en synchronisme

ω_{m0} : vitesse mécanique angulaire rotorique de référence

θ_m : Angle mécanique rotorique mesuré par rapport à une référence stationnaire

θ_0 : Angle constant égale à $\pi/2$ (l'axe q est en avance par rapport à l'axe d)

α dans (III.40) peut être exprimée en fonction de δ_m par :

$$\alpha = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{III.43})$$

Substituant les équations (III.39) et (III.42) dans l'équation (III.37), on obtient :

$$T_{net} = I \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{III.44})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (III.13) par ω_m , on obtient :

$$P_{net} = M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{III.45})$$

$$\text{Avec :} \quad M = I\omega \quad (\text{III.46})$$

M étant le moment d'inertie du groupe turbo-alternateur.

Généralement M est pris constant vu la faible variation de la vitesse rotorique pendant la période transitoire (2-4 %), il est donné par :

$$M = I\omega_{m0} \quad (\text{III.47})$$

L'angle électrique du rotor δ_e qui est reliée à l'angle mécanique δ_m par :

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m \quad (\text{III.48})$$

Où : $\frac{p}{2}$ est le nombre de paire de pôle de la machine

En substituant (III.47) dans (III.41), on obtient :

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m = \delta_m = \theta_e - (\omega_{e0}t + \theta_0) \quad (\text{III.49})$$

$$\text{Avec :} \quad \theta_e = \frac{p}{2} \theta_m \quad (\text{III.50})$$

$$\omega_{e0} = \frac{p}{2} \omega_{m0} \quad (\text{III.51})$$

$$\text{Or:} \quad \frac{pN_0}{120} = f_0 \quad (\text{III.52})$$

N_0 : vitesse de base de l'arbre rotorique en tours minute (tr/mn)

f_0 : Fréquence électrique de base de la machine en Hz

$$\text{Ainsi:} \quad \omega_{m0} = \frac{2\pi N_0}{60} \quad (\text{III.53})$$

Substituant (III.51) dans (III.47) pour $\frac{p}{2}$, on obtient :

$$\delta_e = \frac{60\delta_m}{N_0} \quad (\text{III.54})$$

L'angle électrique δ_e est connu aussi par différentes appellations : angle de charge, angle de puissance ou aussi angle de couple.

Dérivant l'équation (III.53) par rapport au temps et substituant le résultat dans (III.43), on obtient une autre forme de l'équation mécanique qui contient l'angle électrique :

$$P_{net} = \left(\frac{IN_0}{60f_0} \right) \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} \quad (III.55)$$

Le paramètre le plus important qui affecte directement la stabilité d'un réseau d'énergie électrique est la constante d'inertie H défini par le rapport entre l'énergie cinétique emmagasinée à la vitesse de base et la puissance apparente de base du réseau.

$$H = \frac{\text{Energie cinétique emmagasinée à la vitesse de base}}{\text{Puissance de base du réseau}} \quad (III.56)$$

En introduisant la puissance apparente de base $S_{B(3\phi)}$, on obtient l'expression suivante :

$$H = \frac{I\omega_{m0}^2}{2S_{B(3\phi)}} \quad (III.57)$$

En substituant les expressions de N_0 et I , pris respectivement des équations (III.53) et (III.57), dans l'équation mécanique (III.54), on obtient :

$$\left(\frac{HS_{B(3\phi)}}{\omega_{m0}\pi f_0} \right) \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} = T_{net} \quad (III.58)$$

En multipliant les deux membres de l'équation (III.27) par ω_m et en supposant que le changement de la vitesse de l'arbre pendant la période transitoire n'est pas significatif par rapport à la vitesse de base (c.à.d. $\omega_m/\omega_{m0} \cong 1$), et en supposant aussi que les pertes électriques sont négligeables, on obtient :

$$M \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} = P_{net} = P_m - P_e - P_D \quad (III.59)$$

M est donné par l'expression suivante :

$$M = \frac{HS_{B(3\phi)}}{\pi f_0} \quad (III.60)$$

Le coefficient d'amortissement D est relié avec la puissance d'amortissement par :

$$P_D = D \frac{d\delta_e}{dt} \quad (III.61)$$

Introduisons le coefficient d'amortissement D dans l'équation (III.28), ce qui donne

$$M \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} + D \frac{d\delta_e}{dt} = P_{net} = P_m - P_e \quad (III.62)$$

Malgré les suppositions introduites pour arriver à cette équation, elle est très utilisée dans l'étude de la stabilité des réseaux d'énergie électrique.

L'équation mécanique en *pu* (per unit) est donnée par :

$$M^* \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} + D^* \frac{d\delta_e}{dt} = P_m^* - P_e^* \quad (\text{III.63})$$

Avec cette fois ci :

$$M^* = \frac{H}{\pi f_0} \quad (\text{III.64})$$

A partir des équations (III.41), (III.42), (III.48) et (III.49), on peut avoir le modèle des équations différentielles dites de second ordre d'une machine synchrone :

$$\frac{d\delta_e}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (\text{III.65})$$

$$M^* \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} + D^*(\omega - \omega_0) = P_m^* - P_e^* \quad (\text{III.66})$$

Où : ω est la vitesse électrique rotorique.

III.7 Model de la machine synchrone pour l'étude de la stabilité transitoire

Pour l'étude de la stabilité transitoire nous adoptons le model du seconde ordre. Cette représentation néglige les effets de saillance et considère le flux dans l'inducteur constant, ce qui revient à supposer que la machine se comporte comme une force électromotrice constante E' , en série avec la réactance transitoire de la machine notée X'_d .

Cette hypothèse n'est valable que pendant un temps relativement court (une seconde) après l'apparition d'une perturbation [12]. Par cette formulation, la régulation de tension est ignorée. En général, cette modélisation manque de précision dans l'illustration des phénomènes transitoires de la machine synchrone qui durent pendant plusieurs secondes.

Les équations différentielles régissant la dynamique des machines se réduisent alors aux seules équations mécaniques suivantes :

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (\text{III.67})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (\text{III.68})$$

La puissance mécanique est considérée comme constante.

Considérant un générateur connecté à une sous-station importante d'un réseau très puissant à travers une ligne de transmission comme le montre la figure (III.3) :

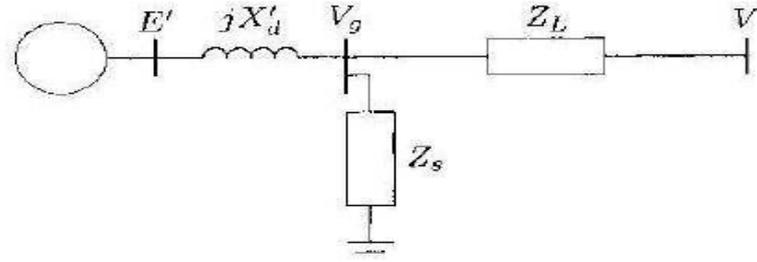


Figure (III.4) : Une machine connectée à un nœud infini [9].

En faisant convertir les impédances connectées en Y en Δ avec des admittances données par [9] :

$$\begin{aligned}
 y_{10} &= \frac{Z_L}{jX'_d Z_s + jX'_d Z_L + Z_L Z_s} \\
 y_{20} &= \frac{jX'_d}{jX'_d Z_s + jX'_d Z_L + Z_L Z_s} \\
 y_{12} &= \frac{Z_s}{jX'_d Z_s + jX'_d Z_L + Z_L Z_s}
 \end{aligned}
 \tag{III.69}$$

Le circuit équivalent est donné par la figure (III.4).

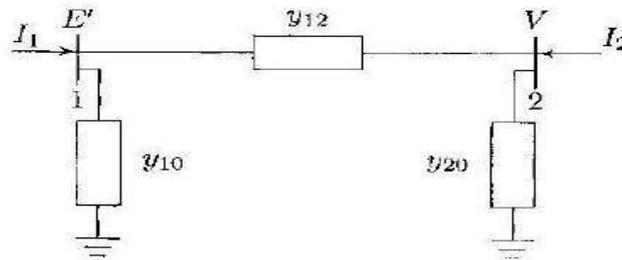


Figure (III.5) : Circuit équivalent pour une machine connectée à un nœud infini [9].

En écrivant les équations pour chaque nœud, on a :

$$I_1 = (y_{10} + y_{12})E' - y_{12}V \tag{III.70}$$

$$I_2 = -y_{12}E' + (y_{20} + y_{12})V \tag{III.71}$$

Ces deux équations peuvent être écrites sous la forme :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E' \\ V \end{bmatrix}
 \tag{III.72}$$

Avec :

$$Y_{11} = y_{10} + y_{12}$$

$$Y_{22} = y_{20} + y_{12}$$

$$Y_{12} = -y_{12} = Y_{21}$$

La puissance complexe au nœud 1 est donnée par [9] :

$$P_e = \Re[E'I_1^*] = \Re[|E'|\angle\delta(|Y_{11}|\angle-\theta_{11}|E'|\angle-\delta) + |Y_{12}|\angle-\theta_{12}|V|\angle 0]$$

Ou :

$$P_e = |E'|^2|Y_{11}| \cos \theta_{11} + |E'||V||Y_{12}| \cos(\delta - \theta_{12}) \quad (\text{III.73})$$

Si toutes les résistances sont négligées, $\theta_{12} = \theta_{21} = 90^\circ$

Et $Y_{12} = B_{12} = 1/X_{12}$, on obtient l'expression simplifiée de la puissance :

$$P_e = |E'||V||B_{12}| \cos(\delta - 90^\circ)$$

$$\text{Ou :} \quad P_e = \frac{|E'||V|}{X_{12}} \sin \delta \quad (\text{III.74})$$

Si V_g est la tension terminale du générateur et I_a est le courant avant défaut du générateur en état permanent E' , est calculé alors par : [9]

$$E' = V_g + jX'_d I_a \quad (\text{III.75})$$

III.8. Equations de performance du réseau pendant le défaut

III.8.1. Représentation des charges

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

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

Soit : P_i, Q_i : charge du noeud i donnée par la solution d'écoulement de puissance.

V_i Tension au noeud i donnée par la solution d'écoulement de puissance.

Le courant circulant du noeud i vers la terre avant défaut I_{i0} , est donné par :

$$I_{i0} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{III.76})$$

L'admittance statique y_{i0} qui va être utilisée pour représenter la charge pendant la période transitoire est donnée par :

$$y_{i0} = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (\text{III.77})$$

III.8.2 Introduction des défauts symétriques dans les calculs de stabilité transitoire

Dans les Calculs de stabilité. Plusieurs méthodes (tenant compte des défauts symétriques) sont utilisées parmi lesquelles les méthodes matricielles et les méthodes basées sur les topologies des réseaux [14]. Dans notre étude on s'intéressera à celle basée sur la modification directe des admittances qui est plus simple à mettre en œuvre et ne nécessitant pas de grande modification dans la structure du programme de stabilité [15].

La simulation d'un défaut symétrique se fait en modifiant convenablement la matrice admittance nodale Y_{bus} du réseau (Y_{bus} c'est la matrice admittance du réseau direct). Car les trois systèmes des composantes symétriques sont découplés et lorsqu'on simule les défauts ils sont sur la ligne et vues du point de défaut. Et en amont du défaut le système est saint et équilibré donc il n'a que la composante directe (il n'a pas de composante inverse et homopolaire). Considérant la ligne p-q entre deux nœuds quelconque du réseau, et un défaut se produit au nœud q figure (III.6) :

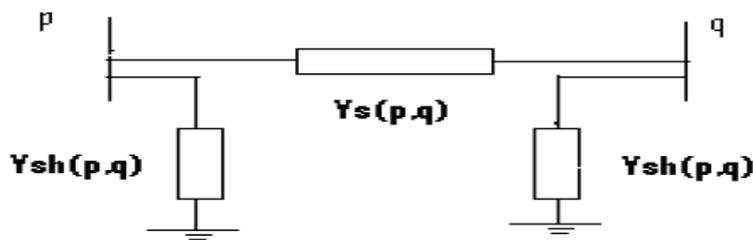


Figure (III.6) : Ligne p-q entre deux nœuds

Au nœud de défaut le réseau direct voit une impédance passive Z_f parcourue par le courant de défaut I_q figure (III.7).

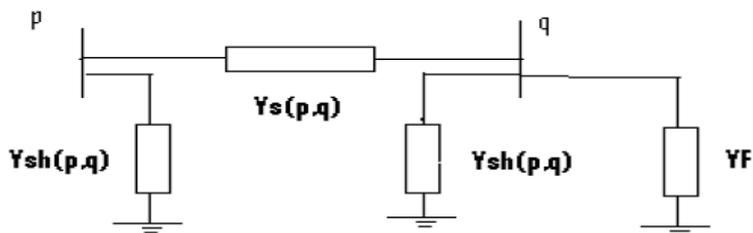


Figure (III.7) : Défaut produit au nœud q

$Y_{S pq}$: Admittance série positive de la ligne p-q

Le changement dans Y_{bus} du réseau se fait au niveau de l'élément diagonal Y_{qq} suit :

$$Y_{qq} = Y_{0qq} + Y_F$$

Tel que :

Y_0 : Étant la matrice nodale à l'état saint.

Y_F : Étant l'admittance du défaut $Y_F = \mathbf{1}/Z_F$

Pour chaque type de défaut shunt le réseau direct voit une impédance passive Z_F .

III.8.3 Equations de performance

Dans un système multimachine, le réseau peut être modélisé par un système d'équations linéaires reliant les courants injectés aux nœuds, et les tensions aux bornes des générateurs [9].

En écrivant ces équations sous forme matricielle, nous avons [13]:

$$I = YV \quad (\text{III.78})$$

Y : matrice nodale carrée de dimension $(n+m) \times (n+m)$ déterminée en ajoutant à la matrice Y (équation (III.1)) les éléments représentant les charges du système.

I : Vecteur courants à $(n+m)$ éléments.

V : Vecteur tensions à $(n+m)$ éléments.

En distinguant les nœuds machines des nœuds internes, l'équation (III.78) peut s'écrire :

$$\begin{pmatrix} I_n \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{nn} & y_{nm} \\ y_{mn} & y_{mm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_n \\ V_m \end{pmatrix} \quad (\text{III.79})$$

En distinguant les nœuds machines des nœuds internes, l'équation (III.78) peut s'écrire :

$$I_n = Y_r V_n \quad (\text{III.80})$$

$$Y_r = y_{nn} - y_{nm} y_{mm}^{-1} y_{mn} \quad (\text{III.81})$$

L'équation (III.80) représente le réseau réduit à ces nœuds machines.

On peut également écrire la relation (III.80) en fonction des forces électromotrices transitoires des machines en incluant dans la matrice Y_r les réactances transitoires. Nous avons alors l'expression suivante qui lie les courants injectés aux nœuds producteurs aux f.é.m. transitoires des générateurs :

$$I_n = Y_{re} E'_n \quad (\text{III.82})$$

Avec :

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

E'_n : Vecteur des f.é.m. transitoires des machines à n éléments.

Y_{re} : Matrice admittance réduite aux nœuds générateurs du réseau de dimension $(n \times n)$

Les éléments de Y_{re} sont donnés par :

$$Y_{reij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad i, j = \overline{1, n} \quad (\text{III.83})$$

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

La puissance électrique s'écrit donc sous la forme suivante :

$$P_{ei} = \Re[E'_i I_i^*]$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n E'_j Y_{ij}$$

D'où on tire :

$$P_{ei} = E'_i{}^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E'_i E'_j (B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) \tag{III. 84. a}$$

Ou bien :

$$P_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \tag{III. 84. b}$$

III.9 Critère d'égalité des aires [17 18]

Tout changement de la topologie du système conduit au changement de la matrice admittances Y, donc au changement de P_{Max} .

La figure (III.8) donne le graphe P- δ (Puissance/angle rotorique) pour les différentes topologies du système. Les indices 0, D, et P se réfèrent respectivement aux situations avant défaut, pendant défaut, après défaut.

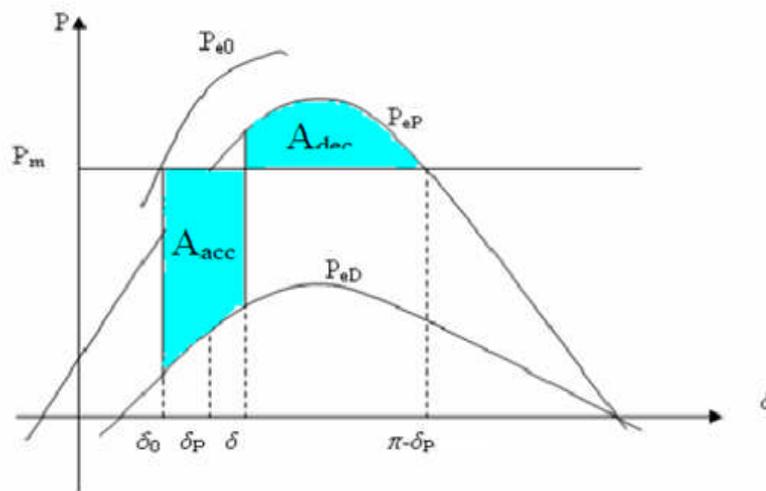


Figure III.8 Critère d'égalité des aires appliqué à la machine équivalente (OMBI).

Le fonctionnement initial du système est caractérisé par l'angle rotorique δ_0 , donnée par l'intersection de la ligne horizontale $P=P_m$ avec la courbe P_{e0} .

Le point d'équilibre stable (respectivement instable) dans la phase post défaut, déterminé par l'intersection entre la ligne $P=P_m$ et la courbe P_{ep} , noté par δ_P (respectivement $P-\delta_P$).

En plus, l'angle de l'élimination du défaut délimite la surface d'accélération A_{acc} de la surface de décélération A_{dec} , qui est une mesure de l'énergie transitoire d'accélération et de décélération.

Le critère d'égalité des aires consiste que le système en défaut est capable de récupérer la stabilité tant que la surface A_{acc} est plus petite que la surface A_{dec} . Le cas limite est $A_{dec}=A_{acc}$.

- **Principe de la méthode des aires égales** [16]

On considère une machine connectée a un bus infini :

$$M \frac{d\delta^2}{dt^2} = (P_m - P_e) = P_a \quad (\text{III.85})$$

On multipliant l'équation (III.85) par $\frac{d\delta}{dt}$ on obtient :

$$M \frac{d\delta^2}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{III.86})$$

Donc :

$$\frac{M}{2} \frac{d\left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right]}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{III.87})$$

On multipliant l'équation (III.87) par dt on aura :

$$\frac{M}{2} d\left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right] = P_a d\delta \quad (\text{III.88})$$

On intègre l'équation (III.88) entre l'angle initial δ_0 et l'angle critique δ_c :

$$\frac{M}{2} \left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right] = \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta \quad (\text{III.89})$$

En remplace l'équation (III.65) dans (III.89)

$$\frac{M}{2} [(\omega - \omega_0)^2] = \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta \quad (\text{III.90})$$

Donne :

$$\omega - \omega_0 = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta} \quad (\text{III.91})$$

Les critères de stabilité repose sur le signe de la différence $(\omega - \omega_0)$ ou bien de l'intégral de surface $\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta$.

- $\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta = 0$ donc le système est dans le cas critique.
- $\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta > 0$ donc le système est instable.
- $\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a d\delta < 0$ donc le système est stable.

III.9.1 Calcul du temps d'élimination défaut critique

Le calcul de temps d'élimination critique d'un défaut t_c est calculé dans le cas du défaut court circuit triphasé (le défaut le plus sévère). Dans ce cas une expression analytique est obtenue.

Intégrant l'équation mécanique de la machine en défaut, et déduisant t_c

Pendant le défaut la puissance P_e a la sortie de la machine est nulle donc :

$$M \frac{d\delta^2}{dt^2} = P_m$$

$$\begin{aligned} \text{Donc :} \quad \frac{d\delta}{dt} &= \frac{1}{M} P_m \int_0^t dt = \frac{1}{M} P_m t \\ \delta &= \frac{1}{2M} P_m t^2 + \delta_0 \end{aligned} \quad (\text{III.92})$$

$$t_c = \sqrt{\frac{(\delta_c - \delta_0)M}{P_m}} \quad (\text{III.93})$$

Pour ce qui concerne notre étude seul le défaut triphasé sera considéré. Pour le calcul de l'écoulement de puissance nous allons utiliser la méthode de Gauss Seidel et les étapes d'étude d'évaluation de la stabilité transitoire sont comme suit :

- Déterminer de la matrice admittance Y_{bus} pour le réseau réduit au nœud où la puissance est injectée ou consommée pour la situation avant le défaut.
- Choisir le type de défaut et le nœud du défaut.
- Déterminer les différents courants de défaut et les tensions de séquence.
- Déterminer les tensions et les angles de tension des nœuds avant le défaut avec la méthode de Gauss Seidel.
- Calcul des puissances dans chaque nœud et chaque ligne du réseau.
- Réduire le réseau pendant et après le défaut (modification de la matrice admittance du réseau).
- Calcul de la puissance électrique que le générateur peut fournir au réseau pendant et après le défaut
- Introduire ces valeurs dans l'équation de deuxième dérivée de l'angle du générateur δ
- Ecrire l'équation d'état du générateur
- Solutionner ces équations avec la méthode itérative de Runge Kutta en assumant un temps pour éliminer le défaut et changer ce temps jusqu'à ce que la stabilité soit atteinte

CHAPITRE IV

Résultats et Interprétations

Introduction :

L'évaluation de la stabilité transitoire par algorithme de Runge Kutta passe par :

- Le calcul de la matrice admittance du réseau Ybus.
- Le calcul de la matrice impédance du réseau Zbus.
- Le calcul des courants de défaut et les tensions dans tous les accès pour les différentes séquences directes inverses et homopolaires ainsi que le calcul des transites de puissance dans toutes les lignes et tous accès.

IV.1 Application :

Les programmes de calcul de la matrice admittance et la matrice impédance et le calcul des courants de défauts et les tensions ainsi que l'écoulement de puissance et la stabilité transitoire sont réalisés sous environnement Matlab

Pour l'évaluation et la vérification de la stabilité des systèmes électriques, nous avons considérés un réseau à 2 machines et 5noeuds représenté par la figure (annexe A).

A- Données du système 2 machines 5 noeuds

A-1: Topologie du système

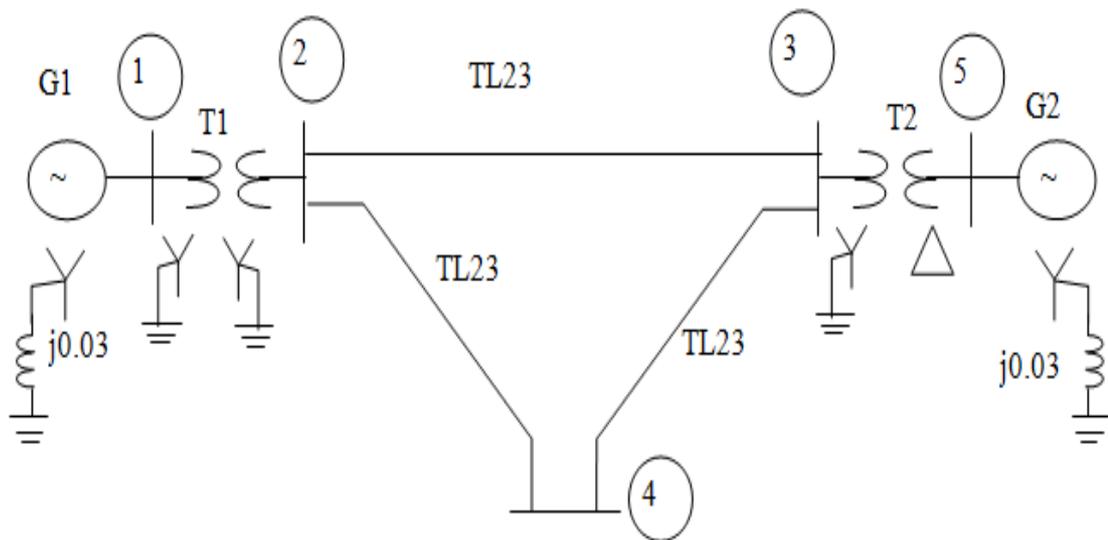


Figure A. : Topologie du réseau 3 machines 9 noeuds

NB	NG	NL	NT	NBKR	Line kV base	3Ph. MVA base
5	2	3	2	8	230	100

Données des machines

Bus	Z1	Z0	Zn
1	0.000 20.000	0.000 5.000	0.000 3.000
5	0.000 20.000	0.000 5.000	0.000 3.000

Données des Lignes

Bus	Bus	Z1	Z0	Yb
2	3	0.000 10.000	0.000 30.000	0.000 00.000
3	4	0.000 10.000	0.000 30.000	0.000 00.000
2	4	0.000 10.000	0.000 30.000	0.000 00.000

Données des Transformateurs

Bus (0Y-1D)	Bus (0Y-1D)	Z1	Z0	ZN-HV	ZN-LV
1 0	2 0	0.000 5.000	0.000 5.000	0.0000 0.000	0.000 00.000
3 0	5 1	0.000 5.000	0.000 5.000	0.000 00.000	0.000 00.000

Donne de puissance

ai	aj	V0	AngV0	Ps	QS	PL	QL	Qmin	Qmax	accès
1	3	1.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.10	0.00	0.00	2
2	3	1.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.00	0.00	2
3	3	1.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.10	0.00	0.00	2
4	1	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
5	2	1.06	0.00	0.35	0.20	0.00	0.00	-1.30	0.30	3

Caractéristiques des machines:

	H(s)	J (kg.m ²)	Xd1	Rd2	Xd2	Xd0	F(HZ)
M1=M2	4.9850	10 ⁵	0.200	0.000	0.200	0.05	50

L'application de ces programmes donne :

Les matrices Ybus et Zbus, les courants de défaut, les tensions angles tensions, les puissances écoulées dans les lignes et enfin la vérification de la stabilité du système considéré

IV.1.1 Résultat de calcul des matrices admittances Ybus et impédance**Zbus :**

Les programmes Ybus et Zbus appliqués au réseau donnent les résultats suivants

Ybus=

```
[0-40.0000i  0+10.0000i  0+10.0000i  0+20.0000i  0.00+0.000i
 0+10.0000i  0-40.0000i  0+10.0000i  0.00+0.000i  0+20.0000i
 0+10.0000i  0+10.0000i  0-20.0000i  0.00+0.000i  0.00+0.000i
 0+20.0000i  0.00+0.000i  0.00+0.000i  0-25.0000i  0.00+0.000i
 0.00+0.000i  0+20.0000i  0.00+0.000i  0.00+0.000i  0-25.0000i]
```

Zbus =

```
0+0.1226i  0+0.1226i  0+0.0968i  0+0.1097i  0+0.0774i
0+0.1226i  0+0.1726i  0+0.0968i  0+0.1097i  0+0.0774i
0+0.0968i  0+0.0968i  0+0.1290i  0+0.1129i  0+0.1032i
0+0.1097i  0+0.1097i  0+0.1129i  0+0.1613i  0+0.0903i
0+0.0774i  0+0.0774i  0+0.1032i  0+0.0903i  0+0.1226i
```

IV.1.2 Calcul des courants de défaut :

Dans le cas d'un réseau représenté par la figure A

On calcul les courants de séquences I^{120} et de phases I^{abc} circulants dans chaque branche, ainsi que les tensions de séquences V^{120} et de phases V^{abc} au niveau de chaque accès, pour tout les types de défauts localisés à l'accès 2 avec l'impédance de défaut Z_f prise nulle

Les résultats de calcul des courants dans les branches et des tensions de séquences aux accès sont donnés dans les tableaux (IV.1, IV.2 IV.3, IV.4) pour le défaut considéré.

Tableau(IV.1) : des tensions de séquences aux accès.

N° accès	Mod v^1	Mod v^2	Mod v^0	angle v^1	Angle v^2	angle v^0
1	0.2108	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000
2	0.0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000
3	0 .1054	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000
4	0.3685	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000
5	0.2000	-0.5236	0 .0000	0 .0000	0 .0000	0 .0000

Tableau(IV.2) : les courants de séquences circulants dans chaque branche.

Accès i	Accès j	Mod I^1	Mod I^2	Mod I^0	angle I^1	angle I^2	angle I^0
0	1	1.0538	0.0000	0.0000	1.5708	0.0000	0.0000
0	5	1.0000	0.0000	0.0000	2.0944	0.0000	0.0000
1	2	4.2151	0.0000	0.0000	-1.5708	0.0000	0.0000
2	3	1.0538	0.0000	0.0000	1.5708	0.0000	0.0000
5	3	2.4167	0.0000	0.0000	-2.5456	0.0000	0.0000
2	4	3.6846	0.0000	0.0000	1.5708	0.0000	0.0000
3	4	2.6308	0.1952	0.0000	1.5708	0.0000	0.0000

Tableau(IV.3) : les tensions réelles aux accès.

N° accès	Mod V^a	Mod V^b	Mod V^c	angle V^a	angle V^b	Angle V^c
1	0.2108	0.2108	0.2108	0.0000	-2.0944	2.0944
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.1054	0.1054	0.1054	0.0000	-2.0944	2.0944
4	0.3685	0.3685	0.3685	0.0000	-2.0944	2.0944
5	0.2000	0.2000	0.2000	-0.5236	-2.6180	1.5708

Tableau(IV.4) : Les Courants réels circulants dans chaque branche.

accès i	accès j	Mod I^a	mod I^b	mod I^c	angle I^a	angle I^b	angle I^c
1	0	1.0538	1.0538	1.0538	-1.5708	2.6180	0.5236
5	0	1.0000	1.0000	1.0000	-2.0944	2.0944	0.0000
1	2	4.2151	4.2151	4.2154	-1.5708	2.6180	0.5236
2	3	1.0538	1.0538	1.0538	1.5708	-0.5236	-2.6180
2	4	3.6846	3.6846	3.6846	1.5708	-0.5236	-2.6180
3	4	2.6308	2.6308	2.6308	1.5708	-0.5236	-2.6180
5	3	2.4167	2.4167	2.4167	-2.5456	1.6432	0.4512

D'après les résultats obtenus dans notre étude, le défaut triphasé présente des contraintes critiques, par conséquent provoque les plus importantes baisses de tension par rapport à d'autre type de défaut, d'où son choix en majorités des cas en terme d'étude des réseaux d'énergie électriques.

Dans ce qui suit tous les résultats concernent ce type de défaut.

IV.1.3 Résultats de calcul du transit de puissances :

Dans cette partie, on exposera les résultats obtenus par le calcul de l'écoulement de puissance à savoir :

- les tensions et les puissances aux accès.
- les puissances qui transitent dans chaque branche.

Le programme d'écoulement de puissance par la méthode de Gauss Seidel converge en 11 itérations avec un facteur d'accélération $\alpha=1.4$ et une précision de 0.0001. Les tensions aux accès et les puissances injectées sont données par le tableau (IV.5), les puissance transitant dans les lignes sont données dans le tableau (IV.6).

Tableau(IV.5) : Les tensions et puissances aux accès.

N° accès	Module (V)	Angle(V)	P	Q
1	1.0150	-0.0095	-0.19982	- 0.09998
2	1.0200	-0.0001	-0.19990	- 0.2004
3	1.0400	-0.0141	-0.29982	-0.10000
4	1.0300	0.0000	0.34953	0.0039
5	1.0600	0.0158	0.35000	-0.42711

Tableau(IV.6) : Le transit de puissance dans les lignes.

accès i	accès j	P	Q
2	3	-0.15110	-0.20307
3	4	-0.10092	0.10431
2	4	-0.24861	-0.10626

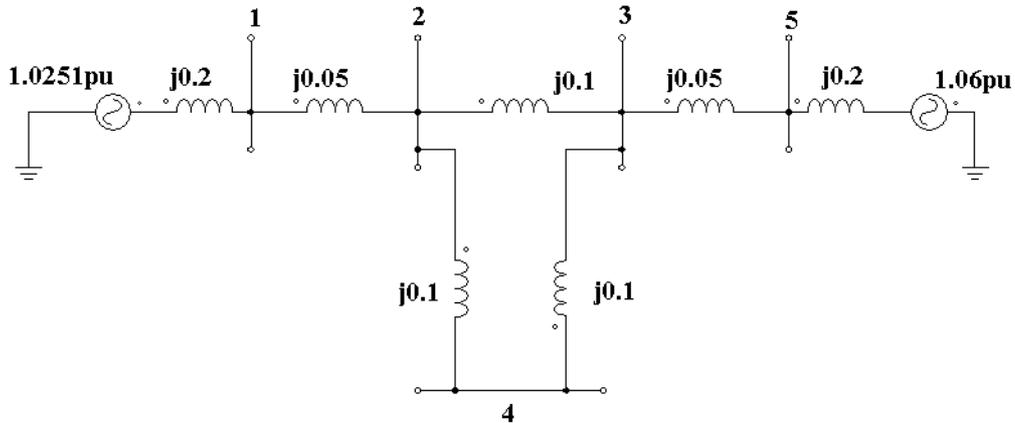
IV.2 Résultats de la stabilité transitoire :

Les programmes de simulation développés sont appliqués dans le cas d'un réseau a 2 machines 5 nœuds. Nous présentons à titre d'exemple les résultats concernant un défaut de court circuit triphasé au niveau de la ligne 2-3 proche du nœud 2 suivi par l'ouverture de la branche en défaut après un temps t.

La méthode d'analyse consiste à étudier le système considéré dans 3 situations différentes qui sont :

- Situation avant le défaut ;
- Situation pendant le défaut ;
- Situation après élimination de défaut ;

IV.2.1 Situation avant le défaut :



Figure(IV.1) : topologie du réseau avant le défaut

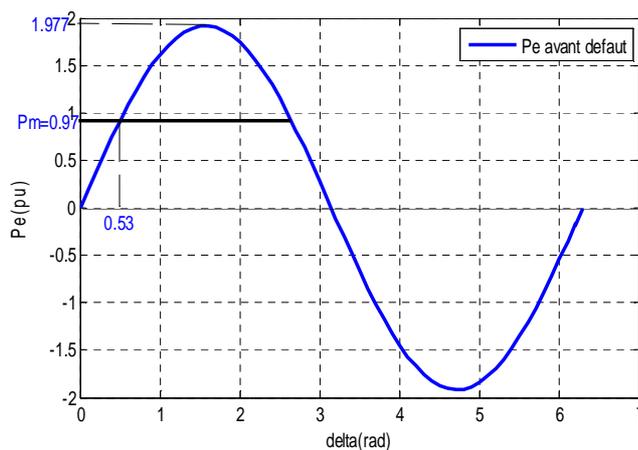
à partir des conditions de fonctionnement initiales (réseau stable).

$$P'_m = P'_e$$

$$P'_e = \frac{V_2 V_3}{X_{eq}} \sin(\delta) = 1.9177 \sin(\delta_0) = P'_m = 0.97 \tag{IV .1}$$

La résolution de cette équation donne $\delta_0 = 30.45^\circ = 0.53 \text{ rad}$

la puissance électrique (P_e) est représentée sur la figure(IV.2) :



Figure(IV.2) : P_e en fonction de l'angle rotorique avant le défaut.

IV.2.2 Situation pendant le défaut :

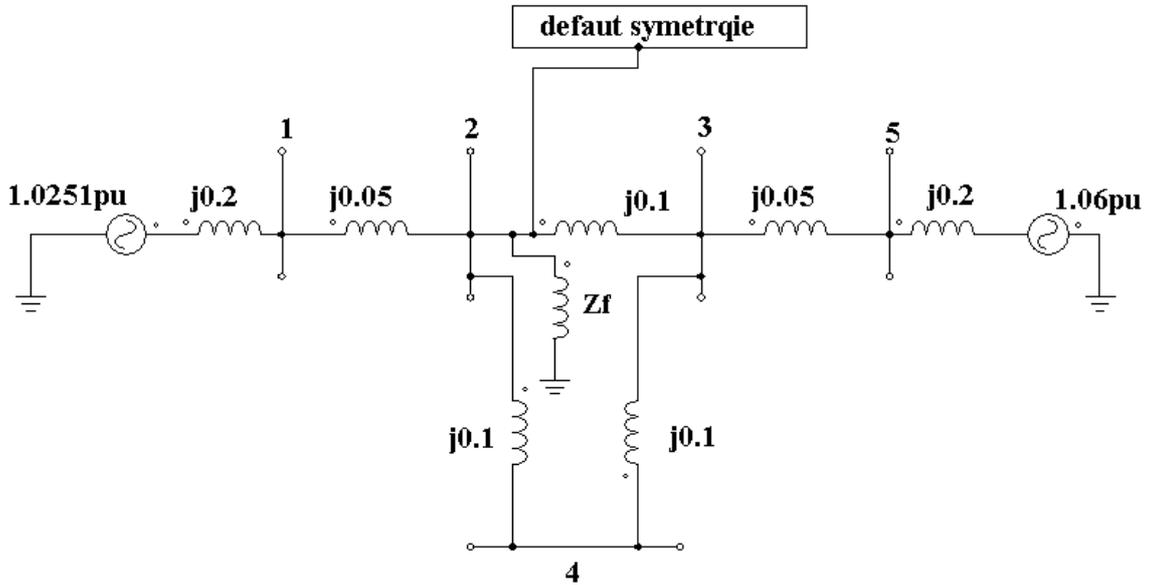
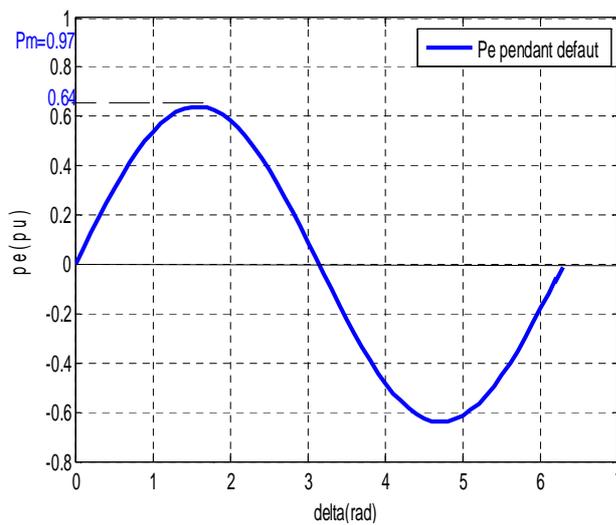


Figure (IV.3) : topologie du réseau pendant le défaut.

$$P'_m \neq P'_e$$

$$P'_e = \frac{V_2 V_3}{X_{eq}} \sin(\delta) = 0.64 \sin(\delta) \tag{IV.2}$$

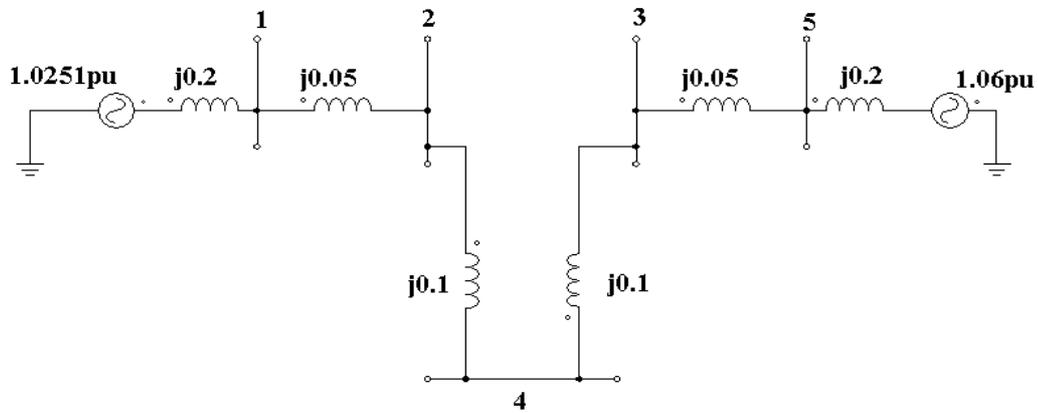
La figure(IV.4) représente la variation de P_e en fonction de l'angle rotorique.



Figure(IV.4) : P_e en fonction de l'angle rotorique pendant le défaut.

IV.2.3 Situation après le défaut :

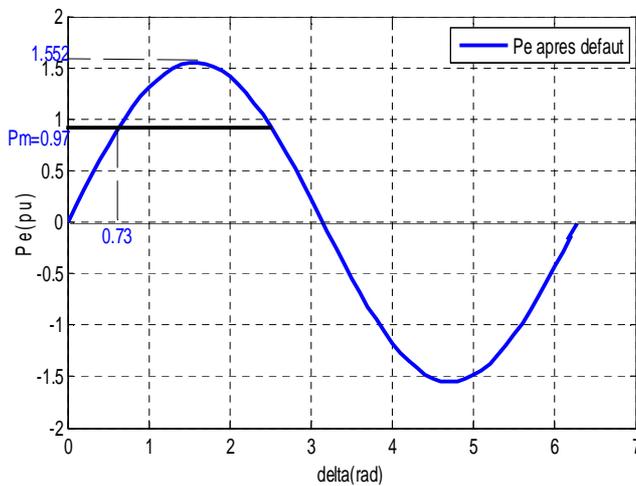
La réduction du système pendant le défaut donne :



Figure(IV.5) : topologie du réseau après élimination du défaut.

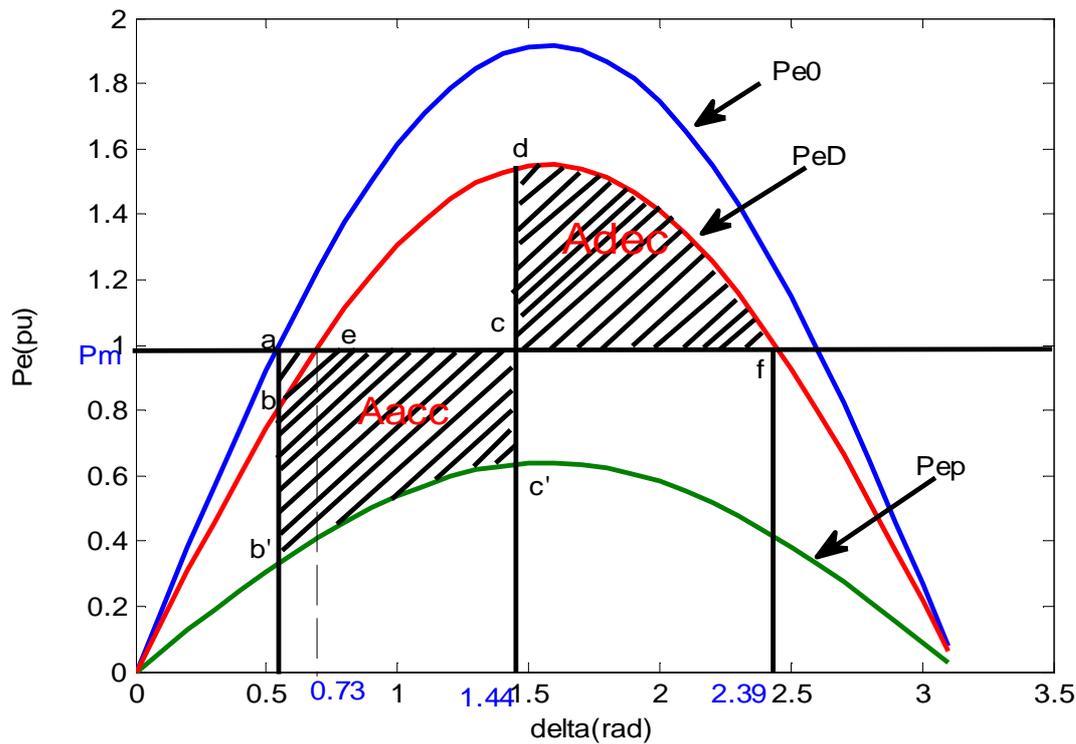
$$P_e' = \frac{V_2 V_3}{X_{eq}} \sin(\delta) = 1.552 \sin(\delta) \tag{IV.3}$$

Dans ce cas P_e est représentée sur la figure(IV.6) :



Figure(IV.6) : P_e en fonction de l'angle rotorique après le défaut.

On résume dans la courbe (IV.7) les trois figure(IV.2), (IV.4) et IV.6 qui représentent la puissance P_e en fonction de l'angle rotorique. Pour les trois situations précédentes.



Figure(IV.7) : P_e en fonction de l’angle rotorique avant pendant et après le défaut.

D’après la courbe(IV.7) nous avons [16] :

$$A_{acc} = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_{eD}(\delta)) d\delta \tag{IV.4}$$

$$A_{dec} = \int_{\delta_c}^{\pi - \delta_p} (P_{ep}(\delta) - P_m) d\delta \tag{IV.5}$$

L’intégration de $P_{eD}(\delta)$ et $P_{ep}(\delta)$ ne pose pas de problème pour calculer l’angle critique δ_c . La méthode des aires égales donne :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_{eD}(\delta)) d\delta = \int_{\delta_c}^{\pi - \delta_p} (P_{ep}(\delta) - P_m) d\delta \tag{IV.6}$$

$$\int_{0.53}^{\delta_c} (0.97 - 1.552 \sin(\delta)) d\delta = \int_{\delta_c}^{\pi - 0.73} (0.64 \sin(\delta) - 0.97) d\delta \tag{IV.6.a}$$

(IV.6.a) est une équation non linéaire sa résolution donne:

$$\delta_c = 82.62^\circ = 1.44 \text{ rad}$$

- **Interprétation des résultats de la figure(IV.7)**

Avant la suppression du défaut, l'angle interne a évolué du point (b') au point (c') et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface A_{acc} figure (IV.7). A l'instant t_1 de l'élimination du défaut, l'angle interne ne varie pas, par contre, la puissance évolue du point (c') au point (d). Dans ce cas $P_e > P_m$, donc la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle interne va augmenter jusqu'à ce que les surfaces A_{acc} et A_{dec} soient égales. La surface A_{acc} correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et A_{dec} à sa restitution du système après élimination du défaut. Au point (f), la vitesse du rotor arrive à la vitesse synchrone, à ce moment nous avons : $A_{acc} = A_{dec}$

Dans ces conditions, sans amortissement, le rotor oscille autour du point (a) et le générateur ne perd pas le synchronisme.

IV.2.5 Résolution des équations par la méthode de Runge Kutta :

Pour évaluer la stabilité du système considéré nous allons appliquer l'algorithme de Runge Kutta à l'équation de stabilité pour les 2 situations pendant et après le défaut(IV.7) et (IV.8).

- **Situation pendant le défaut :**

Pendant le défaut le système est régi par l'équation dynamique suivante.

$$\frac{d\delta^2}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 31.4(P_m - 0.64\sin\delta) \quad (IV.7)$$

- **Situation après le défaut :**

Après le défaut le comportement du réseau est défini par l'équation de stabilité dynamique suivante.

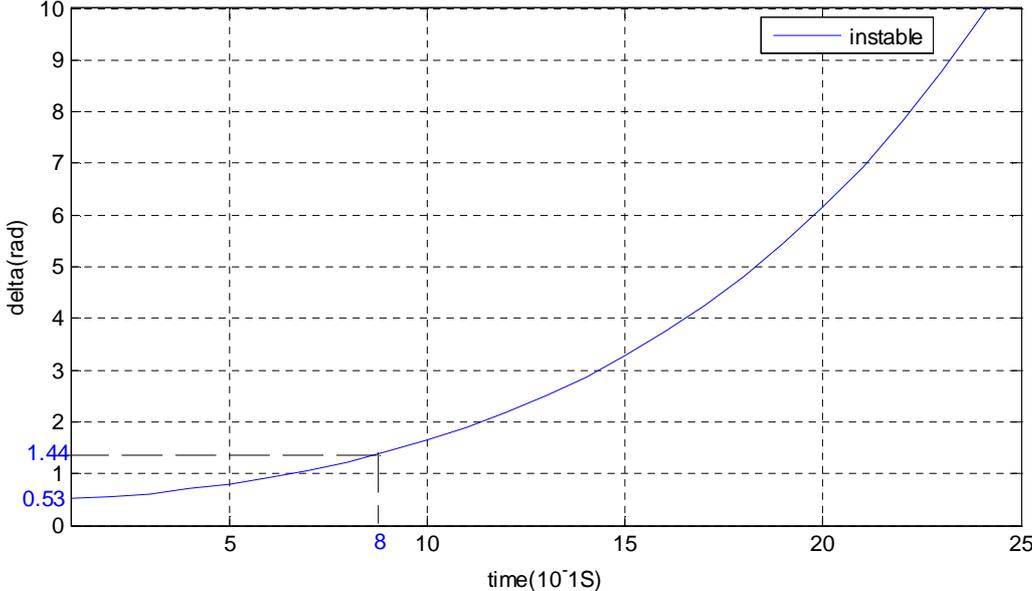
$$\frac{d\delta^2}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 31.4(P_m - 1.552\sin\delta) \quad (IV.8)$$

Avec les conditions initiales suivantes :

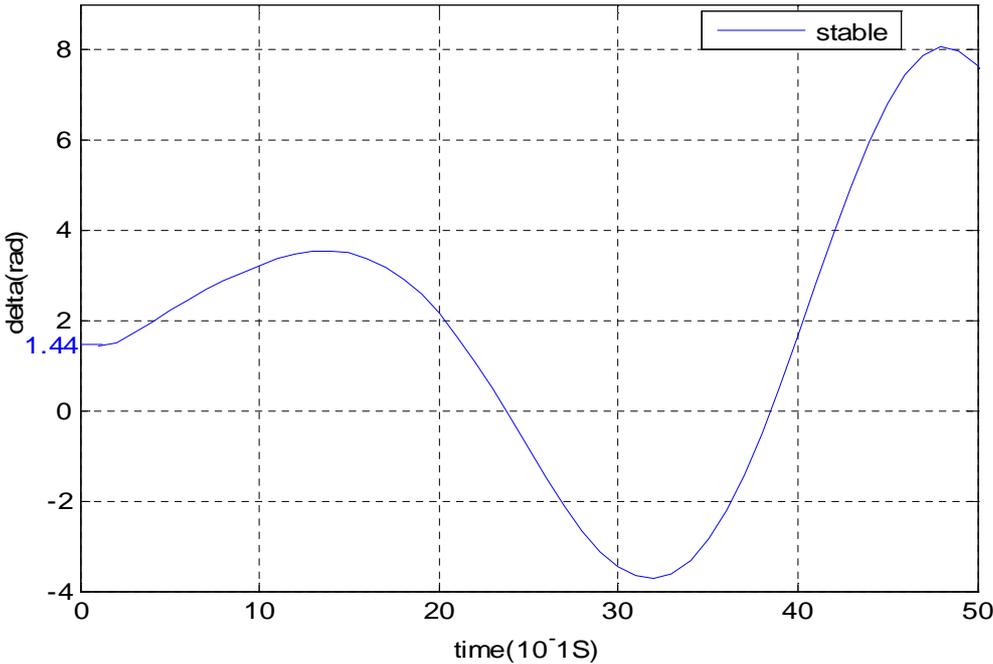
$$\delta_0 = 30.45^\circ = 0.53\text{rad}$$

$$\omega(0) = \omega_0 - \omega_r = 0$$

La résolution des équations (IV.7) et (IV.8) avec l'algorithme de Runge Kutta donne les figures (IV.8) et (IV.9).



Figure(IV.8) : Variation de l'angle pour le cas instable



Figure(IV.9) : Variation de l'angle pour le cas stable

Nous allons présenter dans le tableau (IV.7) suivant les résultats d'évaluation de la stabilité transitoire par les deux méthodes classique et direct pour des défauts proches au nœud 2.

Le tableau (IV.7) donne une estimation du temps de calcul nécessaire pour chaque méthode.

Défaut	Méthodes d'évaluation du temps critique	
Nœud 2	Méthode classique (model du second ordre)	Méthode énergétique Méthode des aires égales
	0.21s	0.17 s

Les résultats présentés dans le tableau (IV.7) montrent que la méthode énergétique est moins précise par rapport à la méthode classique d'intégration numérique mais elles sont très rapides et par suite elles sont compatibles avec des applications en temps réel.

Pour un défaut donné, la méthode classique d'intégration numérique nécessite plusieurs simulations (5 à 10 simulations) avec des temps d'élimination du défaut différents afin de déterminer le temps critique. Ces simulation concernent la durée du défaut et un intervalle de temps suffisant (jusqu'à 2s) après élimination du défaut pour qu'on puisse conclure sur la stabilité du réseau.

- **Interprétation des résultats :**

La figure (IV.8) représente le cas de l'équation dynamique pendant le défaut entre 0 et t_c on remarque que l'évolution de l'angle rotorique évolue continuellement et donc nous sommes en présence d'instabilité.

Pour vérifier si notre système retrouve un nouveau point de fonctionnement stable ou un point t_c , nous avons vérifié par la résolution de l'équation dynamique après le défaut entre t_c et t_{nc} donné a la figue(IV.9) qui représente bien un système stable (le coefficient d'amortissement négligé).

La variation de l'angle de puissance doit être oscillatoire avec un premier pic puis δ diminue jusqu'à un minimum a t_f et les oscillatoires du rotor continuent jusqu'à l'amortissement finale

Dès l'apparition du défaut la puissance active fournie par l'alternateur diminue fortement et continue de décroître pendant toute la durée du défaut.

Après le défaut, il se produit une oscillation de la puissance active entre l'alternateur et le bus infini. Cet échange de puissance correspond à la puissance nécessaire au rétablissement du synchronisme entre la tension de l'alternateur et celle du réseau.

A l'apparition du défaut la puissance réactive augmente fortement et se maintient à une valeur élevée pendant toute la durée du défaut et augmente encore à l'élimination du défaut suite au rétablissement de la tension.

IV.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité la problématique de l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique. Cette méthode permet d'inclure dans le modèle d'étude les différentes composantes des réseaux et par suite une évaluation précise de la stabilité transitoire.

Il faut noter que l'évaluation de la stabilité transitoire nécessite plusieurs simulations pour différents temps d'élimination du défaut. Le temps de calcul est important ce qui en fait un obstacle pour l'application de cette méthode en temps réel.

La méthode classique donne des réponses simples (stables ou instables) et ne permet pas de mesurer la marge ou le degré de stabilité ou instabilité du réseau.



CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'objectif de notre travail consiste à évaluer la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique qui constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux, comme nous avons pu le constater tout le long de ce mémoire.

nous avons réalisé sous environnement MATLAB un programme qui permet le calcul des différents courants de défaut et les tensions de différentes séquences, ainsi qu'un programme pour le calcul de l'écoulement de puissance afin de pouvoir passer à l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par la méthode classique d'intégration numérique en présence d'un défaut triphasé équilibré (défaut symétrique) suivi d'une ouverture de la ligne en défaut.

L'évaluation de la stabilité transitoire est réalisée en utilisant la méthode classique d'intégration numérique, un modèle du second ordre avec Runge Kutta a été utilisé qui présente l'avantage de la précision, une comparaison avec la méthode énergétique basée sur la méthode des aires égales a été effectuée, les résultats montrent aussi la rapidité de ces méthodes, ce qui les rend compatibles avec des applications en temps réel.

Le programme élaboré donne des réponses simples du système considéré (stable ou instable) et permet de déterminer le temps critique d'élimination de défaut.

Liste des Références

- [1] C. Corroyer et P. Duveau, "Protection des réseaux de transport et de répartition", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D4 805.
- [2] Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution» Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [3] Cahier Technique Schneider n° 185 / p.4 Benoît de METZ-NOBLAT et Gérard JEANJEAN, édition 1997
- [4] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [5] Cahier Technique Merlin Gerin n° 155 / p.4.5. de Christian Puret, édition septembre 1991
- [6] TransEnergie1999 « caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec ».
- [7] RTE, « Mémento de la sûreté du système électrique », 2004
- [8] OLLEI. ELGERDE, " Electric energy systems theory: An introduction ", MC Graw-Hill, Inc, USA, 1971.
- [9] H. Saadat, "Power system analysis ", Milwaukee School of Engineering, International Edition, 2004.
- [10] G. T .Heydt, "Computer analysis methods for power system", Macmillan publishing company, New York, USA, 1986.
- [11] M. Pavella et P. G. Murthy, "Transient stability of power systems: theory and practice", Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [12] G.T. Stagg et A. H. El-Abiad, "Computer method in power system analysis", MC GrawHill, New York, USA, 1968.
- [13] S.K.Tso et S.P.Cheung, "Fast prediction of transient stability margin in system with SVC control and HVDC link", IEEE catalogue N°95TH9130, pp. 456-461, 1995.

- [14] P. M. Anderson, "Analysis of faulted power systems", the iowa state University Press, Ames, IOWA, USA, 1973.
- [15] A. Bensenouci et al, " Implémentation des defaults non symétriques dans les logiciels d'analyse de la stabilité transitoire ", 1ère conférence régionale des pays arabes, Cigre, Caire, 22-23 Janvier 1995.
- [16] Mania PAVELLA, Damien ERNST et Daniel RUIZVEGA 'TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS A Unified Approach to Assessment and Control'
- [17] Y. Xue, Th. Van Cutsem et M. Ribbens Pavella, "Extended equal area criterion: justifications, generalisation et applications", IEEE Transactions on power systems, vol. 4, No. 1, pp. 44-52, Feb. 1988
- [18] Y. Xue, T. V. Custen et M. R. Pavella, "A simple direct method for fast transient stability assessment of lar power systems", IEEE Transactions on power systems, vol. 3, No. 2, pp. 400-412, May 1988
- [19] Le Réseau Moyenne Tension avec Neutre Effectivement Mis à la Terre (MALT)
Hammou Khaled : Ingénieur diplômé de l'École Supérieure de l'Électricité de Paris (ESE), ancien directeur de la distribution, ancien directeur de la production et du transport de la STEG.