

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Larbi Ben M'hidi . Oum El Bouaghi



FACULTE DES SCIENCES ET DES SCIENCES
APPLIQUEES
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



POLYCOPIE DE COURS

**STABILITE ET DYNAMIQUE
DES RESEAUX ELECTRIQUES**



ANNEE UNIVERSITAIRE: 2020 / 2021

Niveau: Master 2
Spécialité: Réseaux Electriques

Réalisé par :
Dr MEKKI MOUNIRA

SOMMAIRE

Introduction Générale 1

CHAPITRE I

**TRANSITOIRES ELECTROMAGNETIQUES ET TRANSITOIRES
ELECTROMECHANIQUES.**

I.1 Régimes transitoires électromagnétiques 3

 I.1.1 Types de court-circuit. 3

 a- Défaut triphasé. 3

 b- Défaut biphasé 4

 c- Défaut monophasé 4

 I.1.1.1 Calcul de CC et hypothèses simplificatrices 4

 I.1.1.2 Principe général de calcul des courants de CC 5

 I.1.1.3 Systèmes des unités relatives 6

 I.1.2 Les surtensions 7

 I.1.2.1 Définition 7

 I.1.2.2 Origine des surtensions 8

 I.1.2.3 Classification des surtensions 9

 I.1.2.3.1 Les surtensions temporaires 10

 I.1.2.3.2 Les surtensions transitoires 10

 a- Surtensions de manœuvre 10

 b- Surtensions de foudre 11

 I.1.3 Propagation des surtensions 12

I.2 Régimes transitoires électromécaniques 13

 I.2.1 Introduction 13

 I.2.2 Les principes dans l'évaluation de la stabilité 14

 I.2.3 La stabilité statique, dynamique 14

 a- Stabilité statique 15

 b- Stabilité dynamique 15

 I.2.4 Notions sur la stabilité statique 16

 I.2.4.1 Caractéristiques de puissance du réseau simplifié 16

 I.2.4.2 Interprétation de la stabilité statique 19

CHAPITRE II

**PROPAGATION DES PHENOMENES TRANSITOIRES SUR LES LIGNES
ELECTRIQUES**

II.1 Introduction 23

II.2 Régime transitoire des lignes électriques 23

 II.2.1 Introduction 24

II.3 Modélisation du phénomène transitoire 24

II.4 Propriétés des ondes de propagation de la tension et du courant dans une ligne de

Transmission.....	29
II.5 Comportement des ondes de courant et de tension en un point de jonction.....	31
II.5.1 Ondes incidente, transmise et réfléchie.....	31

CHAPITRE III

**CALCUL DES REGIMES TRANSITOIRES PAR LA METHODE DES ONDES
MOBILES**

III.1 Principe de la méthode des ondes mobiles	33
III.2 Représentation, d'une ligne (ou du câble)	34
III.3 Représentation d'une résistance	36
III.4 Représentation d'une inductance.....	37
III.5 Représentation d'une capacité.....	38
III.6 Représentation d'une source de tension	39
III.7 Principe de fonction de la méthode	39

CHAPITRE IV

STABILITE DYNAMIQUE ET STABILITE TRANSITOIRE

IV.1 Concept sur la stabilité dynamique du réseau électrique.....	43
IV.2 Calcul de la stabilité dynamique.....	45
IV.2.1 Méthode des aires	45
IV.2.2 Détermination de l'angle limite de débranchement de court-circuit.....	47
IV.2.2.1 Régime forcé normal.....	47
IV.2.2.2 Régime de court-circuit.....	47
IV.3 Stabilité transitoire.....	51
IV.3.1 Introduction	51
IV.3.2 Analyse de la stabilité transitoire	51
IV.3.2.1 Points d'équilibre et relation $P-\delta$	52
IV.3.2.2 Critères d'égalités des aires	53
IV.3.2.3 Temps critique d'élimination du défaut.....	61
IV.4 Procédure de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique.....	61

CHAPITRE V

LES METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

V.1 Introduction.....	64
V.2 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	64
V.3 Méthodes d'intégration numérique.....	64
V.3.1 Méthode d'Euler	65
V.3.2 Méthode d'Euler modifiée	66
V.3.3 Méthode de Runge-Kutta(R-K).....	67
a- Méthode de Runge-Kutta (R-K) de second ordre.....	67
b- Méthode de Runge-Kutta (R-K) de quatrième ordre.....	68
c- Version de Gill de la méthode (R-K) du quatrième ordre (R-K-G).....	68
d- Formule de Richardson pour le contrôle de l'exactitude	69
V.3.4 Méthodes d'intégration implicites	69

SOMMAIRE

CHAPITRE VI SYSTEMES MULTIMACHINES

VI.1 Introduction	72
VI.2 Stabilité transitoire pour les multimachines	75

CHAPITRE VII AMELIORATION DE LA STABILITE TRASITOIRE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

VII MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE	78
VII.1 Amélioration par les moyens classiques	78
VII.2 Amélioration par les moyens modernes	78
VII.2.1 Amélioration de la stabilité par les PSS.....	79
VII.2.2 Amélioration de la stabilité par les FACTS	79
VII.3 Méthodes analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec FACTS.....	80
VII.3.1 Méthodes directes énergétiques	80
VII.3.2 Méthodes DFL (Direct Feed back linearizing)	82
VII.3.3 Méthode du résidu	82
VII.3.4 Méthode de stabilisation quadratique robuste	84
VII.3.5 Méthodes adaptatives.....	84
VII.3.6 Méthode de Pareto (Algorithme Genetic polyvalente.....	86
VII.3.7 Méthode hybride	87
Conclusion générale	89

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie électrique est un facteur essentiel de développement et de l'évolution des sociétés humaines, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles. Le système de puissance qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissance de génération, topologie du réseau. L'augmentation de la dépendance électrique de la société moderne implique des systèmes de puissance exploitables à cent pour cent de leur capacité avec une sûreté maximale.

De plus, dans un monde où le numérique occupe une place croissante, et où l'équipement électrique joue un rôle incontournable, réfrigération dans l'alimentation, éclairage et informatique dans le tertiaire, outillage et machines dans l'industrie ou l'artisanat..., la compétitivité des entreprises dépend de la qualité de l'énergie électrique : les surcoûts peuvent provenir :

- De coupures de courant et des creux de tensions en termes de pertes de données et de pertes d'exploitation ;
- Des harmoniques en termes de confort (effet Flicker...), de productivité et de coût de fonctionnement ;
- Des pertes énergétiques dues à des équipements défectueux ou vieillissants.

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

Par définition, on dit qu'un système est stable s'il demeure dans un état d'équilibre dans les conditions normales de fonctionnement, ou s'il retrouve un nouvel état d'équilibre acceptable après une perturbation quelconque. L'analyse de la stabilité d'un SEE consiste alors à étudier le caractère des oscillations électromécaniques des alternateurs et à maintenir le fonctionnement synchrone après l'apparition d'un défaut. L'étude de la stabilité revêt une importance particulière dans le fonctionnement et les planifications des SEE. En effet, elle permet la détermination des protections et la détermination des temps critiques d'élimination des défauts, plus connus sous le terme de CCT (en anglais, Critical Clearing Time), du plan de tension et de la capacité d'échange des puissances entre systèmes.

Ce support de cours est organisé comme suit :

Le chapitre I donne les notions fondamentales sur les processus transitoires électromagnétiques, et électromécaniques dans un réseau électrique.

Le chapitre II traite le régime transitoire des circuits électriques, l'accent a été mis sur les propriétés des ondes de propagation de la tension et du courant dans une ligne de transmission.

Le chapitre III étudie le calcul des régimes transitoires par la méthode des ondes mobiles.

Le chapitre IV, c'est l'étude de la stabilité dynamique et transitoire, ainsi que les méthodes analytiques de résolution tels que la méthode des aires pour le cas d'une machine connectée à un réseau infini.

Le chapitre V, c'est connaître les différentes méthodes numériques d'analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques.

Le chapitre VI donne une notion de la résolution par application des méthodes numériques pour le cas des multi machines.

Quand au chapitre VII, il nous résume les différents moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.

Une conclusion générale vient enfin clore ce support de cours.

CHAPITRE I **TRANSITOIRES ELECTROMAGNETIQUES ET TRANSITOIRES ELECTROMECHANIQUES**

I.1 REGIMES TRANSITOIRES ELECTROMAGNETIQUES

Les régimes transitoires électromagnétiques sont produits principalement lors d'apparition de court-circuit dans les réseaux électriques.

Le court-circuit (cc) est la connexion éventuelle entre phases, entre une, ou plusieurs phases et la terre (dans les réseaux fonctionnant avec le neutre mis à la terre) des réseaux électriques. D'habitude, sur le point de cc la connexion de deux points ayant les différentes tensions à une certaine résistance du passage, mais pour faciliter l'étude on néglige cette résistance et on considère que le court-circuit est comme une connexion métallique. [1]

La création de courts-circuits est provoquée par la détérioration des isolations des équipements des réseaux électriques ayant pour cause le vieillissement, les surtensions et surintensités, les détériorations mécaniques, les fausses manœuvres,...etc.

Lors des courts-circuits, l'impédance totale du circuit électrique diminue et le courant augmente par rapport à sa valeur en régime normal.

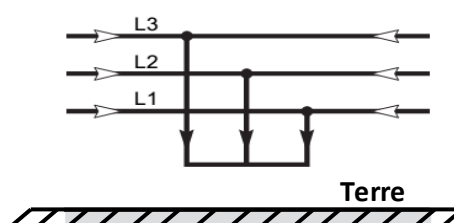
L'augmentation du courant provoque, à son tour, l'augmentation des chutes de tension sur les éléments de réseau électrique et ainsi les tensions dans les différents nœuds du réseau diminuent. L'augmentation des tensions présente un danger certain, mais sa diminution perturbe le régime de fonctionnement des charges, surtout des moteurs asynchrones.

On distingue les courts circuits triphasés, biphasé, biphasé à la terre et monophasé. Le court circuit triphasé correspond à un régime symétrique et les trois derniers à un fonctionnement asymétrique.

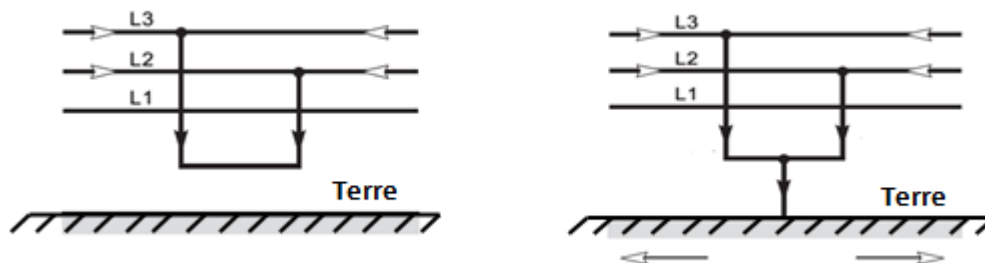
I.1.1 Types de court-circuit

Sur un réseau triphasé, les courts-circuits peuvent être de plusieurs types :

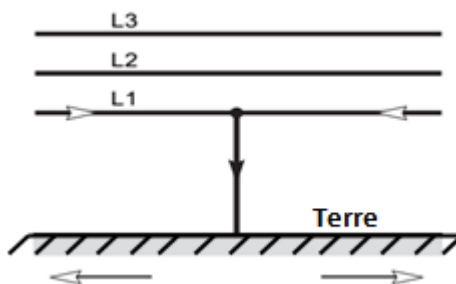
- a- Défaut triphasé** : les trois phases sont reliées ensemble (5 % des cas) ;



- b- Défaut biphasé** : deux phases sont raccordées ensemble (15 % des cas). On distingue entre défaut biphasé/terre et biphasé isolé. Les défauts biphasés isolés sont fréquemment causés par un vent violent qui fait se toucher les conducteurs de deux phases sur une ligne à haute tension ;



- c- Défaut monophasé** : une phase est reliée au neutre ou à la terre (80 % des cas). Sur une ligne à haute tension, ce type de défaut est fréquemment causé par la foudre qui initie un court-circuit entre une phase et la terre.



I.1.1.1 Calcul de cc et hypothèses simplificatrices

Les résultats des calculs de cc sont nécessaires pour la résolution des problèmes techniques suivants :

- Choix du schéma de connexion des centrales, des postes et des réseaux électriques ;
- Choix des appareils (les disjoncteurs, les sectionnaires, les interrupteurs, les transformateurs de mesures) et des conducteurs ;
- Préparation des projections des schémas de protections par relais et des schémas des équipements automatiques ;
- Détermination des conditions de fonctionnement des charges dans les régimes de perturbations ;
- Détermination du nombre et les points de mis à la terre des neutres dans les réseaux électriques ;

- Projection et le contrôle de la protection de la mis à la terre ;
- Détermination des actions des lignes aériennes sur les lignes de communication ;
- Choix du système d'excitation des machines synchrones et la détermination des paramètres de la construction d'extincteur du champ.

Dans le but de faciliter le calcul des courant de cc , on considère les hypothèses simplificatrices suivantes :

- ✓ On néglige la saturation magnétique des éléments du système ;
- ✓ On ne prend pas en considération le courant de magnétisation des transformateurs et autotransformateurs pour simplifier les schémas équivalents ;
- ✓ Les systèmes triphasés sont considérés symétriques ;
- ✓ On ne tient pas compte des résistances et des conductances des admittances shunt. Dans ce cas le schéma équivalent n'est représenté que par des réactances. Mais, dans le cas de calcul des lignes de haute tension de 220Kv et plus avec une grande longueur on tiendra compte des conductances shunt ainsi que des résistances des câbles ;
- ✓ On tient compte approximativement des charges des nœuds et on les représente sur les schémas équivalents par des réactances ;
- ✓ On ne tient pas compte de l'oscillation du rotor (c'est-à-dire du changement de la vitesse) des machines synchrones.

1.1.1.2 Principe général de calcul des courants de court-circuit

Dans l'analyse des courants de cc , on s'intéressera à la détection , au type de cc et enfin à sa localisation. On construit le schéma équivalent du réseau électrique et on calcule les paramètres(les f.e.m et les réactances) des éléments de ce schéma. Ensuite, en utilisant les lois d'Ohm et de Kirchoff, on détermine les courants et les tensions sur n'importe quel point du schéma considéré.

D'autre part, dans la plupart des cas , on s'intéresse seulement au courant s'écoulant sur le point de cc. Pour faciliter les calculs, le schéma équivalent est simplifié par rapport au point de cc ramené à un schéma à une seule source équivalente et une seule réactance équivalente ainsi que le point de cc (Fig. I.1).

Les valeurs de la f.e.m et de réactance équivalentes sont trouvées lors de la simplification du schéma. Connaissant E_{Σ} et X_{Σ} , on trouve le courant circulant sur le point de cc d'après la loi d'Ohm.

Les calculs de cc peuvent être faits soit par des valeurs réelles, soit relatives..

I.1.1.3 Système des unités relatives

Dans les calculs de cc, quatre grandeurs sont principalement utilisées :

S : la puissance apparente en MVA.

U(E) : la tension (la f.em) en kV.

I : le courant en kA.

X : la réactance en Ω . Pour trouver les valeurs relatives de ces grandeurs dans certaines référence e base, il faut choisir quatre grandeurs de base : S_b : la puissance de base en MVA, U_b la tension de base en Kv, I_b : le courant de base en Ka et X_b ; la réactance de base en Ω .

Deux grandeurs de base peuvent être choisit arbitrairement. D'habitude on choisit arbitrairement S_b et U_b . Les valeurs de I_b et X_b sont alors déterminées d'après les expressions suivantes : $\sqrt{3}$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}, \quad X_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b} = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Ainsi, les valeurs relatives dans l'état de base des grandeurs données sont calculées comme suit :

$$S_{*b} = \frac{S}{S_b} \quad U_{*b} = \frac{U}{U_b} \quad E_{*b} = \frac{E}{U_b} \quad I_{*b} = \frac{I}{I_b} \quad X_{*b} = \frac{X}{X_b} = X \frac{S_b}{U_b^2} \quad (I.1)$$

Ici, la marque (*) montre que la grandeur est exprimée en valeurs relatives, l'index (b) signifie que cette grandeur est réduite à la condition de base.

Si, l'on prend les grandeurs nominales comme grandeurs de bases, c'est-à-dire $S_b=S_n$, $U_b=U_n$

$I_b=I_n$ alors, les valeurs déterminées d'après (1.1) correspondront à l'état nominal et s'écriront comme :

$$S_{*b} = \frac{S}{S_n} \quad U_{*b} = \frac{U}{U_n} \quad E_{*b} = \frac{E}{U_n} \quad I_{*b} = \frac{I}{I_n} \quad (I.2)$$

D'où :

Il faut noter que , dans la plupart des cas, les valeurs relatives des paramètres à l'état nominal sont données. Alors , les valeurs réelles de ces grandeurs peuvent être déterminées par les expressions (I.2).

Dans certains calculs, il faut aussi exprimer la vitesse angulaire ω et le temps t en valeurs relatives. Dans ces cas, comme la vitesse angulaire de base on prend la vitesse synchrone (ω_s), c'est-à-dire $\omega_b = \omega_s$, et le temps de base-le temps d'un tour de 1 radian du vecteur tournant par la vitesse de base, $t_b = 1/\omega_s = 1/314$ sec. Dans ce qui suit, les valeurs relatives de ω et de t sont calculés comme :

$$\omega_{*b} = \omega/\omega_s \quad , \quad t_{*b} = t/t_b = 314t.$$

Si $\omega = \omega_s$ alors , $\omega_{*b} = 1$ et par conséquent :

$$X_{*b} = \omega_{*b} L_{*b} = L_{*b}$$

$$E_{*b} = \omega_{*b} \Psi_{*b} = \Psi_{*b}$$

C'est -à-dire, en valeurs relatives, la réactance est égale à l'inductance et la f.é.m aux flux magnétiques correspondants.

I.1.2 LES SURTENSIONS

I.1.2.1 Définition

On désigne par **surtension** toute différence de potentiel anormale apparaissant dans les circuits électriques et qui est susceptible d'endommager les éléments de ces circuits (lignes, machines, etc...).

On distingue deux sortes de surtensions :

Transversales apparaissant entre un conducteur et la terre ou entre deux conducteurs, **Longitudinales** ou entre spires, correspondant à un accroissement exagéré de la différence de potentiel entre deux points voisins d'un même conducteur.

Elles peuvent exister simultanément ou isolément.

L'étude des surtensions peut être abordée de manière différente selon leur spectre de fréquence. Un phénomène électrique ou électromagnétique n'est jamais instantané : il doit se propager. Sa vitesse de propagation peut être très grande, mais pas infinie.

En pratique, le phénomène pourra être considéré comme instantané si sa longueur d'onde est beaucoup plus grande que les dimensions du système considéré. [2]

Exemple : pour une ligne de 100 km, un phénomène à 50 Hz

$$\lambda = c_0 \cdot \frac{1}{f} = 3 \cdot 10^8 \cdot \frac{1}{50} = 6000 \text{ km}$$

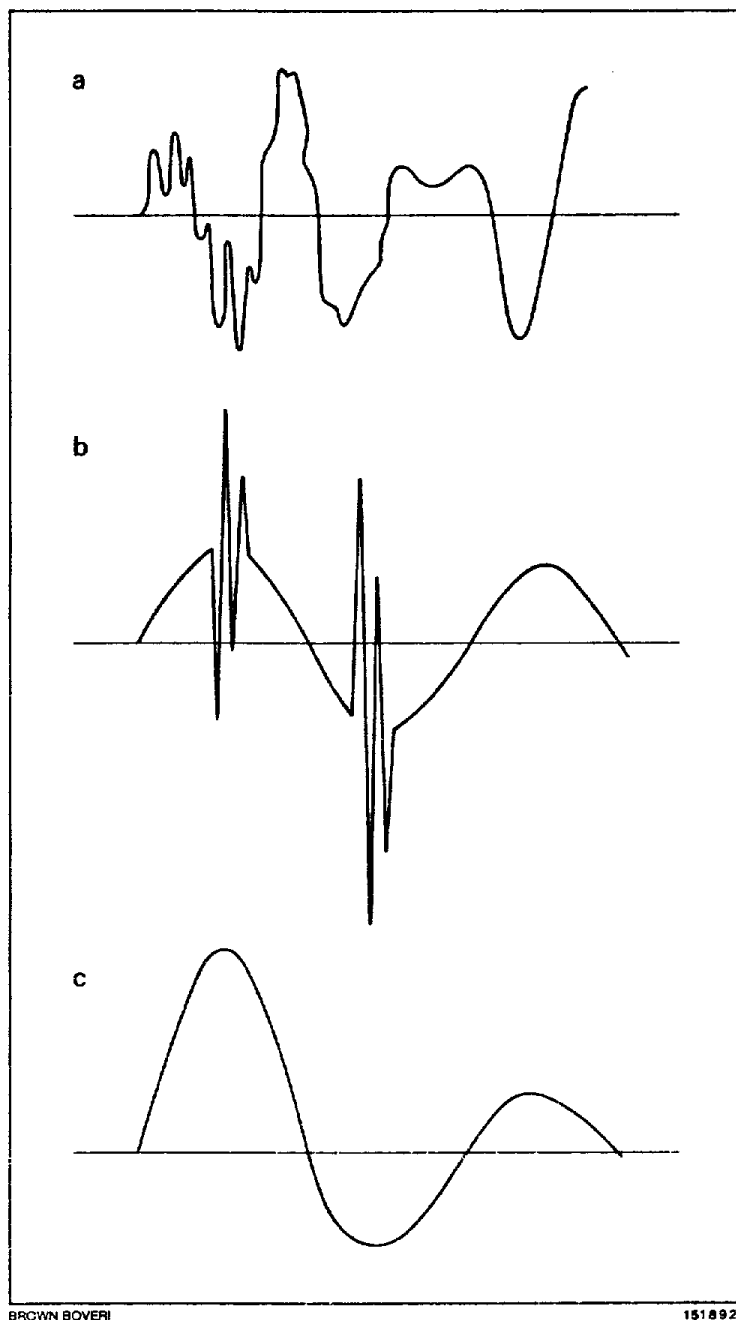
peut être considéré comme instantané ; par contre pour un phénomène à 10 kHz (l = 30 km), il faudrait tenir compte de sa propagation.

1.1.2.2 Origine des surtensions

Les surtensions peuvent avoir trois origines :

- ❖ atmosphériques
- ❖ manœuvres sur le réseau (phénomènes transitoires)
- ❖ surtensions à la fréquence de service dues au déclenchement de charges ou aux lignes à vide.

Exemples de surtensions : [2]



Quelques formes possibles de la surtension de manœuvre
 a: Enclenchement d'une ligne à vide
 b: Réamorçages après déclenchement d'une ligne à vide
 c: Oscillation de déclenchement amortie

Pour éviter que les surtensions n'aient des suites catastrophiques sur les appareils, on construit ceux-ci de façon à ce qu'ils résistent à des surtensions à la fréquence nominale pendant 1 min et à des chocs normalisés. Pour éviter que la tension n'atteigne ces valeurs, on installera à l'entrée des postes de couplage des parafoudres qui s'amorcent à une tension définie et écoulent ces surtensions à la terre, puis interrompent le courant qui les traverse.

I.1.2.3 Classification des surtensions

Selon leur durée d'application, les surtensions sont classées :

- Les surtensions transitoires de durée inférieure à 0,1s en 50Hz comprenant les ondes de foudre et de manœuvres. [3]
- Les surtensions temporaires de durée supérieure à 0,1s de nature périodique ou oscillatoire.

I.1.2.3.1 Les surtension temporaires

Ces perturbations peuvent avoir des formes alternatives ou oscillatoires dont la durée est limitée au temps de fonctionnement des dispositifs de contrôle et de protection du réseau, elles se présentent soit à la fréquence industrielle, soit à d'autres fréquences plus élevées. Elles apparaissent lors de la modification brusque de la configuration du réseau ou lors d'un défaut à la terre Parmi les causes on peut citer :

- Défauts entre phase et terre (déplacement du point du neutre);
- Déclenchement brusque d'une charge;
- Effet Ferranti provoqué par le fonctionnement à vide d'une ligne de grande longueur;
- Alimentation d'une charge capacitive au travers d'une impédance élevée ;
- Phénomène de ferrorésonance; etc.

Ces différentes causes peuvent coexister et en conséquence, les surtensions générées se superposent.

Les surtensions temporaires, ont une amplitude relativement non élevée ; elles sont de longue durée (quelques secondes) et de basse fréquence. En persistant sur le réseau pendant une période relativement longue, les surtensions temporaires peuvent être fatales pour les varistances ZnO qui ne seraient pas capables de dissiper l'énergie qui en résulte.

I.1.2.3.2 Les surtensions transitoires

Les ondes transitoires sont caractérisées par les paramètres suivants :

- Le temps de montée (T_{cr}) en μs .

La pente de montée mesurée en $kV/\mu s$ ou en $kA/\mu s$

- La durée de la surtension (T_h) en μs correspondant à la descente à mi-amplitude.

Les surtensions transitoires sont classées en fonctions de leur origine en surtensions atmosphériques (foudre) et en ondes de manœuvres. Elles se superposent à la tension nominale.

a- Les surtensions de manœuvres

Les manœuvres d'interrupteurs ou de disjoncteurs entraînent des changements dans la configuration électrique des réseaux. Ces changements provoquent des surtensions plus ou moins élevées:

- Coupure des courants de ligne à vide, des câbles à vide ou de batteries de condensateurs;
- Coupure des faibles courants inductifs ou magnétisants (transformateurs à vide ou chargés par des inductances shunts);
- Mise sous tension des lignes;
- Rétablissement d'une ligne après défaut.

Ces surtensions se caractérisent généralement par un échelon de tension d'une amplitude 1,3 à 3,4 fois la tension normale d'un réseau aérien et 2,2 à 3,5 fois celle d'un réseau de câbles, et une durée de quelques ms. Leurs fréquences s'échelonnent entre 50 Hz et 200 kHz. Les valeurs de surtension de manœuvres les plus élevées sont obtenues lors du réamorçage de disjoncteurs.

Les surtensions de manœuvres sont moins dangereuses que celles de foudre. Toutefois la grande énergie qui leur est associée à cause de leur longue durée peut provoquer dans les cas les plus extrêmes l'emballement thermique de la varistance.

La forme conventionnelle d'une surtension de manœuvres est dite 250/2500 μ s.

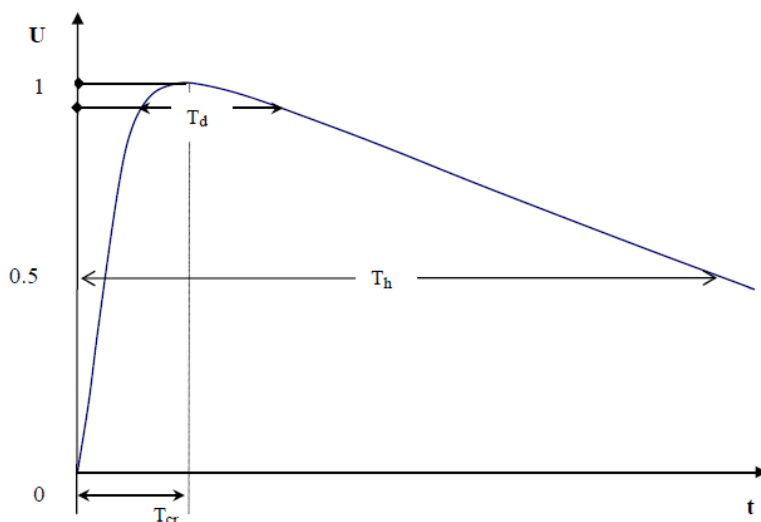


Figure I.3 : Choc de manœuvre normalisée

b. Surtension de foudre

Elles ont pour origine des décharges atmosphériques de foudre. Les surtensions engendrées se propagent guidées par la ligne avec des vitesses proches de la vitesse de la lumière.

Le courant de foudre peut s'écouler directement dans des circuits électriques provoquant des différences de potentiel en raison de l'impédance de ces derniers. Les tensions ainsi créées ont une valeur importante, voir très élevées susceptibles de provoquer l'amorçage des isolateurs, même pour des réseaux à haute tension. Les courants écoulés sont également très importants

et ils provoquent des destructions thermiques des objets qu'ils parcourent. On ne peut plus dans le cas de ces coups de foudre directs parler de simples perturbations. Ces phénomènes sont très destructeurs et très dangereux pour les personnes, d'où la mise en œuvre de dispositifs de protection par des écrans, paratonnerre ou des câbles de garde qui dirigent ces courants de foudre vers des prises de terre au lieu de les laisser atteindre des circuits électriques sous tension.

La forme normalisée de l'onde de choc de foudre est représentée sur la figure I.4.

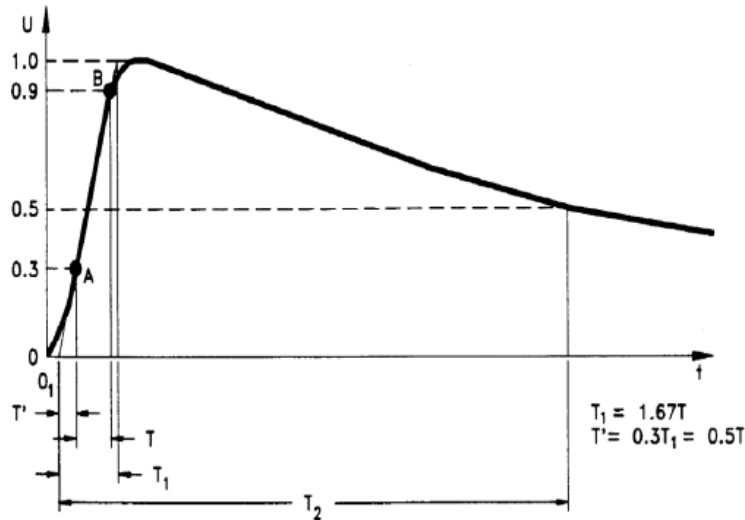


Figure I.4 : Choc de foudre normalisé.

I.1.3 Propagation des surtensions

Le mécanisme prédominant, de propagation des surtensions de commutation, est par conduction, puisqu'elles ont leur origine dans les réseaux d'alimentation électrique. C'est dans les décharges électriques atmosphériques où peut se manifester toute la gamme des formes de propagation. Par conséquent, on différencie les mécanismes suivants: [3]

- Surtension conduite : La foudre peut avoir un impact direct sur les lignes électriques aériennes. La surtension se propage et arrive jusqu'à l'utilisateur, en dérivant à terre à travers ses équipements et en produisant des avaries à ces derniers.
- Surtension induite : Le champ électromagnétique provoqué par les décharges électriques, induit des courants transitoires dans les équipements à proximité, en les transmettant à l'intérieur des installations et en endommageant les équipements.
- Surtension par couplage capacitif : Il existe toujours un couplage capacitif, également appelé capacité parasite, entre n'importe quelle paire de conducteur. Plus la rapidité de la forme

d'onde de tension impliquée est grande, plus les surtensions par couplage capacitif sont importantes.

- Augmentation du potentiel dans les prises de terre : Lorsqu'un coup de foudre atteint la terre, le courant de décharge peut élever le potentiel de terre à plusieurs milliers de volts autour du point d'impact dans le terrain comme conséquence du courant qui se disperse.

Tout objet sur le terrain touché aura la tension associée à ce moment, ce qui peut être à l'origine d'une différence de potentiel dangereuse par rapport à d'autres points de l'installation.

Il faut particulièrement prêter attention aux éléments métalliques enterrés, comme les canalisations et les prises de terre.

I.2 LES REGIMES TRANSITOIRES ELECTROMECHANIQUES

I.2.1 Introduction :

Dans l'étude des régimes transitoires électromagnétiques produits par différentes formes de courts-circuits, on s'intéresse à l'ordre de changement des grandeurs électriques et magnétiques des réseaux. Les changements des grandeurs électromécaniques (la vitesse de rotation des alternateurs et des moteurs, la fréquence, l'angle δ ,.....etc.) sont considérés , faibles et par conséquent négligeables. Cependant, si la durée du régime transitoire est assez longue, alors le changement des grandeurs électromécaniques devient considérable et ces changements jouent un rôle important dans le régime transitoire. Par exemple, si les vitesses des différents alternateurs changent subitement les uns par rapport aux autres, alors leur fonctionnement en parallèle devient impossible et influe négativement sur le processus transitoire. [1]

Le régime transitoire, dont on considère le changement de toutes les grandeurs électromagnétiques et électromécaniques est appelé régime transitoire électromécanique. Les plus importantes formes des régimes transitoires électromécaniques sont la stabilité statique et dynamique.

Considérons dans ce chapitre, une des deux formes de régimes électromécaniques c'est la stabilité statique.

Au cours des dernières années, la consommation, la production et le transport de l'énergie électrique n'ont cessé d'augmenter en raison de l'industrialisation, la croissance démographique et l'urbanisation.

Par ailleurs, les limites économiques et écologiques rendent difficile la construction de nouvelles lignes électriques.

C'est pourquoi les réseaux doivent aujourd'hui travailler proches de leurs limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Il s'agit donc d'améliorer la stabilité du réseau et ainsi sa capacité de transfert.

I.2.2 Les principes dans l'évaluation de la stabilité :

La plus grande attention est portée au comportement du réseau face à de petites ou de grandes perturbations.

Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts et la perte du synchronisme d'un grand générateur du réseau sont des exemples de grandes perturbations.

Après l'élimination d'une perturbation, le réseau sera stable s'il continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs.

L'instabilité d'un réseau peut avoir différentes origines et se manifester de plusieurs façons.

Dans l'analyse des réseaux électriques, l'identification des causes d'instabilité et la connaissance des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable du réseau sont très importantes.

On peut classer la stabilité du réseau électrique comme suit :

a –la stabilité de l'angle de puissance

-la stabilité statique

- la stabilité dynamique

- la stabilité transitoire

b -la stabilité de la tension

c -la stabilité à moyen terme

On appelle stabilité transitoire le pouvoir de maintien du synchronisme des machines d'un réseau électrique en dépit de grandes perturbations.

Ce type de stabilité dépend des conditions initiales, de la structure du réseau et de la sévérité des perturbations.

Si une grande perturbation agit sur le réseau électrique, ce dernier alors va considérablement s'éloigner de son point de fonctionnement et présenter un comportement non linéaire et complexe.

Si la sévérité et la durée de la perturbation sont suffisamment petites, après l'état transitoire et après l'amortissement des oscillations, le réseau va s'établir à un nouveau point d'équilibre stable. Mais si la perturbation est assez grande, le comportement du réseau va diverger et

perdre sa stabilité. L'augmentation des interconnexions dans les réseaux, de la rapidité des réponses dynamiques et de l'exploitation des lignes au plus proche de leurs limites de stabilité transitoire, accentue les effets indésirables des perturbations sur les réseaux électriques.

1.2.3 La stabilité statique, dynamique

a. La stabilité statique: Après le régime transitoire dû à la perturbation, le système entre dans le régime permanent. Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau. Le système n'est pas stable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé: l'état *instable* ou l'état *d'urgence*. Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement. Dans cette situation, on peut ramener tout le réseau à l'état normal grâce à des opérations de restauration.

b. La stabilité dynamique: Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause de changements dans la structure du réseau, les conditions d'exploitation, les systèmes d'excitation, les charges. Ces oscillations peuvent augmenter et finalement venir déstabiliser une machine, une partie du réseau ou tout le réseau.

Dans ce cas, on peut utiliser des modèles linéaires. Les principaux éléments dont les dynamiques ne sont pas négligeables sont la machine synchrone, le système d'excitation, le système de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (power system stabilizer).

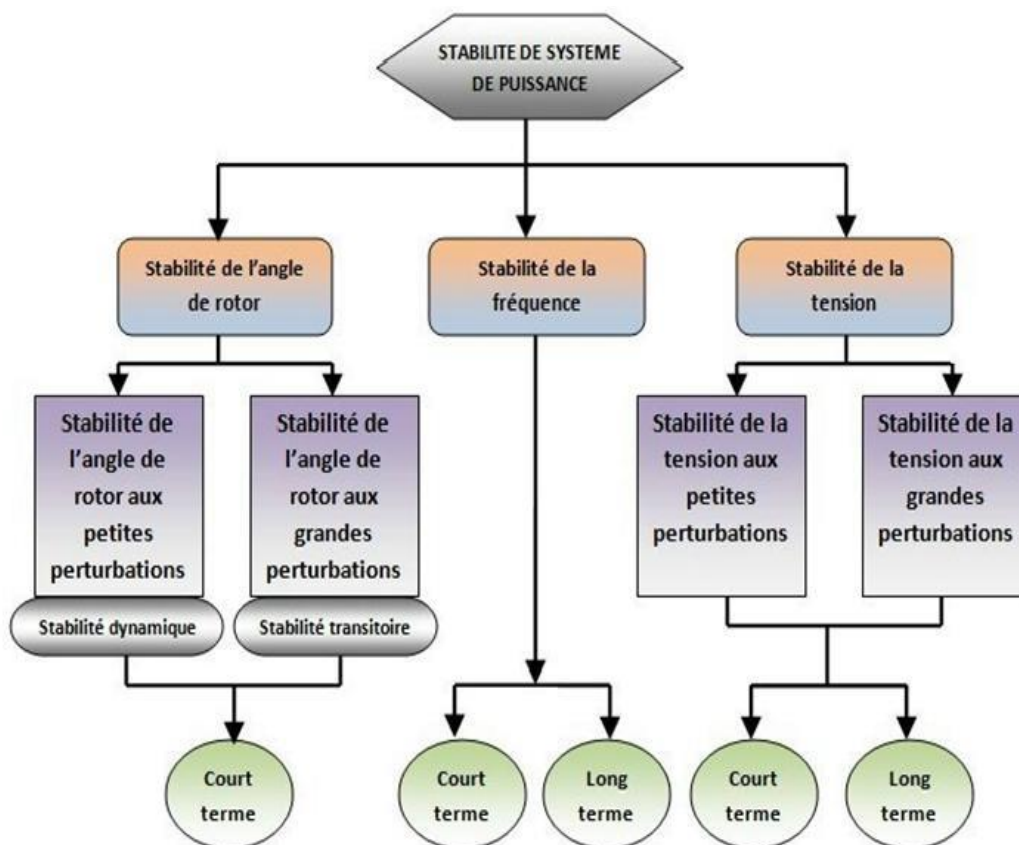


Figure I.5 : Classification des différents types de stabilité

I.2.4 NOTIONS SUR LA STABILITE STATIQUE

I.2.4.1 Caractéristiques de puissance du réseau simplifié

Considérons le réseau dont le schéma est représenté sur la figure (I.6). [1]

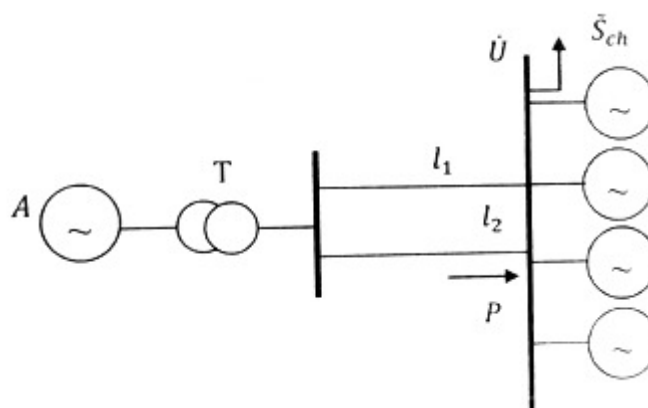


Figure I.6 : Schéma électrique du réseau simplifié

La centrale électrique est connectée à un réseau de grande puissance par deux lignes (l_1 et l_2). Les jeux de barres de la tension U divisent ce réseau en deux parties :

La partie A et les jeux de barres de la tension U appelé réseau simplifié et la partie à droite de ces jeux de barres est le système de grande puissance. Sur (la figure I.6), le réseau de grande puissance est représenté par un certain nombre d'alternateurs conventionnels et des charges généralisées.

La puissance de ce réseau électrique est beaucoup plus grande que la puissance de la centrale A. C'est pour cette raison qu'on considère ce réseau comme une source de la puissance infiniment grande ($S_r = \infty$), avec une tension constante ($U = \text{const}$) et tournant à la vitesse synchrone (ω_s) sur ses jeux de barres.

Construisons le schéma équivalent du schéma de la (Fig I.6) et simplifions ce schéma (Fig I.7).

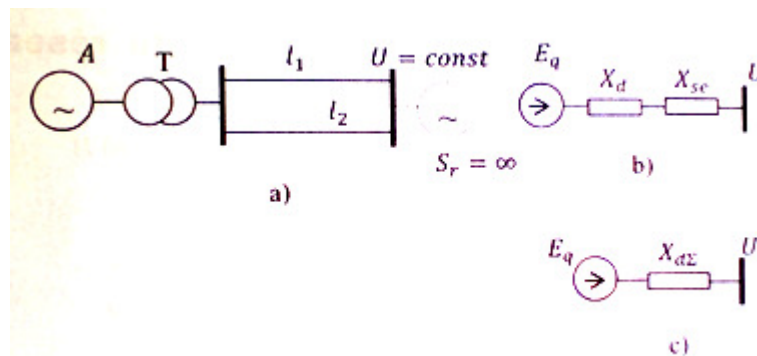


Figure I.7 : Schéma électrique (a), le schéma équivalent(b) le schéma équivalent simplifié (c)

On considère l'alternateur à pôles saillants par sa f.é.m. et sa réactance d'induction, représentant la combinaison des réactances X_d , X_T et X_l , X_{se} ;

Si $X_{d\Sigma}$ désigne est la réactance d'induction totale entre les nœuds des tensions E_q et U , alors :

$$X_{se} = X_T + \frac{X_l}{2}$$

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{se}$$

Le diagramme vectoriel correspondant au schéma équivalent est le suivant (Fig I.8)

Sur cette figure, δ est l'angle de déphasage entre les vecteurs de la f.é.m synchrone d'alternateur (E_q) et la tension U des jeux de barres de réseau électrique (on appelle aussi δ

l'angle interne), I_a et I_r sont les composantes actives et réactives du courant I par rapport à la tension U .

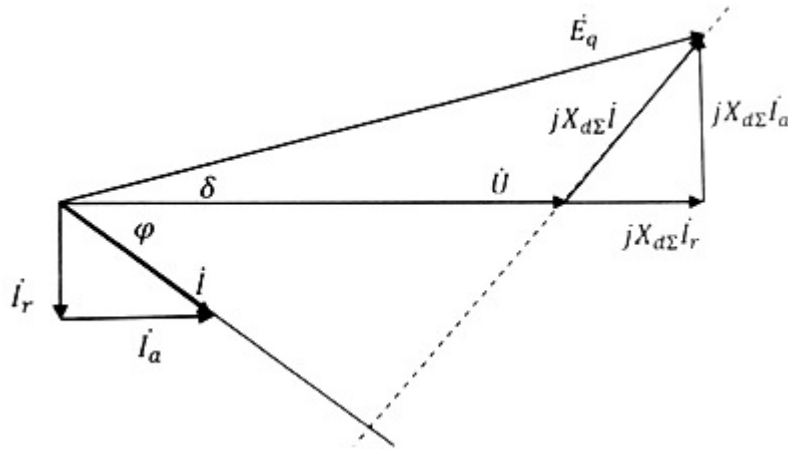


Figure I.8: Le diagramme vectoriel du schéma équivalent

Dans le régime forcé, la puissance active passant de l'alternateur au réseau est la suivante :

$$P = U I \cos\varphi = U I_a$$

Ou bien, d'après le diagramme vectoriel

$$I_a = \frac{E_q}{X_{d\Sigma}} \sin \delta$$

et

$$P =$$

$$\frac{E_q U}{X_{d\Sigma}} \sin \delta \quad (I.3)$$

C'est-à-dire, la valeur de la puissance active est déterminée principalement par la f.é.m. E_q et l'angle δ , parce que U et $X_{d\Sigma}$ sont des valeurs constantes.

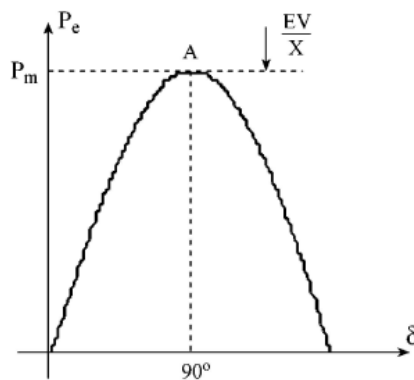


Figure I.9 : Caractéristique de puissance du réseau simplifié

On sait, que la valeur de E_q est proportionnelle au courant d'excitation de l'alternateur $E_q = I_f$.

Ce courant change à cause du réglage automatique de l'excitation de l'alternateur lors du régime transitoire. Pour simplifier ce problème, supposons que l'alternateur n'a pas le réglage automatique d'excitation et que le régime de l'alternateur change tellement lentement, que le courant libre devient très petit et on peut le négliger. Dans ce cas, on peut constater que, le courant d'excitation et la f.é.m. correspondant à ce courant sont constants, c'est à dire

$E_q \approx \text{const}$ et $I_f \approx \text{const}$. Alors, d'après (I.1) la valeur de la puissance active ne devient qu'une fonction de l'angle $\delta (P=f(\delta))$ ayant une forme sinusoïdale (FigI.9). On appelle cette fonction la caractéristique de puissance du réseau simplifié. Ici, P est la puissance active que, l'alternateur fournit au réseau électrique et en même temps elle représente la puissance électromagnétique de la machine.

1.2.4.2 Interprétation de la stabilité statique

Dans le fonctionnement de l'alternateur, deux moments principaux agissent sur l'axe du rotor. Le premier est le moment de rotation de la turbine (M_T), le deuxième est le moment électromagnétique résistant (M), qui est engendré par les actions réciproques des flux magnétiques du courant actif du stator et du courant excitation du rotor. En valeurs relatives, la valeur du moment résistant est égale à la valeur de la puissance électromagnétique de la machine ($M=P$), aussi on peut constater, que $M_T=P_T$. P_T est la puissance de la turbine. Dans le régime normal $P_T=P$, c'est-à-dire les moments de rotation et résistant sont en équilibre, et le rotor tourne avec une vitesse synchrone $\omega_r=\omega_s$. ω_r est la vitesse de rotation du rotor. Dans le régime transitoire, cet équilibre est perturbé et la vitesse du rotor change.

Considérons l'influence du changement de la vitesse de rotor sur l'angle δ .

On sait, que le vecteur E_q se trouve sur la direction de l'axe q et c'est pour cette raison que, ce vecteur tourne avec le rotor par la vitesse ω . La vitesse du vecteur U est $=\omega_s$.

Si le rotor tourne à la vitesse synchrone ($\omega_r=\omega_s$), alors les vitesses des vecteurs E_q et U sont les mêmes et la valeur de l'angle δ ne change pas.

Si, la vitesse du rotor change, alors celle du vecteur E_q diffère de la vitesse du vecteur U et l'angle δ change. C'est-à-dire, le changement de l'angle δ est lié au changement de la vitesse du rotor. Le rotor ayant une masse, il ne peut pas changer sa vitesse instantanément. Donc,

l'angle δ est une grandeur ayant une inertie. C'est un caractère avantageux de l'angle δ , car à l'instant initial de n'importe quel changement du régime l'angle δ reste constant et ceci permet de lier le nouveau régime au régime précédent.

Sur la (FigI.10), on représente la caractéristique de puissance de l'alternateur $P = f(\delta)$ et celle de la turbine (P_T). Pour ne pas compliquer la considération du problème, on considère que $P_T = \text{const}$.

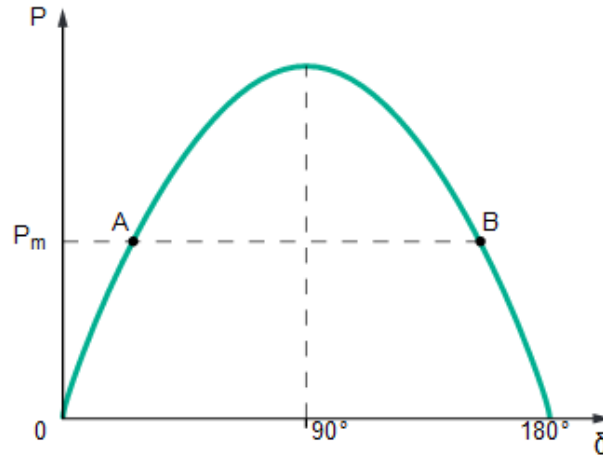


Figure I10 : Caractéristiques de puissance

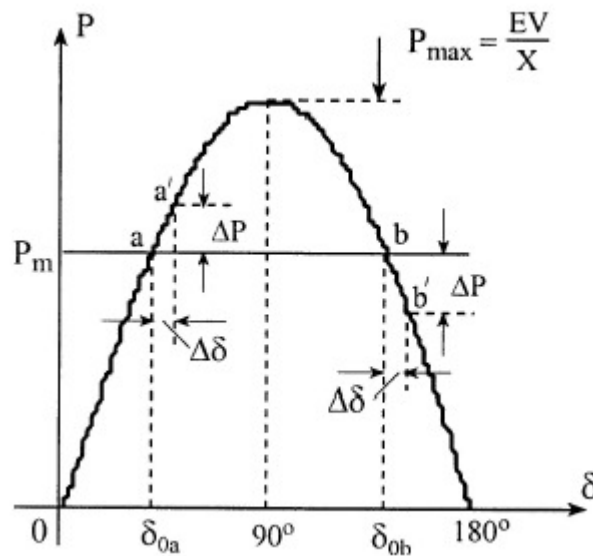


Figure I11 : Stabilité statique d'un générateur synchrone

Ainsi comme on le voit, ces deux courbes se croisent aux points a et b.

Sur ces deux points $P_T = P$, c'est-à-dire le régime forcé d'alternateur peut être au point a et soit disant au point b, l'alternateur est en régime instable.

Supposons que, le régime est au point a et suite à un changement quelconque du régime (par exemple à cause d'une perturbation habituelle survenant dans les réseaux électriques), qui engendre une augmentation de l'angle δ d'une valeur $\Delta\delta$. Alors, le régime passe au point a'. Dans ce cas la puissance électromagnétique de l'alternateur augmente selon la fonction $P=f(\delta)$.

Sur le point a' $P > P_T$. Le moment résistant, qui agit sur l'axe du rotor augmente aussi, le rotor ralentit (au point a). C'est-à-dire, le régime initial se rétabli. Ceci montre que ce point a, le régime est stable.

Si, le régime initial est au point b et l'angle δ augmente à une $\Delta\delta$, dans ce cas le régime passe au point b'. La P_e d'alternateur diminue ($P < P_T$) et le moment tournant augmente sur l'axe du rotor. A cause de l'action de cette augmentation du moment tournant la vitesse du rotor augmente, l'angle δ continue à augmenter, La P_e d'alternateur diminue encore et etc. Le régime s'éloigne peu à peu du point b et l'angle δ continue à augmenter sans cesse. En définitive, la puissance et le courant de l'alternateur parallèlement avec le réseau devient impossible. Autrement dit, l'alternateur sort du synchronisme. Comme on voit, le régime de l'alternateur au point b est instable.

L'aptitude du système à revenir au régime forcé après des petites perturbations dans le réseau électrique est appelée la stabilité statique.

L'exemple des petites perturbations dans les réseaux électriques peuvent être celles des petites variations de la charge, de la puissance de la turbine et du courant d'excitation de l'alternateur etc., qui surviennent habituellement.

L'analyse faite ci-dessus concernant le changement des régimes sur les points a et b peut être aussi faite pour n'importe quel point de la caractéristique $P=f(\delta)$. Les résultats de cette analyse montrent, que la moitié de la partie gauche ($\delta < \pi/2$) de la sinusoïde $P=f(\delta)$ correspond au régime stable, la moitié de la partie droite ($\delta > \pi/2$) au régime instable.

Pour la partie stable on a une condition $\frac{dP}{d\delta} = 0$ et $P=P_m$. On appelle $\frac{dP}{d\delta}$ la puissance synchronisante. P_m est la puissance maximale que l'alternateur peut donner au réseau électrique d'après la stabilité statique. C'est la puissance limite, dont le réseau électrique reste stable statiquement.

Le critère mathématique de la stabilité statique du réseau simplifié est la condition.

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \quad (I.4)$$

C'est-à-dire, la puissance synchronisante doit être positive.

Il est important de noter, que dans le choix du régime normal des réseaux électriques il faut tenir compte aussi d'une réserve d'après la stabilité statique. Cette réserve est caractérisée par le facteur de réserve de la stabilité statique d'après la puissance active :

$$K_p = \frac{P_m - P_0}{P_0} 100\%$$

Où , P_0 est la puissance transportée dans le régime normal, K_p doit être :

-Dans le régime normal $K_p \geq 20\%$

-Dans le régime de défaillance $K_p \geq 8\%$

CHAPITRE II**ANALYSE TRANSITOIRE DES CIRCUITS
ELECTRIQUES****II.1 INTRODUCTION**

Dans l'analyse d'un système électrique ou physique, une distinction est faite entre le régime permanent et le régime transitoire ou dynamique.

Un système électrique est dit être en régime permanent, lorsque les variables qui décrivent son comportement (tension, courant, etc..), sont soit invariables dans le temps (circuit DC) ou des fonctions périodiques du temps (circuit AC). Un système électrique est dit en régime transitoire quand les variables changent ou varient de manière non périodique.

Le régime transitoire disparaît dans le temps et un nouvel état d'équilibre apparaît. Donc le régime transitoire est le passage d'un état stable à un autre état stable.

Les paramètres du circuit L et C sont caractérisés par leurs capacités à stocker de l'énergie.

L'énergie du champ magnétique est : [3]

$$W_l = \frac{1}{2} \Phi i = \frac{1}{2} L i^2$$

L'énergie du champ électrique est :

$$W_c = \frac{1}{2} Q V = \frac{1}{2} C V^2$$

Les sources de courant et de tension sont les éléments au travers desquels l'énergie est appliquée aux circuits. Ainsi, un système électrique comme un système physique est caractérisé par une quantité d'énergie. Sous les conditions d'un régime permanent, l'énergie stockée dans les différentes capacités et inductances et appliquée par une source continue est constante. Cependant, dans un circuit alternatif, l'énergie est périodiquement transférée entre le champ magnétique et le champ électrique. Lorsque se produit un changement soudain dans un circuit, il y a une redistribution d'énergie entre L et C et un changement dans l'état des sources, requis par les nouvelles conditions. Cette redistribution d'énergie ne peut avoir lieu instantanément mais nécessite un certain temps qui est la durée du régime transitoire. La principale raison de cette situation est qu'un changement instantané de l'énergie exigerait une puissance infinie.

En d'autres termes, suite à une commutation, interruption, court circuit ou tout autre changement brusque dans la structure d'un réseau, il y aura des phénomènes transitoires.

De façon générale, nous dirons qu'un régime transitoire est la phase qui sépare dans le temps deux phases de régime permanent distinct d'un système physique.

II.2 REGIME TRANSITOIRE DES LIGNES ELECTRIQUES

II.2.1 Introduction

Les phénomènes transitoires dans les réseaux électriques sont causés par les manœuvres, les défauts et les autres perturbations comme la foudre. Ils impliquent une gamme de fréquence de zéro à quelques MHz. La précision des résultats de simulation obtenus par les analyseurs transitoires de réseaux ou par les calculs informatiques dépend de la représentation des composants du réseau ainsi que des données d'entrée disponibles. Des représentations valables sur toute la gamme de fréquence de 0 (courant continu) à 50 MHz ou plus sont pratiquement impossibles pour tous les composants d'un réseau. C'est pourquoi il faut examiner en détail les caractéristiques physiques d'un élément spécifique d'un réseau qui ont un effet décisif sur la partie du phénomène transitoire présentant un intérêt.

Les principales méthodes de calcul des régimes transitoires dans un réseau électrique sont regroupées en trois grandes familles :

- Les méthodes basées sur la théorie des ondes mobiles (initialement cette méthode est développée par Bergeron - méthode des caractéristiques)
- Les méthodes utilisant les transformations de Fourier ou de Laplace (transformation dans le domaine fréquentiel utilisant les théorèmes de convolution)
- Les méthodes aux différences finies.

Des études de perturbations transitoires sur un système de transmission ont montré que ces changements sont suivis par la naissance d'ondes qui se propagent de part et d'autre du point de défaut. Par exemple, lorsqu'un coup de foudre tombe sur un conducteur de ligne, l'onde de tension induite tend à se diviser en deux ondes se propageant dans des directions opposées.

Quand une onde de surtension atteint un transformateur de puissance, par exemple, elle provoque une répartition des contraintes, qui n'est pas uniforme et peut conduire à la rupture du système d'isolation.

Pour étudier le comportement des lignes de transport d'énergie intégrées dans un réseau, nous allons considérer le modèle d'une ligne à constantes réparties. L'analyse transitoire, comme le comportement en régime permanent, doit être basée sur des équations aux dérivées partielles.

II.3 MODELISATION DU PHENOMENE TRANSITOIRE

Considérons le modèle à constantes réparties de la ligne présentée à la figure II.1. [4]

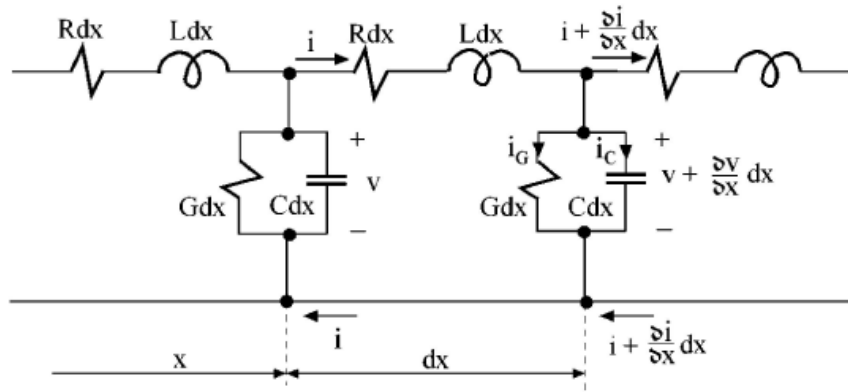


Figure II.1 : Modèle de la ligne à constantes réparties

Avec : Rdx , Ldx , Gdx et Cdx respectivement, la résistance, l'inductance, la conductance et la capacité d'un tronçon de ligne de longueur dx .

Soit x la distance de la source à la section considérée de la ligne; V et i la tension et le courant au début de la section dx et $V + (\partial V / \partial x) dx$ et $i + (\partial i / \partial x) dx$ à la fin de la section dx .

Notez que la tension et le courant dans une ligne de transmission en transitoire sont des fonctions de deux variables x et t . Nous pouvons maintenant écrire deux équations pour cette section par application de deux lois de Kirchhoff:

$$v = \left(v + \frac{\partial v}{\partial x} dx \right) + R dx i + L dx \frac{\partial i}{\partial t}$$

$$i = \left(i + \frac{\partial i}{\partial x} dx \right) + G dx \left(v + \frac{\partial v}{\partial x} dx \right) + C dx \frac{\partial}{\partial t} \left(v + \frac{\partial v}{\partial x} dx \right)$$

En combinant les termes similaires et en divisant :

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = R i + L \frac{\partial i}{\partial t} \tag{II. 3}$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = G v + C \frac{\partial v}{\partial t} \tag{II. 4}$$

Ces Equations sont dites les équations de la télégraphie dans la physique classique et équations d'ondes dans le cas d'une ligne sans pertes ($R=G=0$).

La solution de ces équations avec les conditions initiales et aux limites connues permet d'obtenir le courant de ligne et de la tension en tout point de la ligne en fonction du temps et de la distance.

L'influence de la résistance R et de la conductance G par rapport à L et C dans les lignes de transmission est négligeable (signaux à haute fréquence ou en présence de phénomènes transitoires). En outre, comme le temps de propagation des ondes est relativement faible, l'influence des pertes est à peine significative. Donc, pour simplifier l'analyse, la ligne sera supposée sans pertes. Les équations précédentes deviennent :

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -L \frac{\partial i}{\partial t} \quad (\text{II. 5})$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = -C \frac{\partial v}{\partial t} \quad (\text{II. 6})$$

A noter que le signe moins dans les équations est due au fait que la tension V et le courant i diminuent à mesure que x augmente (le sens de propagation de V et i le long de la ligne).

La dérivée par rapport à x de l'équation II.5 et par rapport à t de l'équation II.6 donne :

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = -L \frac{\partial^2 i}{\partial x \partial t} \quad (\text{II. 7})$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x \partial t} = -C \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad (\text{II. 8})$$

En remplaçant l'équation II.7 dans II.8 pour éliminer la variable courant, on obtient l'équation de propagation de la tension:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad (\text{II. 9})$$

De la même façon, la variable tension peut être éliminée et on obtient l'équation de propagation du courant :

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \quad (\text{II. 10})$$

Les équations (II.9) et (II.10) sont dites équations d'onde, elles sont identiques pour le courant et la tension. Quand une de ces fonctions est connue, l'autre peut être déterminée en utilisant soit l'équation (II.5) ou (II.6).

La solution des équations d'onde peut être déterminée de manière intuitive. En faisant attention au fait que les dérivées secondes de la tension v et du courant i, par rapport à t et x,

doivent être directement proportionnelle, la solution peut être toute fonction de variable t et x indépendante de la forme : $w_{1,2} = x \mp ct$ (II.11)

Une des méthodes les plus adaptées pour solutionner ces équations est la méthode de séparation de variables.

La solution de l'équation (II.9) est de la forme :

$$v(x,t) = v_1 + v_2 = f_1(x - ct) + f_1(x + ct) \quad (\text{II.12})$$

Qui satisfait l'équation (II.9).

Afin d'assurer cette cohérence et déterminer le sens de la constante c , nous substituons une des fonctions (équation II.12), par exemple f_1 , dans l'équation (II.9). Sa première dérivée par rapport à x est:

$$\frac{\partial v_1}{\partial x} = \frac{\partial f_1}{\partial w_1} \cdot \frac{\partial w_1}{\partial x} = \frac{\partial f_1}{\partial w_1} \quad (\text{II.13})$$

Et la seconde dérivée est:

$$\frac{\partial^2 v_1}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 f_1}{\partial w_1^2} \quad (\text{II.14})$$

La première dérivée de l'équation (II.12) par rapport à t est :

$$\frac{\partial v_1}{\partial t} = \frac{\partial f_1}{\partial w_1} \cdot \frac{\partial w_1}{\partial t} = \frac{\partial f_1}{\partial w_1} (-c) \quad (\text{II.15})$$

La seconde dérivée est :

$$\frac{\partial^2 v_1}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 f_1}{\partial w_1^2} \quad (\text{II.16})$$

En remplaçant les équations (II.14) et (II.16) dans l'équation (II.9), on obtient :

$$\frac{\partial^2 f_1}{\partial w_1^2} = LC \cdot c^2 \frac{\partial^2 f_1}{\partial w_1^2}$$

Or cette égalité est vérifiée si la quantité $LC \cdot c^2 = 1$, ou bien $c = 1/\sqrt{LC}$ (m/s)

Par conséquent, la constante c a les dimensions de mètres par seconde et représente la vitesse de propagation de l'onde de tension et du courant le long de la ligne. De même, on peut montrer que le deuxième terme (f_2) dans l'équation (II.12) satisfait à l'équation (II.9) avec la même signification de la constante c .

La fonction i du courant peut être déterminée en utilisant les équations (II.5) et (II.13), soit :

$$\frac{\partial f_1}{\partial w_1} = -L \frac{\partial i_1}{\partial t}$$

Après intégration par rapport à la variable t

$$\int \frac{\partial f_1}{\partial w_1} dt = -L \int \frac{\partial i_1}{\partial t} dt$$

Donne :

$$[1/(-c)]f_1 = L i_1 \text{ comme}$$

$$\frac{\partial w_1}{\partial t} = -c = \text{const}$$

On obtient :

$$i_1 = \frac{1}{cL} f_1(x - Ct) = \frac{1}{Z_C} v_1 \quad \text{avec: } Z_C = C \cdot L = \frac{L}{\sqrt{LC}} = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Z_C est l'impédance caractéristique d'une ligne de transmission sans pertes.

En suivant le même raisonnement on obtient l'expression de i_2 :

$$i_2 = \frac{1}{cL} f_2(x - Ct) = -\frac{1}{Z_C} v_2$$

L'expression du courant total est :

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_C} [f_1(x - Ct) - f_2(x + Ct)] = i_1 + i_2$$

La solution des équations de propagation du courant et de la tension sont :

$$v(x, t) = f_1(x - Ct) + f_1(x + Ct) = v_1 + v_2$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_C} [f_1(x - Ct) - f_2(x + Ct)] = i_1 + i_2$$

Ces solutions correspondent à des ondes de tension et de courant se déplaçant à la vitesse c dans la ligne, pour f_1 dans le sens des z positifs (onde progressive), pour f_2 dans le sens des z négatifs (onde régressive).

II.4 PROPRIETES DES ONDES DE PROPAGATION DE LA TENSION ET DU COURANT DANS UNE LIGNE DE TRANSMISSION

Le comportement des fonctions $v(x,t)$ et $i(x,t)$ peut être illustré en sélectionnant des points particuliers sur l'onde et suivre sa propagation à des instants différents. Prenons l'argument de v_1 ou i_1 constant, pour le point A, $v_1=0$, figure II.2 (a) $wA=x-vt=const$

Ceci montre que quand t augmente, x augmente aussi, donc $\Delta x=c\Delta t$ et ce point particulier A, a parcouru une distance Δx , comme le montre la figure II.2 (a). Ainsi, la représentation de v_1 en fonction du temps figure II.2 (a) en trait continu, montre que cette onde se déplace dans le sens positif des (+ X) (trait discontinue). Par conséquent, les ondes v_1 et i_1 sont dites des ondes incidentes. [4]

De la même façon, on peut vérifier pour v_2 et i_2 en gardant,

$wB=x+vt=co$, que lorsque x augmente le temps t diminue, donc $\Delta x=-c\Delta t$

Ceci montre pour un point particulier (B) de l'onde v_2 montrée à la figure II.2 (c), semble se déplacer dans le sens négatif des (-X). Ainsi, les ondes v_2 et i_2 sont dites des ondes réfléchies. Dans les deux cas considérés, la constante c représente la vitesse de propagation de l'onde de tension et du courant.

Dans les lignes de transmission sans pertes ($R=G=0$), les ondes de tension et de courant se propagent sans déformation ni atténuation pour l'onde incidente et l'onde réfléchie figure II.2 (b) et (d).

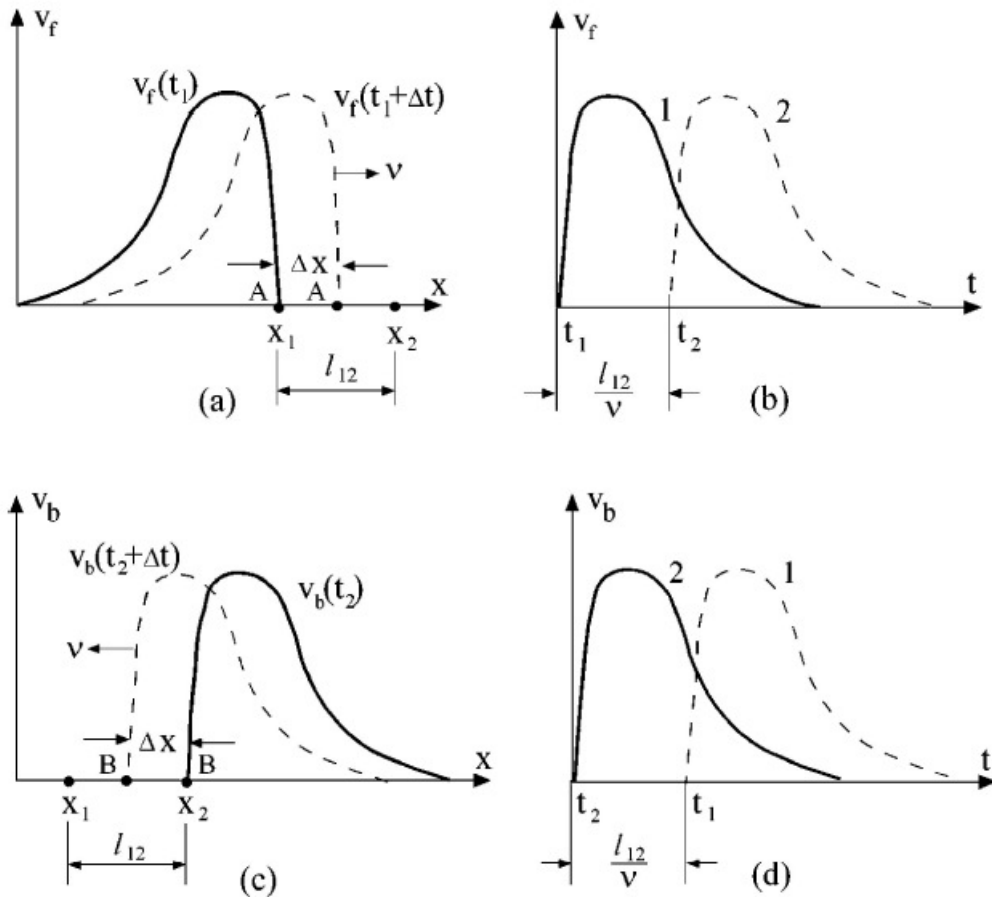


Figure II.2 Onde de tension fonction de la distance de propagation x et du temps t :
 (a) et (b) ondes incidentes, (c) et (d) ondes réfléchies.

En conclusion, il faut mentionner que, en tout point de la ligne y compris les points de discontinuité (extrémité de la ligne, point de connexion de deux lignes), les valeurs instantanées des tensions et courants sur la ligne peuvent s'exprimer par les relations suivantes :

$$v = v_1 + v_2$$

$$i = i_1 + i_2$$

Avec :

$$I_1 = \frac{v_1}{Z_C} \quad \text{et} \quad I_2 = -\frac{v_2}{Z_C}$$

II.5 COMPORTEMENT DES ONDES DE COURANT ET DE TENSION EN UN POINT DE JONCTION

II.5.1. Ondes incidente, transmise et réfléchi.

Un point de transition est un point de changement de l'impédance caractéristique de la ligne (jonction de deux lignes, jonction d'une ligne aérienne et d'un câble souterrain, un point de court circuit ou d'ouverture de la ligne). Quand une onde incidente atteint un point de transition, une partie de l'onde est réfléchi et une autre partie est transmise vers l'autre section de la ligne. [3]

Considérons le passage d'une onde mobile d'une ligne d'impédance caractéristique Z_1 vers une ligne d'impédance caractéristique Z_2 (Figure II.3)

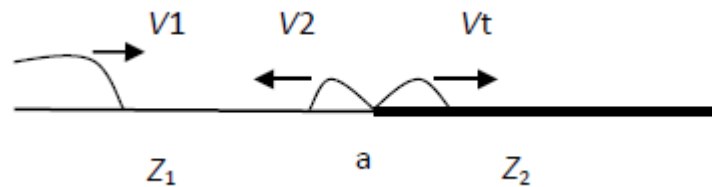


Figure II.3 : Schéma de principe

Au point de transition (a) et compte tenu du principe de continuité du potentiel et du courant de part et d'autre du point (a) on a :

$$v_1 + v_2 = v_t$$

$$i_1 + i_2 = i_t$$

Les ondes incidentes v_1 et i_1 sont reliées par la relation :

$$\frac{v_1}{i_1} = Z_1$$

Les ondes transmises v_t et i_t sont reliées par la relation :

$$\frac{v_t}{i_t} = Z_2$$

Les ondes réfléchies v_2 et i_2 sont reliées par la relation :

$$\frac{v_2}{i_2} = -Z_1$$

A partir des relations précédentes on obtient les expressions des ondes transmises et réfléchies des courants et tensions :

$$v_2 = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} v_1 \quad \text{et} \quad i_2 = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} i_1 = -v_2/Z_1$$

$$v_t = \frac{2 Z_2}{Z_1 + Z_2} v_1 \quad \text{et} \quad i_t = \frac{2 Z_1}{Z_1 + Z_2} i_1 = v_t/Z_2$$

$$\rho = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} \quad \text{est le coefficient de réflexion}$$

$$\alpha = \frac{2 Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad \text{est le coefficient de transmission}$$

CHAPITRE III **CALCUL DES REGIMES TRANSITOIRES PAR
LA METHODE DES ONDES MOBILES**

III.LA METHODE DES ONDES MOBILES

III.1 Principe

Soit une ligne de longueur λ supposée sans perte dont l'inductance est la capacité linéique sont égales à L, respectivement C. Les équations de fonctionnement de cette ligne s'écrivent :[5]

$$\partial V/\partial x = L \partial I/\partial t$$

$$\partial I/\partial x = C \partial V/\partial t \tag{III.1}$$

V et I représentent respectivement la tension et le courant en tout point de la ligne.

Par différentiation les équations (III.1) deviennent (III.2) :

$$\partial^2 V/\partial x^2 = LC \partial^2 V/\partial t^2$$

$$\partial^2 I/\partial x^2 = LC \partial^2 I/\partial t^2 \tag{III.2}$$

La solution de ces équations est de la forme:

$$V = F_1(x - V_0 t) + F_2(x + V_0 t)$$

$$I = (-F_1(x - V_0 t) + F_2(x + V_0 t))/ Z_c \tag{III.3}$$

Où :

$$V_0 = 1/\sqrt{LC}$$

est la de propagation des ondes électromagnétiques dans l'air (ou dans le diélectrique s'il s'agit d'un câble) :

$$Z_c = \sqrt{L/C}$$

est l'impédance caractéristique de la ligne (ou du câble) F_1, F_2 sont des fonctions de propagation qui dépendent aux conditions des limites aux deux extrémités de la ligne (ou du câble).

A partir des équations (3.3), nous pouvons déduire les relations suivantes entre V et I :

$$\begin{aligned} V(x,t) - Z_c I(x,t) &= 2 F_1(x - V_0 t) \\ I(x,t) + Z_c I(x,t) &= 2 F_2(x + V_0 t) \end{aligned} \quad (III.4)$$

A partir de ces relations nous allons déduire la représentation d'une ligne (ou du câble) entre deux points.

III.2 Représentation d'une ligne (ou du câble)

Soient deux nœuds k et m du réseau relié par un ligne ainsi que l'indique la figure (III.2). Nous définissons les nœuds k et m avec la tension V_k respectivement V_m et les courants i_{km} au nœud k qui circule dans le sens de k vers m et i_{mk} au nœud m qui circule dans le sens de m vers k.

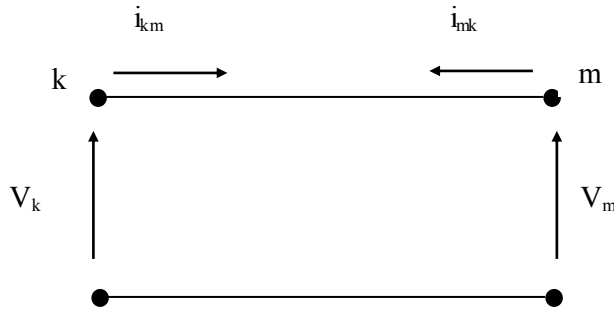


Figure III.2. Ligne (ou câble) entre les points k et m

En appelant $\tau = \lambda / V_0$ le temps de parcours d'une onde électromagnétique sur la longueur totale de cette ligne, il vient, à chaque instant t et en chaque point de cette ligne repéré par sa coordonnée x à partir de nœud m :

$$\begin{aligned} V(x,t) - Z_c I(x,t) &= V(x - \lambda, t - \tau) - Z_c I(x - \lambda, t - \tau) \\ V(x,t) + Z_c I(x,t) &= V(x + \lambda, t - \tau) + Z_c I(x + \lambda, t - \tau) \end{aligned} \quad (III.5)$$

Ayant choisie le point m comme origine de coordonnées de la ligne il vient :

$$\begin{aligned} V(0,t) &= V_m(t) \\ I(0,t) &= - i_{mk}(t) \end{aligned}$$

Ce qui entraîne d'après (III.5) :

$$V_m(t) - Z_c i_{mk}(t) = V(\lambda, t - \tau) + Z_c I(\lambda, t - \tau) \quad (III.6)$$

Mais le point de coordonnée $x = \lambda$ est le nœud k de la ligne, et donc :

$$V(\lambda,t) = V_k(t), I(\lambda,t) = i_{km}(t).$$

Et donc les équations (III.5) deviennent en tenant compte de (III.6):

$$V_m(t) - Z_c i_{mk}(t) = V_k(t - \tau) + Z_c i_{km}(t - \tau)$$

$$V_k(t) - Z_c i_{km}(t) = V_m(t - \tau) + Z_c i_{mk}(t - \tau) \quad (III.7)$$

Ces équations (III.7) sont fondamentales pour la représentation de la ligne dans l'étude des régimes transitoires. En effet de (III.7) on tire :

$$i_{km}(t) = V_k(t)/Z_c - (1/Z_c) \{ V_m(t - \tau) + Z_c i_{mk}(t - \tau) \}$$

$$i_{mk}(t) = V_m(t)/Z_c - (1/Z_c) \{ V_k(t - \tau) + Z_c i_{km}(t - \tau) \}$$

Soit en posant :

$$I_k(t) = - (1/Z_c) \{ V_m(t - \tau) + Z_c i_{mk}(t - \tau) \}$$

$$I_m(t) = - (1/Z_c) \{ V_k(t - \tau) + Z_c i_{km}(t - \tau) \} \quad (III.8)$$

Nous obtenons les équations (III.9) :

$$i_{km}(t) = V_k(t)/Z_c + I_k(t - \tau)$$

$$i_{mk}(t) = V_m(t)/Z_c + I_m(t - \tau) \quad (III.9)$$

Les équations (III.9) sont la base de la représentation de la ligne en tenant compte de la propagation des ondes mobiles.

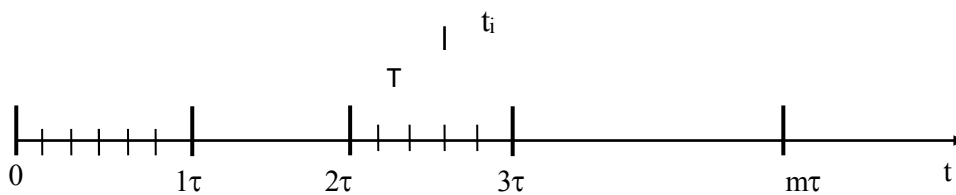


Figure III.3. Discretisation du temps

Si nous effectuons une discrétisation de temps t en pas de temps Δt qui sont des sous-multiples de τ tel que P étant un entier l'on ait : $\tau = p\Delta t$, au temps $t = i\Delta t$, nous aurons :

$$t_i - \tau = t_i - p\Delta t = t_{i-p}$$

Cependant au temps t_i : $I_k(t_i - p)$ et $I_m(t_i - p)$ sont connus et peuvent de ce fait être considérées comme des sources de courant dont la valeur est connue.

Ainsi la ligne peut être représentée par le schéma suivant (Figure III.4)

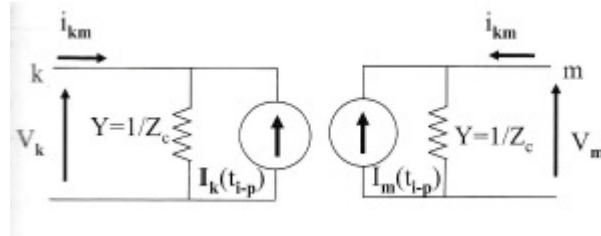


Figure III.4. Représentation de la ligne entre les nœuds k et m

Ce schéma est celui d'un circuit électrique classique alimenté par des sources de courant.

A chaque instant t_i il est possible de calculer une des grandeurs V_k , V_m , i_{km} , i_{mk} en fonction des autres grandeurs puisque la valeur des sources de courant $I_k(t_i - p)$ et $I_m(t_i - p)$ est connue à ces instants là. [5]

Cette modélisation du phénomène de propagation sur les lignes et dans le cadre d'une discrétisation du temps, la représentation de ces dernières sous la forme d'un circuit électrique est la base de la méthode des ondes mobiles.

A fin de permettre la modélisation d'un réseau complet il est nécessaire de proposer des modèles pour chacun des éléments du réseau et en particulier des résistances, inductances et capacités que nous allons aborder dans les paragraphes qui suivent.

III.3 Représentation d'une résistance

Le schéma de fonction d'une résistance connecté entre les nœuds k et m est celui de la figure (III.5).

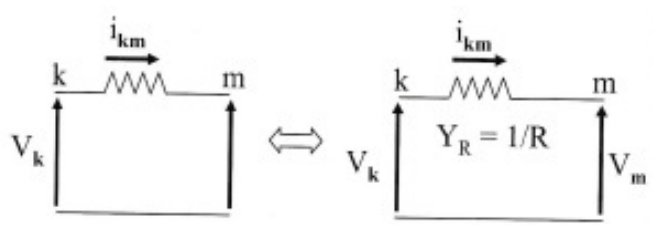


Figure III.5. Représentation d'une résistance

Les équations d'une résistance entre les nœuds k et m est :

$$V_k - V_m = R i_{km}$$

Ce qui se traduit en admittance par :

$$i_{km} = Y_R (V_k - V_m) \quad ; \quad \text{avec : } Y_R = 1/R$$

III.4 Représentation d'une inductance

L'équation d'une inductance branchée entre les nœuds k et m s'écrit:

$$V_k - V_m = L di_{km}/dt$$

Cette équation peut être intégrée entre les instants t et t - Δt sous la forme :

$$L(i_{km}(t) - i_{km}(t - \Delta t)) = \int_{t-\Delta t}^t (V_k(t) - V_m(t))dt \quad (\text{III.10})$$

Dans l'équation (III.10) l'intégrale peut être calculée de manière approchée par la méthode des Trapèzes puisque l'intervalle de temps Δt est suffisamment petit :

$$i_{km}(t) - i_{km}(t - \Delta t) = (\Delta t / 2 L) [V_k(t) - V_m(t) + V_k(t - \Delta t) - V_m(t - \Delta t)]$$

Cette équation peut être résolue en fonction de $i_{km}(t)$:

$$i_{km}(t) = (\Delta t / 2 L) (V_k(t) - V_m(t)) + i_{km}(t - \Delta t) + (\Delta t / 2 L) (V_k(t - \Delta t) - V_m(t - \Delta t)) \quad (\text{III.11})$$

Si l'on pose :

$$I_{km}(t) = i_{km}(t) + (\Delta t / 2 L) (V_k(t) - V_m(t))$$

et :

$$Y_L = (\Delta t / 2 L)$$

L'équation (III.11) devient :

$$i_{km}(t) = Y_L (V_k(t) - V_m(t)) + I_{km}(t - \Delta t) \quad (\text{III.12})$$

Où à l'instant t, $I_{km}(t - \Delta t)$ est connu et peut donc être considéré comme une source de courant.

De ce fait l'inductance peut être modélisée par un circuit électrique classique équivalent représenté par la figure (III.6)

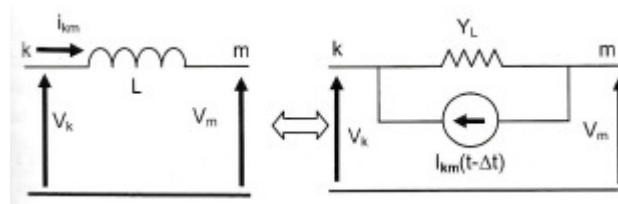


Figure III.6. Représentation d'une inductance

III.5 Représentation d'une capacité

Les équations d'une capacité C branchée entre les nœuds k et m s'écrivent :

$$i_{km}(t) = C \frac{d(V_k(t) - V_m(t))}{dt} \quad (III.13)$$

Ce qui après intégration entre les intervalles de temps t et t - Δt devient :

$$V_k(t) - V_m(t) - (V_k(t - \Delta t) - V_m(t - \Delta t)) = \frac{1}{C} \int_{t-\Delta t}^t i_{km}(t) dt \quad (III.14)$$

L'intégrale de (3.14) peut être calculée de manière approchée par la formule des trapèzes :

$$V_k(t) - V_m(t) - (V_k(t - \Delta t) - V_m(t - \Delta t)) = \frac{\Delta t}{2C} (i_{km}(t) + i_{km}(t - \Delta t)) \quad (III.15)$$

Ce qui en résolvant l'équation (3.15) par rapport à $i_{km}(t)$ donne :

$$i_{km}(t) = \frac{2C}{\Delta t} (V_k(t) - V_m(t) + i_{km}(t - \Delta t)) + \frac{2C}{\Delta t} (V_k(t - \Delta t) - V_m(t - \Delta t)) \quad (III.16)$$

En posant respectivement :

$$I_{km}(t) = [i_{km}(t) + \frac{2C}{\Delta t} (V_k(t) - V_m(t))]$$

$$Y_c = \frac{2C}{\Delta t}$$

L'équation (III.16) devient (III.17) :

$$i_{km}(t) = Y_c (V_k(t) - V_m(t)) + I_{km}(t - \Delta t) \quad (III.17)$$

Dans laquelle $I_{km}(t - \Delta t)$ est une grandeur connue à l'instant t et peut de ce fait être considérée comme une source de courant, ce qui permet représenter la capacité par le schéma équivalent de la figure (III.7).

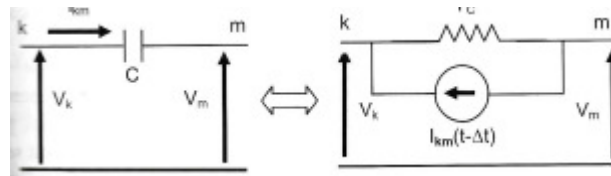


Figure III.7. Représentation d'une capacité

III.6 Représentation d'une source de tension

Le réseau étudié comporte souvent des sources des tensions qui sont insérées entre les nœuds l et m . Toute source de tension peut par le théorème de Norton être transférée en source de tension équivalente à partir des valeurs de la tension e_{km} et de son impédance interne $Z = 1/Y$ par la relation $J_{km} = -Y e_{km}$.

III.7 Principe de fonction de la méthode

Le temps total t pendant lequel on désire réaliser l'analyse de phénomène transitoire est discrétisé en intervalle de temps d'amplitude Δt suffisamment petite pour représenter les phénomènes recherchés avec une précision adaptée à l'objectif de l'étude comme par exemple le dimensionnement des protections, l'analyse systématique des moyens de réduction des surtension, etc.

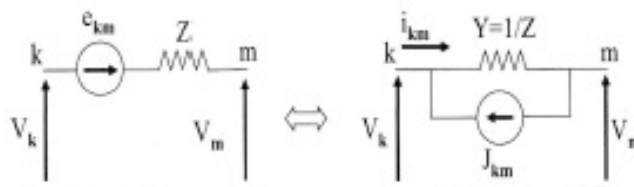


Figure III.8. Représentation d'une source de tension

La dimension de l'intervalle de temps Δt est choisie de manière à ce qu'il soit inférieur à la taille du plus grand sous-multiple de tous les temps τ_k de propagation des ondes électromagnétiques sur l'ensemble des lignes du réseau à étudier.[5]

Pour chaque valeur discrète t_i du temps t le réseau est représenté dans sa totalité par un ensemble de dipôles chacun étant défini par son admittance interne et éventuellement de courant selon les représentations des divers éléments qui nous venons de présenter dans les paragraphes précédentes.

On peut donc considérer que les fonctionnements du réseau est défini à l'instant t_i par la matrice \mathbf{Y}_{bus} des admittances et le vecteur \mathbf{I}_{bus} des sources du courant. La topologie du réseau étant connue à chaque instants par l'état « ouvert » ou « fermé » des appareils de coupure et les liaisons entre les lignes, les câbles et les autres éléments, il est possible de construire la matrice \mathbf{Y}_{bus} et le vecteur \mathbf{I}_{bus} des sources du courant.

Nous rappelons que les termes de la matrice \mathbf{Y}_{bus} sont défini par :

$$Y_{ij} = -y_{ij}$$

$$Y_{ii} = \sum_k y_{ik}$$

De même le terme générale de \mathbf{Y}_{bus} est défini par :

$$I_i = \sum_k I_{ik} + J_{ik}$$

Où les termes I_{ik} représentent les valeurs des sources de courant attachées aux lignes et aux éléments inductifs et capacitif tandis que J_{ik} sont les valeurs des sources de tentions transformées en sources de courant.

L'équation matricielle globale du réseau s'écrit alors :

$$\mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V} = \mathbf{I}_{bus}$$

Où \mathbf{V} est le vecteur des tensions en chaque nœud du réseau.

La résolution de cette équation matricielle par une méthode classique (méthode de Gauss par exemple) permet de calculer la tension V_i en chaque nœud du réseau. La connaissance de des tentions V_i permet en fonction de équation (III.7) à (III.16), de réduire les sources de courants dans les divers éléments du réseau, ce qui permettra de construire le vecteur \mathbf{I}_{bus} nécessaire au calcul des tensions à l'instant $t_{i+1} = t_i + \Delta t$.

Ainsi le calcul se poursuit jusqu'à ce que l'on ait atteint le temps t_{max} auquel le calcul se termine.

Remarque :

1) **Introduction des pertes résistives :** l'hypothèse de base de cette méthode qui consiste à négliger la résistance de la ligne afin de pouvoir résoudre de manière analytique les équations de propagation est incompatible avec l'étude des régimes transitoires car elle conduit à négliger l'amortissement des ondes durant la propagation. Un moyen pratique de pallier cet inconvénient majeur est réhibitoire consiste à diviser la ligne en plusieurs tronçons séparés par des fractions de la résistance totale de chaque ligne dans le schéma du réseau. On obtient alors pour une ligne que l'on a choisi pour séparer en trois tronçons égaux le schéma de la figure III.9 ci-dessous. La résistance totale est insérée par moitié entre les tronçons de lignes identiques. On a aussi des tronçons de ligne de longueur égale à $\lambda/3$ séparés par des résistances égale à $R/2$.

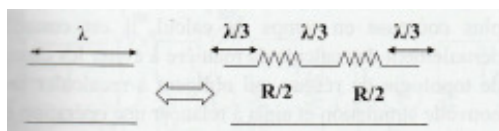


Figure III.9 Ligne de longueur égale à λ et de résistances R divisée par 3

Une étude effectuée afin d'évaluer l'influence de la finesse de représentation de la résistance sur la précision des résultats du calcul a montré qu'au-delà d'une discrétisation en 3 tronçons analogues à celle décrites sur la figure (III.9), les résultats ne changent pas de manière significative (l'étude a utilisé une ligne unique en la discrétisant en plusieurs centaines sans que les résultats soient affectés au-delà de la discrétisation ci-dessus).

2) **Introduction d'éléments à caractéristiques non linéaire :** les études de réseau en régime transitoire impliquent souvent la prise en compte des caractéristiques non linéaires de certains éléments comme les transformateurs ou les parafoudres. Il est encore possible d'utiliser cette méthode mais il est alors nécessaire d'appliquer une linéarisation de ces éléments par une approximation de leurs caractéristiques par des segments de droite qui représentent chacun une partie de la courbe non linéaire.

3) **Traitement de la matrice Y_{bus} :** ainsi que nous l'avons indiqué lors de ce chapitre consacré à la construction des matrices Y_{bus} , ces dernières présentent la caractéristique intéressante d'être une matrice dite « creuse », c'est-à-dire dont la majorité des éléments sont nuls. Il s'agit de la mémoire des éléments non nuls de la matrice et non de la matrice toute entière.

De même lors du calcul des tensions aux nœuds lorsque l'on doit résoudre le système linéaire on utilise généralement des algorithmes de triangularisation de la matrice qui consistent à transformer le système linéaire en un système équivalent tel que les éléments de la matrice situés en dessous de la diagonale principale de la matrice soit tous nuls. La résolution d'un tel système est alors immédiate.

L'opération de triangularisation étant de très loin la plus longue et la plus coûteuse en temps de calcul, il est conseillé d'organiser le déroulement des calculs de manière à éviter les changements fréquents de topologie du réseau qui obligent à calculer la matrice à chaque nouvelle simulation et ainsi à relancer une opération de triangularisation toujours très longue.

CHAPITRE IV STABILITE DYNAMIQUE ET TRANSITOIRE DU RESEAU ELECTRIQUE

IV.1 Concept sur la stabilité dynamique du réseau électrique

Si, après une grande perturbation le système peut retourner au régime forcé. Cette propriété du système est appelée la stabilité dynamique. Les grandes perturbations dans les réseaux électriques sont par exemple les différentes formes de cc , le débranchement des lignes aériennes magistrales, le débranchement des alternateurs (des centrales électriques) de grandes puissances, le débranchement des charges de grandes puissances etc....

Supposons que, dans un réseau simplifié (FigIV.1.a) une des deux lignes est débranchée subitement (FigIV.1.b). Considérons le changement du régime d’alternateur lors de cette forme de perturbation. Sur cette figure l’alternateur est caractérisé par les paramètres généralisés E et X_a, où E =const. Dans le régime normal, la puissance active est suivante : [1]

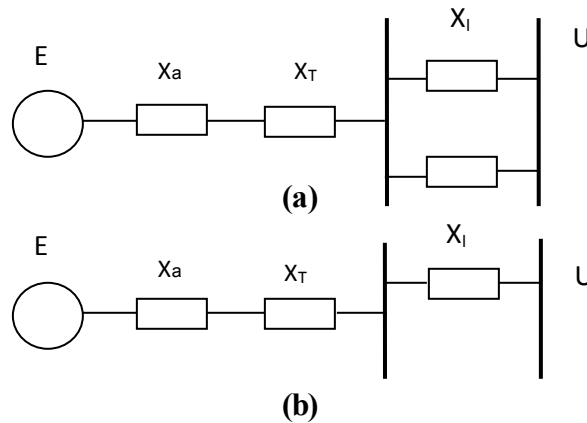


Fig. IV.1 : Schémas équivalents du réseau simplifié(a) et après le débranchement d’une ligne l₁(b).

$$P = \frac{E_q U}{X_{\Sigma}} \sin \delta \tag{IV.1}$$

Après avoir débranché la ligne l₁, la puissance correspondante à ce régime est :

$$P = \frac{E_q U}{X'_{\Sigma}} \sin \delta \tag{IV.2}$$

Ici, δ : est l’angle entre les vecteurs E et U, X_{Σ} et X'_{Σ} sont les réactances d’induction de 02 régimes considérés. D’après les schémas équivalents, nous avons :

$$X_{\Sigma} = X_a + X_T + X_l/2 \quad ; \quad X'_{\Sigma} = X_a + X_T + X_l$$

Comme $X'_{\Sigma} > X_{\Sigma}$, c’est-à-dire après avoir débranché la ligne l₁, la réactance d’induction de ce régime augmente et la puissance électromagnétique diminue d’après l’expression (IV.2).

Les caractéristiques de puissance de ces deux régimes sont représentées sur la (Fig.IV.2a).

Admettons que, le premier régime forcé, correspond au point a sur la caractéristique 1 du régime normale (Fig.IV.2a). Lors d'une grande perturbation quelconque (la ligne l_1 est débranchée), la puissance électromagnétique diminue d'après l'expression (IV.2) à cause de l'augmentation de la réactance d'induction du régime. Mais à l'instant initial du débranchement, l'angle δ reste invariable, parcequ'il ne peut pas changer momentanément ayant une inertie. Le régime passe au point b sur la courbe.

2. Sur ce point $P_T > P$ et à cause de laquelle le moment tournant M_{ac} agissant sur l'arbre du rotor augmente. La vitesse du rotor augmente, l'angle δ augmente aussi et le régime passe peu à peu au point c. Pendant ce temps, de même la puissance P augmente et sur le point c elle devient égale à la puissance de la turbine $P = P_T$. Dans l'intervalle b-c la vitesse relative du rotor ($\Delta\omega = \omega_r = \omega_s$) augmente continuellement et elle atteint sa valeur maximale sur le point c (voir fig .IV.2a)). C'est pour ça les 02 vecteurs E et U tournent à la même vitesse.

Mais , le régime ne peut pas aussi se stabiliser sur le point d, car un moment ralentissant continu à agir sur l'arbre du rotor et cette raison que, sur le point c le régime ne peut pas se stabiliser, malgré que ici $P = P_T$, et à cause de l'action de la vitesse relative du rotor, l'angle δ continu à augmenter.

Ainsi, le régime passe le point c se dirige vers un point quelconque d. Dans l'intervalle c-d

$P > P_T$ et par conséquent le moment ralentissant M_r agissant sur l'arbre du rotor devient égale à zéro ($\Delta\omega = 0$), c'est-à-dire sur ce point ($\omega_r = \omega_s$). Alors, les vecteurs E et U tournent à la même vitesse.

Mais, le régime ne peut pas aussi se stabiliser sur le point d, car un moment ralentissant continu à agir sur l'arbre du rotor et $\Delta\omega$ continu à diminuer. Ici, $\omega_r < \omega_s$, c'est-à-dire $\Delta\omega$ devient négative, l'angle δ commence à diminuer et le régime retourne vers le point c.

Dans la partie **d-c** , $\Delta\omega$ étant négative, elle augmente peu à peu sa valeur absolu et le régime atteint le point c. Sur le point c on a de nouveau $P_T = P$, alors une augmentation du moment d'accélération (M_{ac}) agit sur l'arbre du rotor, $\Delta\omega$ négative diminue, la diminution de l'angle δ ralenti etc.

Il en résulte que, l'angle δ oscille une certaine fois autour du point c et un nouveau régime forcé se stabilise sur ce point. Dans ce nouveau régime $P = P_T$, $\omega_r = \omega_s$ et $\delta = \delta_\infty$. Comme on voit, après avoir une action d'une grande perturbation l'alternateur a pu garder son régime forcé, cela veut dire que dans la condition de cette forme de perturbation le réseau est stable dynamiquement.

Si pendant le temps d'oscillation du rotor, l'angle δ augmente et dépasse sa valeur critique (δ_{cr}), alors le régime passe au point c', où on a $P_T = P$ et la vitesse relative du rotor commence à augmenter. De ce fait, l'angle δ augmente sans cession et l'alternateur sort du synchronisme. C'est-à-dire la stabilité dynamique est rompue.(fig.IV.2b).

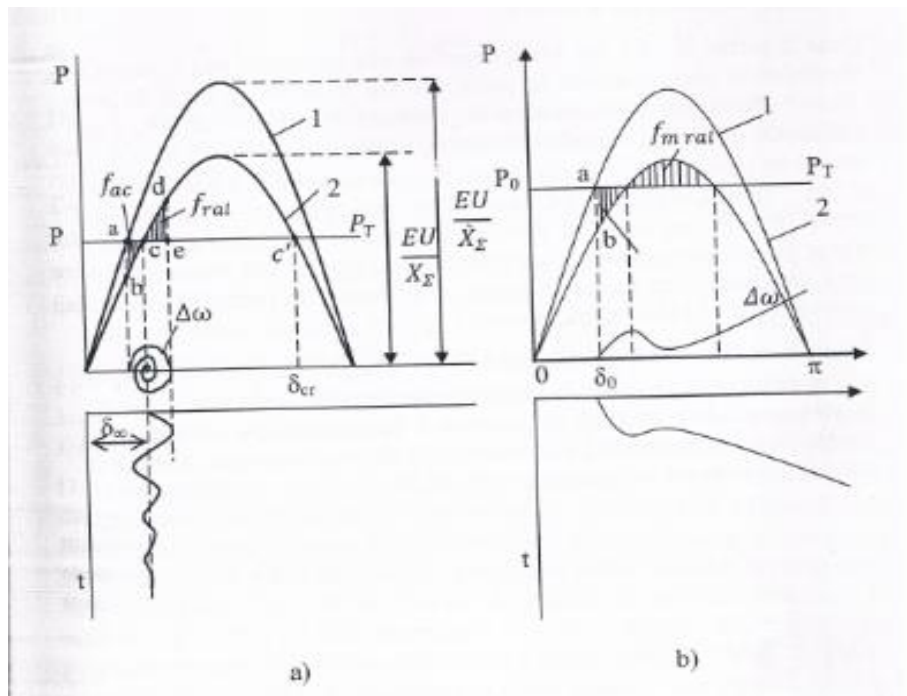


Figure. IV.2 : Caractéristique de puissances (courbes 1,2,3) et la courbe de changement de l'angle δ (courbe3).a) Stabilité dynamique, b- Instabilité dynamique.

IV.2 Calcul de la stabilité dynamique

On calcule la stabilité dynamique par deux méthodes.

-Soit la méthode des champs (surfaces, aires), soit par la méthode des intervalles successifs.

Considérons ces deux méthodes de calculs.

IV.2.1 Méthode des aires

Comme on a remarqué ci-dessus, dans la zone b-c de la courbe 2 représenté sur la (Fig.IV.2.a) un moment d'accélération agit sur l'arbre de rotor et sa vitesse relative augmente. Alors, l'énergie cinétique de la masse du rotor augmente aussi. Déterminons cet énergie, c'est-à-dire le travail qui est fait pendant le temps d'augmentation de l'angle δ allant de δ_0 jusqu'à δ_∞ .

$$A_{ac} = \int_{\delta_0}^{\delta_\infty} \Delta M d\delta$$

Ici, $\Delta M = M_T - M$ est l'augmentation du moment,

M_T -est le moment tournant de la turbine et

M -le moment électromagnétique ralentissant de l'alternateur. La liaison entre les moments et les puissances correspondant sont les suivantes :

$$M_t = \frac{P_T}{\omega_r} \quad , \quad M = \frac{P_T}{\omega_s}$$

Lors de l'oscillation du rotor, la valeur absolue de sa vitesse change très peu.

C'est pour cette raison que, dans les calculs des valeurs de moments on peut prendre que $\omega_r = \omega_s = 1$ (ces valeurs sont relatives). Alors, $\Delta M = P_T - P = \Delta P$, c'est-à-dire l'augmentation du moment est égale à l'augmentation de la puissance. Ceci facilite beaucoup des calculs. Alors,

$$A_{ac} = \int_{\delta_0}^{\delta_\infty} \Delta P d\delta = f_{abc}$$

Où, f_{abc} est la surface du triangle Δabc sur la (Fig.IV.2a). Comme on voit, dans la zone b-c l'énergie cinétique du rotor accumulé pendant son accélération est mesurée par la surface de f_{abc} . On rappelle f_{abc} la surface d'accélération.

Dans la zone c-d de la courbe 2(Fig.IV.2a) un moment ralentissant agit sur l'arbre du rotor et sa vitesse relative diminue. L'énergie cinétique du rotor diminue aussi. Cet énergie, ou le travail fait pendant le temps du rotor diminue aussi. Cet énergie, ou le travail fait pendant le temps de rotor diminue aussi. Cet énergie fait pendant le temps de changement de l'angle δ de la valeur δ_∞ jusqu'à δ_m est analogie à (IV.3).

$$A_{ral} = \int_{\delta_\infty}^{\delta_m} \Delta P d\delta = f_{cde}$$

Le ralentissement du rotor de la zone c-d de la courbe 2 diminue son énergie. Cette énergie est mesurée sur la surface de f_{cde} (fig.IV.2a). On appelle cette surface la surface de résistance(f_{ral}).

D'après la loi de la conservation de l'énergie, lors du changement de régime du point b jusqu'au point d de la caractéristique2, l'augmentation et la diminution de l'énergie de rotor doivent être égales, c'est-à-dire $f_{abc}=f_{cde}$.(sur la (fig.IV.2a) la position du point d est déterminée d'après cette égalité. Donc, lors de l'oscillation du rotor la surface d'accélération est égale à la surface de résistance ($f_{acc}=f_{ral}$).

Comme on voit de la (Fig.IV.2) la surface de résistant maximal est $f_{ralm}=f_{cde}$. Par la comparaison de cette surface avec la surface d'accélération on détermine la stabilité dynamique du système considéré.

$$f_{ral\ m} > f_{acc} \tag{IV.4}$$

Si cette condition est acceptable, alors le réseau considéré est stable dynamiquement. Dans ce cas, l'énergie cinétique du rotor accumulé pendant son accélération est donné au réseau électrique sous la forme d'une puissance active pendant le temps de son résistant. Avant que, l'angle δ atteint sa valeur (δ_{cr}) la vitesse relative du rotor diminue jus qu'à zéro. L'angle δ commence à diminuer et finalement un nouveau régime forcé se stabilise.

Si, $f_{ral} m < f_{acc}$ alors le système considéré est instable dynamiquement.

Dans ce cas, le rotor ne peut pas donner aux réseaux électrique tous l'énergie cinétique qu'il a accumulé pendant son accélération et c'est pour cette raison que, sa vitesse relative ne diminue pas jusqu'à zéro. De ce fait, le régime passe au point c', où $\delta > \delta_{cr}$, la vitesse relative du rotor augmente à nouveau et l'alternateur sort du synchronisme (Fig.IV.2a).

Donc, le calcul de la stabilité dynamique du réseau électrique par la méthode des aires est basé sur la comparaison des surfaces d'accélération et de résistant maximale. Le critère mathématique de cette stabilité est exprimé par la condition (11.4). Ici, la supériorité de la surface de résistant maximale ($f_{ral} m$) sur la surface d'accélération (f_{acc}) caractérise la réserve de la stabilité dynamique .

IV.2.2 Détermination de l'angle limite de débranchement de court-circuit

Supposons que, dans le réseau simplifié au début de la ligne II (Fig.IV.1a) il provient un cc asymétrique et puis cette ligne est débranchée automatiquement par la protection par relais (Fig.IV.1b). Dans ce cas, pour étudier la stabilité dynamique, il est indispensable d'analyser les trois régimes-le régime forcé normal (avant la perturbation), la régime de perturbation (cc asymétrique) et le nouveau régime forcé (après la perturbation). D'abord construisons les caractéristiques de puissance pour ces trois régimes.[1]

a. Régime forcé normal

Dans ce régime, l'expression de la puissance active est écrite d'après (IV.1) :

$$P_I = \frac{EU}{X_{\Sigma I}} \sin \delta = P_{mi} \sin \delta \quad (IV.1)$$

$$\text{Où} \quad X_{\Sigma I} = X_a + X_T + X_I/2 \quad \text{et} \quad P_I = \frac{EU}{X_{\Sigma I}}$$

b. Régime de court-circuit

Dans le cas de cc, le courant du stator change et par conséquent la puissance électromagnétique d'alternateur change aussi. Déterminons cette puissance.

Représentons le courant de cc par la somme de ses composantes directe, inverse et homopolaire selon la méthode des composantes symétriques et considérons les actions de ces composantes séparément.

Les enroulements du transformateur élévateur se trouvant dans les centrales électriques sont connectés d'habitude d'après le schéma Y_0/Δ et c'est pour cette raison que, le circuit du courant homopolaire ne passe pas à travers l'alternateur. Alors, dans le calcul de la stabilité dynamique on peut négliger l'action du courant homopolaire.

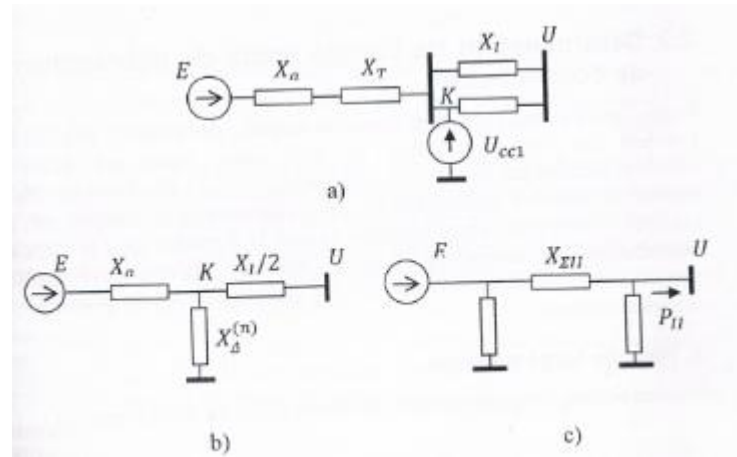


Figure. IV.3 : Schéma équivalent direct(a)du régime de cc asymétrique et ses formes simplifiées (b,c)

Le courant inverse passe à travers l’enroulement du stator et crée un flux magnétique tournant dans le sens contraire au sens de rotation du rotor.

L’action réciproque entre ce flux magnétique et le flux magnétique d’excitation du rotor crée un moment qui tourne avec une double pulsation (100Hz). Le rotor ayant une grande masse ne peut pas tourner avec une telle grande fréquence et il reste insensible contre le courant inverse. Alors, on peut aussi négliger l’action du courant inverse. De sorte que, dans le régime de cc, l’oscillation est déterminée seulement par l’action du courant direct. Dans ce but, écrivons le schéma équivalent direct du réseau simplifié considéré (Fig.IV.3a). Sur ce schéma U_{cc1} est la composante directe de la tension sur le point de cc. Pour simplifier le schéma équivalent remplaçons U_{cc1} par la réactance d’induction $X_{\Delta}^{(n)}$ selon la règle d’équivalence et après la transformation de ce schéma d’étoile Y (Fig.IV.3b) en un schéma Δ , nous obtenons le schéma de la (Fig.IV.3c). Alors, comme on voit, toute la puissance d’alternateur est transmise au réseau électrique par la réactance d’induction $X_{\Sigma II}$ (Fig.IV.3c). Les influences des autres d’inductions sur la valeur de cette puissance sont négligeables. $X_{\Sigma II}$ est égale à

$$X_{\Sigma II} = X_a + X_T + \frac{X_I}{2} + \frac{(X_a + X_T)X_{I/2}}{X_{\Delta}^{(n)}} \tag{IV.6}$$

Alors, dans le régime de cc l’expression de la puissance active devient la suivante :

$$P_{II} = \frac{EU}{X_{\Sigma II}} \sin \delta = P_{mII} \sin \delta \tag{IV.7}$$

Où $P_{mII} = \frac{EU}{X_{\Sigma II}}$

c. Régime après la perturbation

Dans ce nouveau régime forcé, la ligne II sur laquelle il arrive un cc est débranchée automatiquement par la protection par relais. Le schéma équivalent devient comme celui représenté sur la (Fig.IV.1b). L'expression de la puissance active est la suivante :

$$P_{III} = \frac{EU}{X_{\Sigma III}} \sin \delta = P_{mIII} \quad (IV.8)$$

Où, $X_{\Sigma III} = X_a + X_T + X_1$

$$P_{mIII} = \frac{EU}{X_{\Sigma III}}$$

Comparons ces trois résultats. D'habitude, $X_{\Sigma I} < X_{\Sigma III} < X_{\Sigma II}$ et par conséquent

$P_{mI} < P_{mIII} < P_{mII}$. Les caractéristiques des puissances construites d'après (IV.5), (IV.7) et (IV.8) sont représentées sur la Fig.IV.4.

Maintenant, considérons le changement du régime. Le premier régime correspond au point a sur la caractéristique 1 représenté sur la (Fig.IV.4).

Dans le cas de cc, la réactance d'induction augmente $X_{\Sigma II} > X_{\Sigma I}$

Par conséquent la puissance électromagnétique diminue selon (IV.6) et (IV.7). Le régime passe au point b se trouvant sur la caractéristique 2 (Fig.IV.4) et puis, l'oscillation du rotor se passe d'après la caractéristique 2.

Comme on voit, la surface de résistants maximale devient f_{cdk} . Cependant dans les réseaux électriques les cc ne durent pas longtemps. L'élément ou la partie endommagée du réseau électrique est débranché rapidement (automatiquement) par la protection.

Considérons l'influence du débranchement de cc sur la stabilité dynamique du réseau électrique. Dès que le régime atteint un certain point d (Fig.IV.4), où $\delta = \delta_{debr}$ la ligne endommagée (II) est débranchée. Alors, la réactance d'induction diminue ($X_{\Sigma III} < X_{\Sigma II}$)

La puissance active augmente, par conséquent le régime passe au point e et puis son changement suit d'après la caractéristique 3. Comme on voit, de la (Fig.IV.4), la surface de résistance maximale augmente beaucoup $f_{ral\ m} = f_{cdec}$. L'angle de débranchement est d'autant plus petit et la surface de résistants maximale est d'autant plus grande que, le temps de débranchement est très petit. Alors, la réserve de la stabilité dynamique augmente aussi. Donc, le débranchement rapide des défaillances provenant dans les réseaux électriques améliore la stabilité dynamique.

Déterminons la valeur limite de l'angle de débranchement du régime de défaillance. On détermine cette valeur de l'égalité des aires d'accélération (f_{abc}) et de résistants maximale (f_{cdec}).

$$f_{abc} = f_{cdec}$$

Ou bien

$$\int_{abedec} = 0$$

On peut écrire la dernière expression comme suite :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{d\acute{e}br}} (P_0 - P_{mII} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{d\acute{e}br}}^{\delta_{cr}} (P_0 - P_{mIII} \sin \delta) d\delta = 0$$

D'où

$$P_0 (\delta_{d\acute{e}br} - \delta_0) + P_{mII} (\cos \delta_{d\acute{e}br} - \cos \delta_0) + P_0 (\delta_{cr} - \delta_{d\acute{e}br}) + P_{mIII} (\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{d\acute{e}br}) = 0$$

Et

$$\cos \delta_{d\acute{e}br} = \frac{P_0 (\delta_{cr} - \delta_0) + P_{mIII} \cos \delta_{cr} - P_{mII} \cos \delta_0}{P_{mIII} - P_{mII}} \tag{IV.9}$$

Ici, tous les angles sont exprimés en radians. On calcule la valeur critique de l'angle de débranchement du régime endommagé δ_{cr} comme suit

$$\delta_{cr} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{mIII}}$$

Pour le réglage de la protection par relais et des appareils de commutations, il est important de savoir le temps limite de débranchement du régime endommagé. Pour cette raison, on utilise la dépendance $\delta = f(t)$ obtenu par la méthode des intervalles successifs.

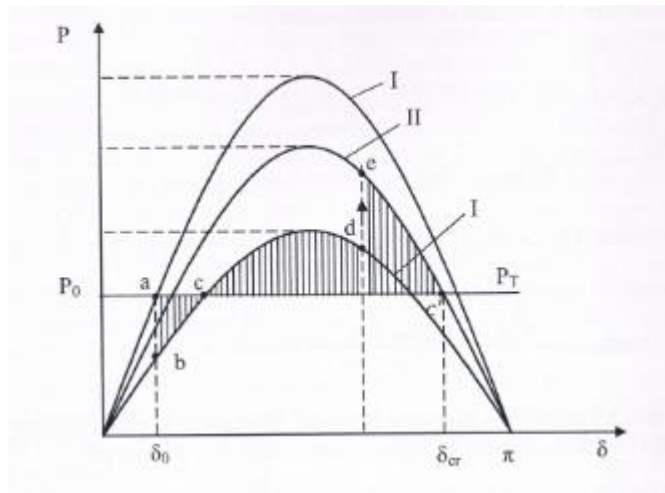


Figure. IV.4: Caractéristiques de puissances des régimes normaux (1), de CC (2) et après le CC(3)

IV.3 STABILITE TRANSITOIRE

IV.3.1 Introduction

La stabilité d'un réseau électrique est un problème dynamique qui nécessite une modélisation particulière de chaque composant du système. Il est supposé qu'avant toute analyse dynamique, le système est dans un état permanent pour lequel un point de fonctionnement traduit une opération stable et peut être déterminé par un calcul d'écoulement de puissance.

-Stabilité transitoire : Concerne l'état d'un système à retrouver un état stable après une perturbation grave ou un gros incident. La période de recouvrement peut varier d'une fraction de seconde pour que le premier mode soit déterminé à plusieurs secondes (jusqu'à 10 s) pour les modes multiples.

Cette partie de cours s'intéresse à l'étude de la stabilité transitoire, qui en fait, suite à un défaut particulier déstabilise le système et entraîne principalement les générateurs à un fonctionnement anormal. L'étude de la stabilité transitoire consiste à analyser alors l'évolution de paramètres particuliers, comme la fréquence de rotation des machines, leur tension ou phase de tension, ou encore la tension aux nœuds du réseau électrique.

Il est connu que chaque variable du système définissant un réseau électrique, nécessite un certain temps pour répondre à un changement aux conditions d'opération, et un grand ensemble d'équations différentielles peut être décrit pour déterminer la réponse. Aussi, il serait plus intéressant de faire certaines hypothèses afin de simplifier la modélisation.

IV.3.2 Analyse de la stabilité transitoire

Pour analyser la stabilité angulaire d'un réseau électrique vis-à-vis des grandes perturbations, nous prenons le cas d'un système machine synchrone-réseau infini, avec une modélisation classique. Ce système simple admet un traitement analytique complet, et nous permet de tirer beaucoup d'enseignements en constituant une excellente introduction à l'analyse de systèmes plus complexes.[6].

Une machine synchrone peut être raisonnablement bien représentée par le modèle « classique », c-à-d une f.e.m d'amplitude constante E_g derrière une réactance transitoire X_g . La ligne et le transformateur sont respectivement représentés par X_l et X_t (réactance de fuite).

Dans ces conditions, nous pouvons remplacer le réseau, les charges et le jeu de barres infini par un schéma équivalent de Thévenin aux bornes de la machine (figure IV.1).[7]

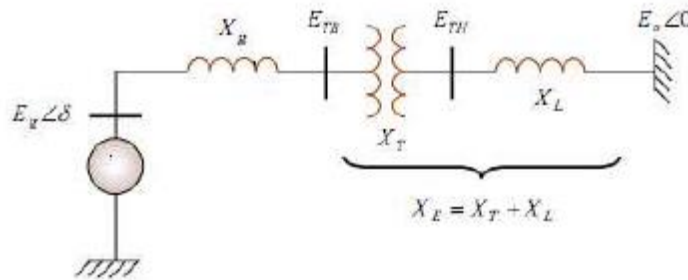


Figure. IV.5 : Schéma unifilaire d'un réseau mono machine-nœud infini

Une réactance équivalente de tout le système s'écrit :

$$X_{eq} = X_g + X_E = X_g + X_T + X_L \tag{IV.10}$$

Dans un premier temps, nous supposons la puissance mécanique P_m constante. Les charges seront donc représentées par des impédances constantes.

IV.3.2.1 Points d'équilibre et relation P-δ

Dans un état équilibré, la puissance électrique P_e générée par la machine est donnée par l'équation (5.2) et représentée graphiquement par la figure IV.6 :

$$P_e(\delta) = \frac{E_g E_\infty}{X_{eq}} \sin \delta \tag{IV.11}$$

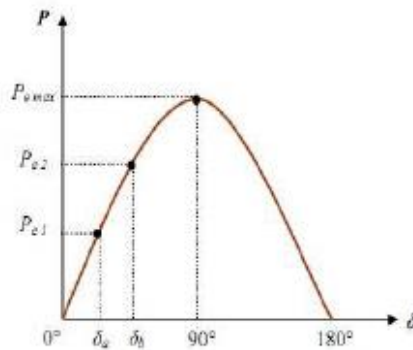


Figure.IV.6 : Relation Puissance électrique P_e en fonction de δ

En fonction d'une charge donnée, la puissance mécanique P_m est considérée constante et le point d'équilibre correspondant peut être représenté par le point $P_{e1}-\delta_1$ de la figure IV.6. En ce point, la puissance électrique P_{e1} produite est égale à la puissance mécanique P_m fournie.

Si un brusque changement de charge apparaît (une brusque augmentation de charge, par exemple), cela entraîne une variation brusque de la puissance mécanique et par conséquent de la puissance électrique qui passe de P_{e1} à P_{e2} . Le rotor de la machine va donc accélérer afin que l'angle δ augmente.

Cependant, même si la puissance développée par cette accélération soit suffisante par rapport à l'appel de la nouvelle charge (nouveau point $P_{e2}-\delta_2$) atteint, le rotor continuera à accélérer, ce qui portera δ au-delà de δ_2 , jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour faire cesser cette accélération. L'énergie supplémentaire.

Déployée va faire ralentir le rotor et diminuer l'angle de puissance δ . En fonction de l'inertie du système et de son amortissement, deux cas peuvent se présenter (figure IV.7) :

Cas1 : la machine reste stable si les oscillations de l'angle rotorique arrivent à s'amortir.

Cas2 : la machine devient instable si les oscillations n'arrivent pas à s'amortir ce qui fait perdre le synchronisme du système.

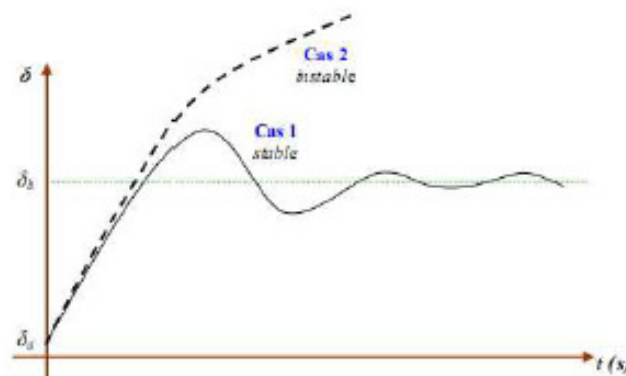


Figure.IV.7 : Variation de l'angle rotorique δ

IV.3.2.2 Critère d'égalité des aires.

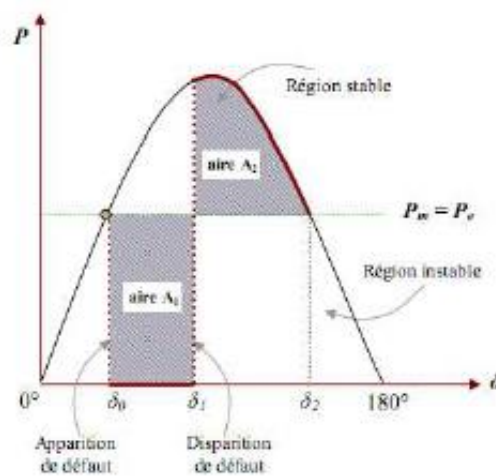
Soit l'apparition d'un défaut, comme un court-circuit sur la ligne de transport du système précédent (mono machine-nœud infini), disparaissant après quelques périodes. Essayons d'analyser ce problème par le critère d'égalité des aires.

Il est clair que dès l'apparition du défaut, l'écoulement de puissance du système est modifié, ainsi que l'angle du rotor δ . En retraçant la caractéristique $P_e-\delta$, en tenant compte du défaut, deux zones apparaissent :

-Une première zone (zone d'accélération A_1) se situant au dessous de la droite horizontale correspondant à la puissance constante du point de fonctionnement stable avant apparition du défaut (droite de charge). Cette zone est aussi limitée par les droites verticales correspondantes aux angles rotoriques δ_n (angle de rotor au moment d'apparition du défaut) et δ_2 (angle de rotor au moment de disparition de défaut). En fait, cette zone correspond à l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération de δ_1 à δ_2 (période entre apparition et disparition du défaut), se traduisant par : $P_m > P_e$.

-Une deuxième zone (zone de décélération A_2), commençant juste après élimination du défaut. Cette zone se caractérise par une décélération du rotor et se traduit par : $P_m < P_e$.

La figure IV.8, illustre clairement le critère de l'égalité des aires.



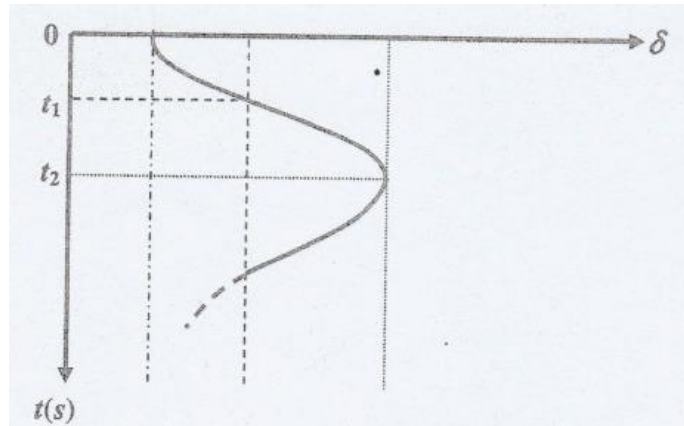


Figure. IV.8

(a) Caractéristique P- δ (b) Variation de l'angle rotorique δ avant, pendant et après défaut.

Ainsi, le rotor peut restituer au générateur toute énergie cinétique acquise en zone A₁ durant la phase de décélération de la zone A₂, le système (générateur) retrouve sa stabilité. Dans ce cas l'aire A₁ est égale à l'aire A₂.

Par contre si au point P_m=P_e correspondant à l'angle δ_2 , la zone A₂ n'arrive pas à restituer au générateur l'énergie cinétique emmagasinée, (l'aire A₂ étant inférieure à l'aire A₁), la décélération du rotor va continuer jusqu'à perte du synchronisme.

Du point de vue mathématique, nous pouvons expliquer ce critère par ce qui suit.

Il faut rappeler que l'équation du mouvement du générateur s'écrit :

$$P_m - P_e = \frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Ou encore

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) = \frac{\omega_s}{2H} P_a \quad (\text{IV.12})$$

En multipliant les 2 côtés de l'équation (IV.12) par $2\left(\frac{d\delta}{dt}\right)$, nous avons :

$$\left(2\frac{d\delta}{dt}\right)\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} P_a \left(2\frac{d\delta}{dt}\right) \quad (\text{IV.13})$$

Ou encore

$$\left[d\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2\right] = \frac{\omega_s}{H} P_a d\delta \quad (\text{IV.14})$$

En intégrant les 2 côtés, cela donne :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{\omega_s}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (\text{IV.15})$$

Cette équation détermine la quadrature de la vitesse relative de la machine (par rapport à l'axe de référence tournant à vitesse constante, comme par exemple le nœud infini) comme proportionnelle à l'intégrale de $P_a(\delta)$. Pour un rotor en accélération, la condition de stabilité est que cette vitesse devienne zéro ou négative, causant le ralentissement du moteur. En d'autres termes, l'augmentation de l'angle rotorique pour δ est limitée et après l'atteinte de la valeur maximale δ_{\max} existe et est donné par la condition

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \leq 0 \quad (\text{IV.16})$$

Dans le cas opposé, $\frac{d\delta}{dt}$ ne s'annule pas, le rotor continuant de tourner et le synchronisme est perdu (l'angle δ augmente indéfiniment).

L'intégrale $P_a d\delta$ de l'équation (IV.16) représente une aire sur le diagramme P- δ et la courbe de la puissance d'entrée, i.e., la puissance d'accélération, peut aussi être représentée comme une courbe $P_a(\delta)$, ce qui est montré en figure (IV.9).[4]

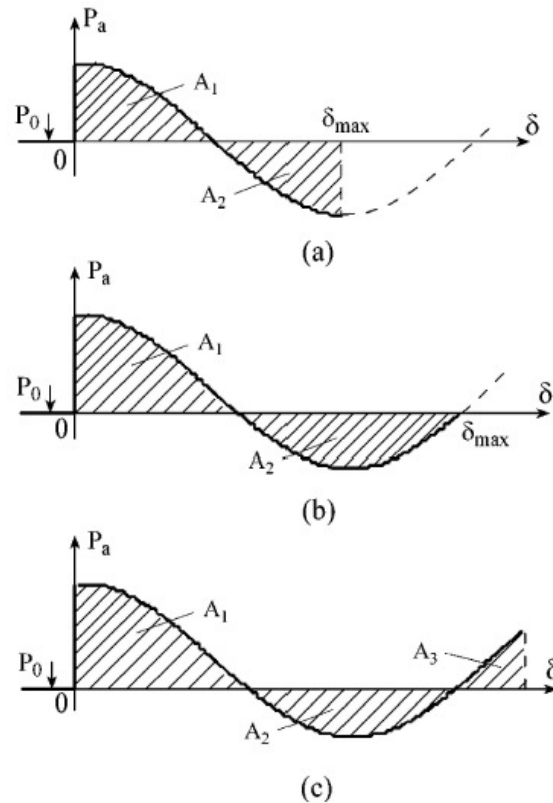


Figure. IV.9 : Critère d'égalité des aires d'un système stable(a), cas critique(b) et d'un système instable (c).

Donc, l'aire hachurée de la figure IV.9 doit être nulle, ce qui signifie que les aires positive et négative sont égales. Ceci est connu comme étant le critère d'égalité des aires. Physiquement, ce critère signifie que le rotor doit être capable de renvoyer au système toute l'énergie gagnée ou reçue de la turbine durant la période d'accélération. Ceci est montré en figure IV.9.

Dans la figure IV.9.a l'aire positive A_1 est égale à l'aire A_2 à l'angle δ_{\max} , pour lequel la puissance d'accélération est négative, durant le ralentissement du rotor. Ainsi le système est stable et δ_{\max} est l'angle rotorique maximal atteint durant le balancement ou pompage. En figure IV.9.b, les aires positives et négatives sont égales au point où P_a change de signe, ce qui veut dire que c'est cas critique et les oscillations vont continuer. Cependant, du à l'effet d'amortissement, ces oscillations vont s'estomper, ce qui pousse le système à devenir stable et δ_{\max} est encore l'angle rotorique maximal atteint durant le premier balancement. Si la puissance d'accélération s'inverse avant que les aires A_1 et A_2 ne s'égalisent, comme en figure IV.9.c et δ continue d'augmenter jusqu'à perte de synchronisme.

Le critère d'égalité des aires est généralement appliqué à la courbe $P-\delta$, pour laquelle les puissances mécaniques et électriques sont tracées en fonction de δ .

Il faut noter que la courbe de puissance d'accélération pourrait avoir des discontinuités dus au déclenchement du réseau, à des apparitions de défauts et autres.

Un exemple simple de critère d'égalité des aires peut être introduit en examinant la stabilité du système de la figure IV.10, si l'une des deux lignes parallèles, qui lie le générateur à un nœud infini est déconnectée. Les deux courbes P- δ , relatifs à un fonctionnement normal (courbe 1) et à un mode de fonctionnement d'une seule ligne (courbe 2) est représentée en figure V.11 [4].

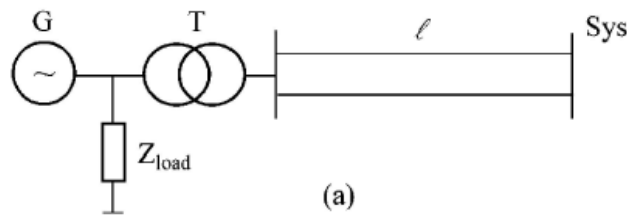


Figure. IV.10 : Représentation unifilaire du système étudié.

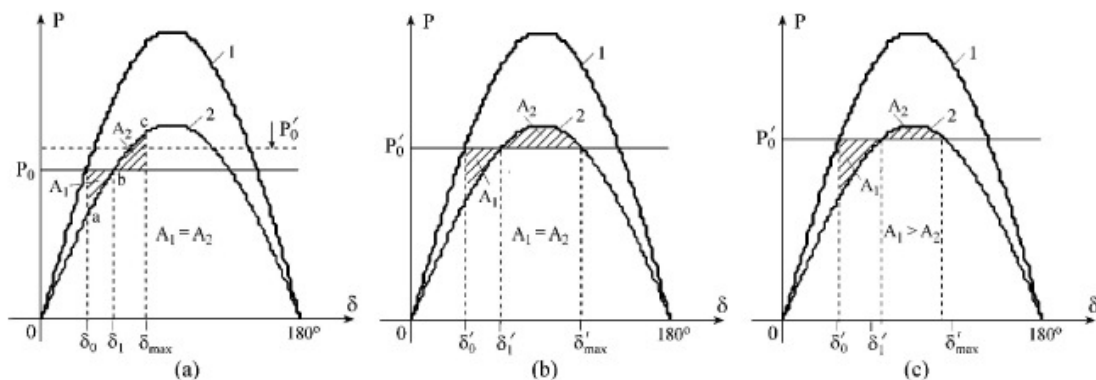


Figure . IV.11 : Courbe P- δ pour les deux lignes en parallèle (courbe 1) et pour une seule ligne (courbe 2) et le critère d'égalité des aires : fonctionnement stable(a), cas critique (b) et fonctionnement instable (c). [4]

L'aire A_1 hachurée est proportionnelle à l'énergie cinétique stockée au rotor, lorsque la puissance d'entrée P_0 est plus grande que la puissance électrique délivrée par le générateur en accord avec la courbe 2', et dans ce cas le rotor accélère (Fig.IV.11.a.). L'aire A_2 hachurée représente la quantité d'énergie que le rotor renvoie au système. Lorsque les deux aires sont égales, le rotor se repose à δ_{max} (point c), sur quoi sa vitesse est encore synchrone.

Ayant tourné toute l'énergie cinétique en extra vers le circuit électrique, le rotor continue à décélérer ($P_e > P_m$) chutant vers le point b de la courbe pour revenir au point a. De telles oscillations vont continuer jusqu'à amortissement complet du nouveau angle δ_1 ($\delta_1 > \delta_0$, point

b). Cependant, si la puissance initiale de fonctionnement P_0' et l'angle δ_0' sont augmentées à des valeurs pour les quelles l'aire entre δ_0' et δ_1' (A_1) est juste égale à l'aire entre δ_1' et δ_{max}' où $\delta_{max} = 180 - \delta_1'$, nous aurons le cas critique de fonctionnement (Fig.10.19.b). Ce serait la condition pour une puissance d'entrée maximale ($P_{0,max}$). Si la puissance d'entrée est plus grande que $P_{0,max}$ alors l'énergie d'accélération (A_1) sera plus grande que l'énergie de décélération disponible ($A_1 > A_{2,avail}$). L'énergie cinétique en excès poussera δ à continuer d'augmenter au-delà de δ_{max}' et l'énergie sera encore absorbée par le rotor puisque P_e diminue avec l'augmentation de δ , i.e., la pente est négative) et la stabilité sera perdue (Fig.IV.11). Le coefficient

$$k = \frac{A_{2,avail} - A_1}{A_1} \tag{IV.17}$$

est parfois le facteur de sécurité de la stabilité transitoire. Noter qu'il est permis au rotor d'osciller après le passage du point $\delta = 90^\circ$ (Voir Fig.IV.11), aussi longtemps que le critère d'égalité des aires est satisfait.

Comme autre exemple d'utilisation du critère d'égalité des aires, considérons un défaut sur une des deux lignes parallèles de l'exemple précédent. Les courbes $P-\delta$ correspondant aux défauts sur des deux lignes parallèles sont montrées en figure IV.12.

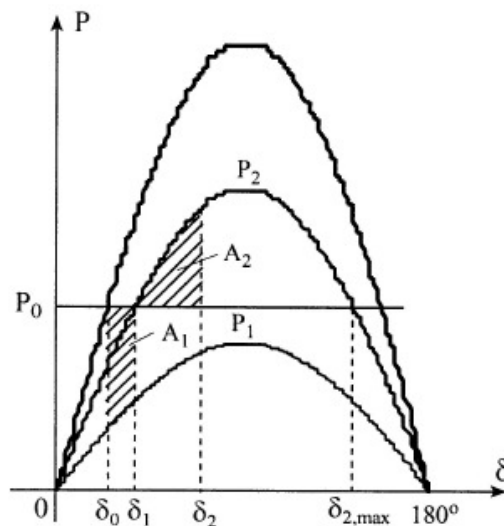


Figure IV.12 Critère d'égalité des aires pour un défaut sur une des deux lignes parallèles.

Le défaut est éliminé en un temps correspondant à δ_1 , et l'aire hachurée δ_0 , entre la droite de P_0 et la courbe $P-\delta$ du défaut, A_1 , indique l'énergie stockée. Le rotor balance jusqu'à ce qu'il

atteigne δ_2 , tel que $A_1=A_2$, où A_2 est l'aire hachurée entre δ_1 et δ_2 entre la droite de P_0 et la courbe $P-\delta$ pour une des deux lignes parallèles après que l'autre ligne en défaut soit mise hors service. Comme δ_2 est plus petit que l'angle $\delta_{2,max}$, le système est stable. Les conditions critiques sont atteints lorsque :

$$\delta_2=180^\circ-\sin^{-1}(P_0/P_2) \tag{IV.18}$$

Le temps relatif à l'angle critique d'élimination est appelé temps critique d'élimination pour la valeur particulière d'une puissance d'entrée (pleine charge normale). Ce temps est de grande importance pour la protection du système et la conception des disjoncteurs, puisqu'il s'agit du temps maximal admissible de fonctionnement de cet équipement pour garder la stabilité du système.

L'angle critique d'élimination pour un défaut sur une des deux lignes en parallèle, par exemple, est déterminé dans ce qui suit. Avec le critère d'égalité des aires, comme illustré en figure IV.13, nous avons :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_0 - P_1 \sin\delta)d\delta = - \int_{\delta_{1cr}}^{\delta_2} (P_0 - P_2 \sin\delta)d\delta \tag{IV.19}$$

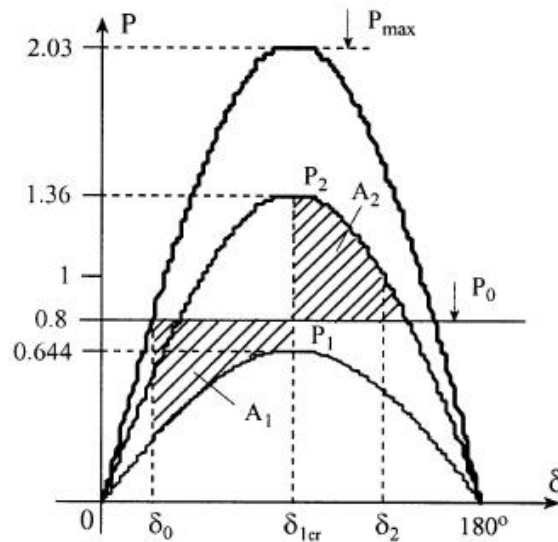


Figure. IV.13 Application of the equal area criterion to a critically cleared system.

Et après intégration

$$P_0(\delta_{1cr} - \delta_0) + P_1(\cos \delta_{1cr} - \cos \delta_0) = -P_0(\delta_2 - \delta_{1cr}) - P_2(\cos \delta_2 - \cos \delta_{1cr}) \tag{IV.20}$$

D'où on tire l'angle d'élimination critique.

$$\cos \delta_{1cr} = \frac{P_0(\delta_0 - \delta_2) + P_1 \cos \delta_0 - P_1 \cos \delta_2}{P_1 - P_2}$$

Où $\delta_2 = 180^\circ - \sin^{-1}(P_0 / P_2)$.

Connaissant l'angle critique et la fréquence de balancement, le temps critique d'élimination peut facilement être obtenu.

IV.3.2.3 Temps critique d'élimination d'un défaut

Le temps critique d'élimination d'un défaut est le temps maximum t_c pendant lequel le défaut peut durer sans compromettre la capacité du système à retourner à l'équilibre.

- Dans un système mono-machine, il est déduit directement par le critère des aires

$$A_1 < A_2.$$

- Dans un système multi-machine, le temps critique est obtenu après intégration numérique du système global.

IV.4 Procédure de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique :

Dans ce qui suit, nous présenterons les différentes étapes à suivre pour l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multi machines. Nous avons choisi de représenter les générateurs par le modèle à deux axes.[6]

1. La première étape dans les études de 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, la matrice admittance du système avant défaut est calculée.
2. Introduction des données relatives au problème de la stabilité transitoire :
 - Nature et endroit du défaut.
 - Temps d'élimination du défaut(t_e) et toute modification de topologie du système,
 - Temps maximum de calcul,
 - Données des générateurs, régulateurs de tension et de vitesse.
3. Calculs préliminaires à effectuer :
 - Calcul des matrices admittances réduites du réseau pendant et après la perturbation ainsi que tous les paramètres initiaux des équations différentielles.
4. Identification du type d'étude (avec et sans régulation).

5. Résolution du système d'équations différentielles non linéaires afin d'obtenir l'évolution dans le temps des angles et des vitesses des différents générateurs .Les équations à résoudre représentent le modèle du système pendant le défaut et après élimination du défaut.
6. Affichage des résultats.

L'organigramme résumant cette procédure est présenté sur la figure (IV.21).

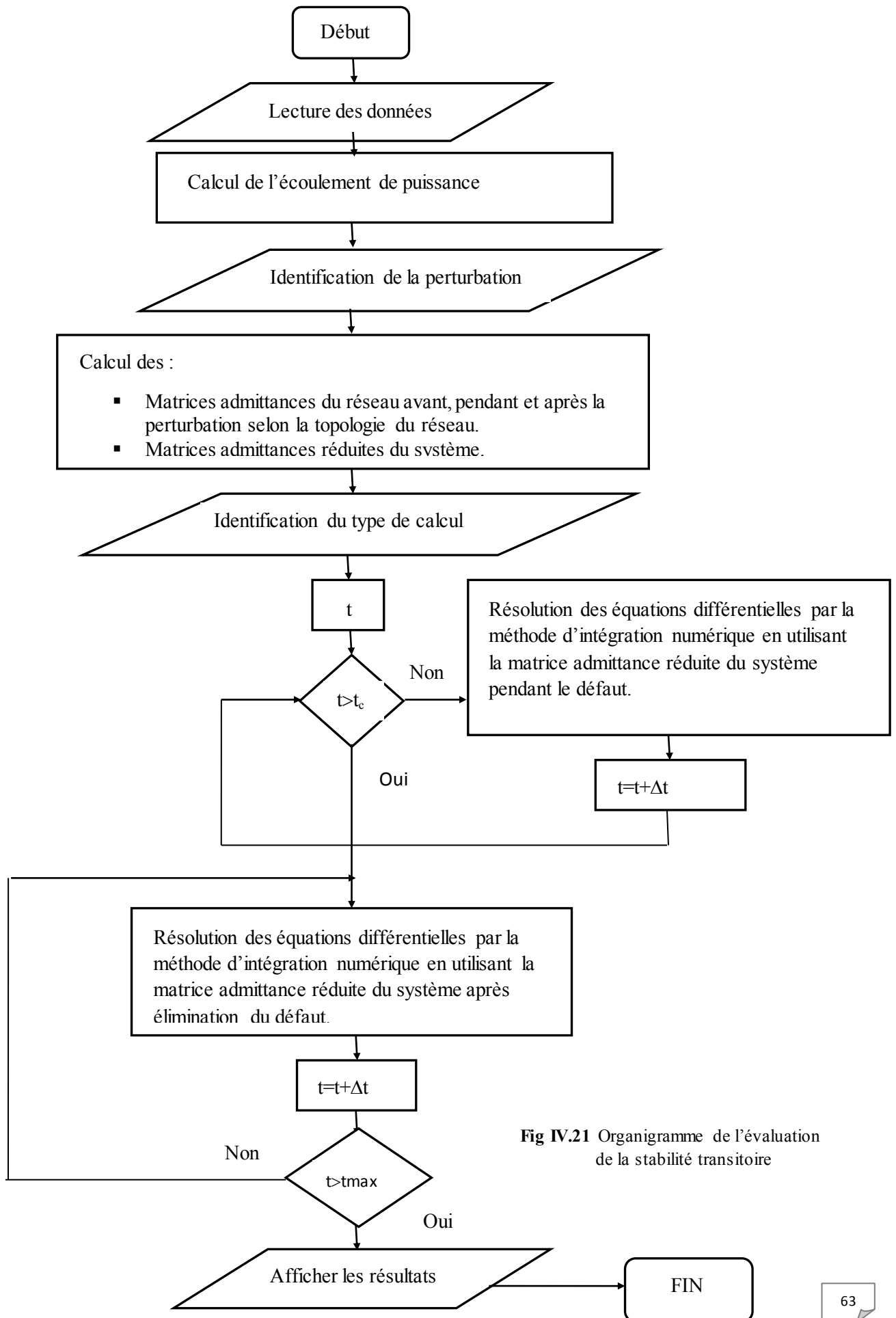


Fig IV.21 Organigramme de l'évaluation de la stabilité transitoire

CHAPITRE V *LES METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES.*

V.1 Introduction :

L'analyse de la stabilité transitoire (ST) est l'un des outils les plus puissants pour étudier et améliorer le comportement des réseaux électriques. La stabilité transitoire est une spécialité de la stabilité de l'angle du rotor qui simule et analyse le comportement dynamique des machines synchrones avant, pendant et après une perturbation. La tendance la plus courante pour étudier la ST est une simulation dans le domaine du temps. À cette fin, nous formulons un ensemble d'équations différentielles algébriques (EDA) qui simulent le comportement des machines ainsi que le fonctionnement du réseau. Ces équations sont non linéaires et leur résolution nécessite l'application de méthodes numériques d'intégration.

V.2 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :

Ces méthodes procèdent par intégration numérique des équations différentielles décrivant le réseau dans l'espace d'état. Il existe une grande variété d'algorithmes d'intégration. Les plus utilisés sont ceux, d'Euler, Euler modifié et Runge-Kutta. Les équations différentielles décrivant le comportement du système sont discrétisées en une forme quasi-linéaire. Cette approche présente l'avantage de pouvoir considérer des modèles très complets (saturation, saillance, organes de régulation...). Il en découle une grande précision. Cependant nécessitant un temps de calcul important, elle reste incompatible avec une évaluation en ligne de la stabilité. La modélisation des réseaux électriques nous conduit à des équations différentielles que l'on peut résoudre, en faisant appel des outils mathématiques qui consiste à étudier l'évolution de l'angle de charge (δ) en fonction du temps par différents méthodes.

Dans ce chapitre on va donner parmi ces méthodes :

- Méthode d'Euler.
- Méthode d'Euler modifié.
- Runge-Kutta

V.3 Méthodes d'intégration numériques :

Les équations différentielles à résoudre dans l'analyse de la stabilité d'un système électrique sont des équations différentielles ordinaires non linéaires avec connaissance des valeurs initiales. [7]

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (\text{V.1})$$

où x est le vecteur de n variables dépendantes et t est la variable indépendante (temps).

Notre objectif est de résoudre x en fonction de t , avec les valeurs initiales de x et t égales respectivement à x_0 et t_0 .

Dans cette partie, nous fournissons une description générale des méthodes d'intégration numérique applicables à la résolution des équations de la forme ci-dessus :

En décrivant ces méthodes, nous traiterons l'équation (VI.1) comme s'il s'agissait d'une équation différentielle du premier ordre, cela simplifie la présentation et permet de comprendre plus facilement les particularités de chaque méthode.

Nous décrirons d'abord la méthode Euler, qui de par sa simplicité sert de bonne introduction à l'intégration numérique, puis nous discuterons de méthodes plus avancées.

V.3.1 Méthode d'EULER :

Considérer l'équation différentielle du 1^{er} ordre.

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (\text{V.2})$$

Avec $x=x_0$ à $t=t_0$. La figure VI.1 illustre le principe de l'application de la méthode Euler [7].

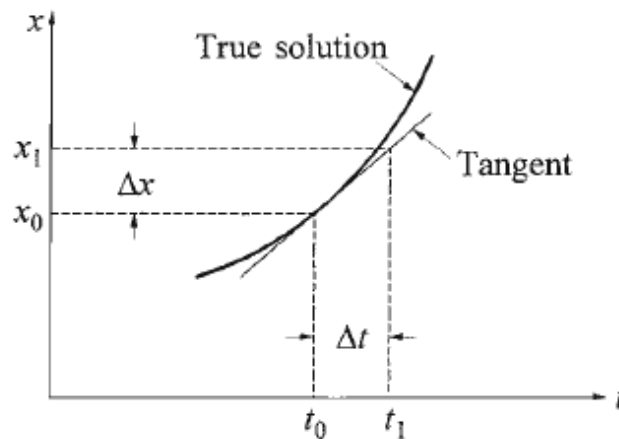


Figure. VI.1

A $x=x_0$ $t=t_0$, on peut approcher la courbe représentant la vraie solution par sa tangente ayant une pente.

$$\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} = f(x_0, t_0)$$

Donc ,

$$\Delta x = \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t$$

La valeur de x à $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ est donnée par/

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t \quad (\text{V.3})$$

La méthode d'Euler équivaut à utiliser les deux premiers termes du développement de la série Taylor pour x autour du point (x_0, t_0) :

$$x_1 = x_0 + \Delta t(\dot{x}_0) + \frac{\Delta t^2}{2!}(\ddot{x}_0) + \frac{\Delta t^3}{3!}(\dddot{x}_0) + \dots \quad (\text{V.4})$$

Après avoir utilisé la technique Euler pour déterminer $x = x_1$ correspondant à $t_0 = t_1$, on peut prendre un autre pas de temps court dt et déterminer x_2 correspondant à $t_2 = t_1 + dt$ comme suit :

$$x_2 = x_1 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_1} \cdot \Delta t \quad (\text{V.5})$$

En appliquant la technique successivement, des valeurs de x peuvent être déterminées correspondant à différentes valeurs de t

La méthode ne considère que la première dérivée de x est donc appelée méthode du premier ordre. Pour donner une précision suffisante pour chaque étape, Δt doit être petit. Cela augmentera les erreurs d'arrondi et l'effort de calcul requis sera très élevé.

Dans l'application des méthodes d'intégration numérique, il est très important de prendre en compte la propagation de l'erreur, qui peut entraîner l'agrandissement de petites erreurs commises au début du processus lors d'étapes ultérieures. La stabilité numérique dépend de la propagation de l'erreur. Si les erreurs précoces se poursuivent mais ne provoquent pas d'autres erreurs significatives plus tard, la méthode est dite numériquement stable. Si, au contraire, des erreurs précoces provoquent d'autres erreurs importantes plus tard, la méthode est dite numériquement instable.

V.3.2 Méthode d'Euler modifiée

La méthode standard Euler entraîne des inexactitudes car elle utilise la dérivée au début de l'intervalle comme si elle s'appliquait tout au long de l'intervalle. La méthode Euler modifiée tente de surmonter ce problème en utilisant la moyenne des dérivées aux deux extrémités.

La méthode Euler modifiée comprend les étapes suivantes:

- a) Pas de prédicteur: en utilisant la dérivée au début de l'étape, la valeur à la fin de l'étape est prédite.

$$x_1^p = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t \quad (\text{V.6})$$

- b) Etape de correction: en utilisant la valeur prédite de x_1^p , la dérivée à la fin de l'étape est calculée et la moyenne de cette dérivée et de la dérivée au début de l'étape est utilisée pour trouver la valeur corrigée.

$$x_1^c = x_0 + \frac{1}{2} \left(\frac{dx}{dt} \Big|_{x=x_0} + \frac{dx}{dt} \Big|_{x=x_1^p} \right) \cdot \Delta t \quad (V.7)$$

Si vous le souhaitez, une valeur plus précise de la dérivée à la fin de l'étape peut être calculée en utilisant $x =$. Cette dérivée peut être utilisée pour calculer une valeur plus précise de la dérivée moyenne qui est à son tour utilisée pour appliquer à nouveau l'étape de correcteur. Ce processus peut être utilisé à plusieurs reprises jusqu'à ce que les étapes successives convergent avec la précision souhaitée.

La méthode d'Euler modifiée est la plus simple des méthodes de correcteur de prédicteur (PC). Parmi les méthodes PC d'ordre supérieur bien connues, on trouve la méthode Adams Bashforth, la méthode Milne et la méthode Hamming, ces méthodes sont limitées, elles ne démarrent pas automatiquement, nécessitent plus de stockage informatique et nécessitent des pas de temps plus petits que les méthodes Runge-kutta décrites ci-dessous.

V.3.3 Méthode de Runge-Kutta (R-K)

Les méthodes R-K se rapprochent des solutions de la série Taylor; Cependant, contrairement à la solution formelle de la série Taylor, les méthodes R-K ne nécessitent pas d'évaluation explicite des dérivés supérieurs à la première. Les effets des dérivés supérieurs sont inclus par plusieurs évaluations de la première dérivée. En fonction du nombre de termes effectivement retenus dans le Taylor série, nous avons des méthodes R-K d'ordre différent [7].

a- Méthode de Runge-Kutta (R-K) de second ordre

Se référant à l'équation différentielle (V.1), la formule R-K du second ordre pour la valeur de x à $t = t_0 + \Delta t$ est:

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \frac{k_1 + k_2}{2}$$

Où

$$k_1 = f(x_0, t_0) \Delta t$$

$$k_2 = f(x_0 + k_1, t_0 + \Delta t) \Delta t$$

Cette méthode équivaut à considérer les premier et second termes dérivés de la série Taylor; l'erreur est de l'ordre de Δt^3 .

Une formule générale donnant la valeur de x pour l'étape est $(n + 1)^{st}$.

$$x_{n+1} = x_n + \frac{k_1 + k_2}{2}$$

$$k_1 = f(x_n, t_n) \Delta t$$

$$k_2 = f(x_n + k_1, t_n + \Delta t) \Delta t$$

b- Méthode R-K de quatrième ordre

La formule générale donnant la valeur de x pour l'étape (n + 1) est

$$x_{n+1} = x_n + \frac{1}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (\text{V.8})$$

Où

$$k_1 = f(x_n, t_n) \Delta t$$

$$k_2 = f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t$$

$$k_3 = f\left(x_n + \frac{k_2}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t$$

$$k_4 = f(x_n + k_3, t_n + \Delta t) \Delta t$$

L'interprétation physique de la solution ci-dessus est la suivante :

$$k_1 = (\text{pente au début du pas de temps}) \Delta t$$

$$k_2 = (\text{première approximation de la pente au milieu du pas}) \Delta t$$

$$k_3 = (\text{seconde approximation de la pente au milieu du pas}) \Delta t$$

$$k_4 = (\text{la pente et la fin de l'étape}) \Delta t$$

$$\Delta x = \frac{1}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

Ainsi Δx est la valeur incrémentale de x donnée par la moyenne pondérée des estimations basées sur les pentes au début, au milieu et à la fin du pas de temps.

Cette méthode équivaut à considérer jusqu'à quatre termes dérivés dans l'expansion de la série Taylor; il a une erreur de l'ordre de Δt^5 .

c- Version de Gill de la méthode R-K du quatrième ordre (R-K-G)

Avec x_0 comme valeur initiale de x au début d'une étape et en utilisant $j = 1, 2, 3$ et 4 pour désigner quatre étapes, chaque étape de la méthode de Gill peut être décrite comme suit :

$$k_j = a_j [f(x_{j-1}, t) - b_j q_{j-1}]$$

$$x_j = x_{j-1} + k_j \Delta t \quad (\text{VI.9})$$

$$q_j = q_{j-1} + 3k_j - c_j f(x_{j-1}, t)$$

Les valeurs des coefficients a, b et c sont les suivantes :

$$\begin{aligned} a_1 = 1/2 & & b_1 = 2 & & c_1 = a_1 & ; & & a_2 = 1 - \sqrt{0.5} & & b_2 = 1 & & c_2 = a_2 \\ a_3 = 1 + \sqrt{0.5} & & b_3 = 1 & & c_3 = a_3 & ; & & a_4 = 1/6 & & b_4 = 2 & & c_4 = 1/2 \end{aligned}$$

La solution à la fin d'un pas de temps est donnée par x_4 . initialement $q_0 = 0$, puis en avançant la solution, q_0 pour le pas suivant est égal à q_4 du pas précédent.

Voici les avantages de la version Gill de la méthode R-K.

- a) les erreurs d'arrondi sont minimisées (la variable q est utilisée à cet effet)
- b) les exigences de stockage sont inférieures à celles de la méthode r-k originale peut être exercé en appliquant la méthode R-K-G lorsque des discontinuités ou des changements brusques dans le taux de changement des variables se produisent dans un pas de temps, une variable ne doit pas être limitée en raison de non-linéarités marquées, sinon la variable q prend des valeurs incorrectes.

d- Formule de Richardson pour le contrôle de l'exactitude :

La précision des résultats obtenus avec les méthodes d'intégration numériques ci-dessus peut être vérifiée en utilisant la formule de Richardson qui donne l'erreur propagée au cours de l'intégration, la différence entre la vraie valeur d'une variable et la valeur obtenue par la méthode RUNGE KUTTA de quatrième ordre utilisant la longueur de pas de Δt est donnée par :

$$x(true) - x(\Delta t) = \frac{x(\Delta t) - x(2\Delta t)}{15} \quad (V.10)$$

Où :

$x(true)$: Valeur vraie de x.

$x(\Delta t)$: Valeur calculée avec une longueur de pas de Δt .

$x(2\Delta t)$: Valeur calculée avec une longueur de pas de $2\Delta t$.

V.3.4 Méthodes d'intégration implicites

Considérons l'équation différentielle

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad \text{avec } x = x_0 \quad \text{à } t = t_0$$

La solution pour x à $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ peut être exprimée sous forme intégrale

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, \tau) d\tau \quad (V.11)$$

Comme les méthodes d'intégration implicites utilisent des fonctions d'interpolation pour l'expression de l'intégrale. L'interpolation implique que les fonctions doivent passer par les points encore inconnus au temps t_1 .

La méthode d'intégration implicite la plus simple est la règle trapézoïdale. Elle utilise l'interpolation linéaire. Comme le montre la figure, cela implique que l'aire sous l'intégrale de l'équation est approximée par des trapèzes; d'où le nom de règle trapézoïdale.

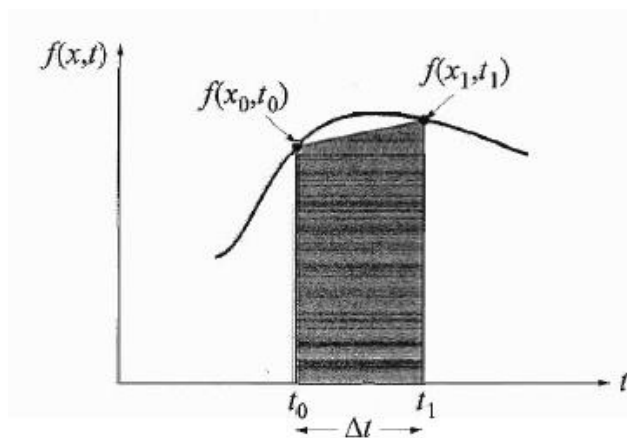


Figure. VI.2

la règle trapézoïdale pour l'équation (V.11) est donnée par:

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \quad (\text{V.12})$$

Une formule générale donnant la valeur de x à $t = t_{n+1}$ est

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (\text{V.13})$$

On voit que x_n apparaît des deux côtés de l'équation (V.13). Cela implique que la variable x est calculée en fonction de sa valeur au pas de temps précédent ainsi que de la valeur courante (qui est inconnue). Par conséquent, une équation implicite doit être résolue.

La règle trapézoïdale est numériquement stable. La rigidité du système analysé affecte la précision mais pas la stabilité numérique. Avec des pas de temps plus importants, les modes hautes fréquences sont précis. Pour les systèmes impliquant des simulations dans lesquels les pas de temps sont limités par des considérations de stabilité numérique plutôt que par la précision, les méthodes implicites sont généralement mieux adaptées que les méthodes explicites.

La règle trapézoïdale est une méthode du second ordre. Des méthodes d'intégration implicites d'ordre supérieur ont été proposées dans la littérature sur les méthodes numériques, mais elles n'ont pas été largement utilisées pour les applications de réseaux électriques car elles sont plus difficiles à programmer et moins stables numériquement que la règle trapézoïdale.

Dans la description ci-dessus des différentes méthodes d'intégration numérique, par souci de simplicité, nous avons considéré une équation différentielle du premier ordre. Lorsqu'elles

sont appliquées à l'analyse de la stabilité du système électrique, les équations du système sont organisées comme un ensemble d'équations différentielles du premier ordre.

CHAPITRE VI**SYSTEMES MULTIMACHINES****VI.1 Introduction :**

Les équations multi machines peuvent être écrites de la même manière que le système à une seule machine connecté au bus infini. Afin de réduire à la complexité de l'analyse de stabilité transitoire, des hypothèses simplificatrices similaires sont faites comme suit.

1. Chaque machine synchrone est représentée par une source de tension constante derrière la réactance transitoire d'axe direct. Cette représentation néglige l'effet de saillance et suppose des liaisons de flux constantes.
2. Les actions du gouverneur sont négligées et les puissances d'entrée sont supposées rester constantes pendant toute la période de simulation.
3. En utilisant les tensions de bus avant défaut, toutes les charges sont converties en admittances équivalentes à la terre et sont supposées rester constantes.
4. L'amortissement ou les puissances asynchrones sont ignorés.
5. L'angle mécanique du rotor de chaque machine coïncide avec l'angle de la tension derrière la réactance de la machine.
6. Les machines appartenant à la même station pivotent ensemble et sont dites cohérentes.

Un groupe de machines cohérentes est représenté par une machine équivalente. [8]

La première étape de l'analyse de stabilité transitoire consiste à résoudre le flux de charge initial et à déterminer les amplitudes de tension de bus et les angles de phase initiaux. Les courants de la machine avant les perturbations sont calculés à partir de.

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (\text{VI.1})$$

Où m est le nombre de générateurs V_i est la tension aux bornes du i ème générateur. P_i et Q_i sont les pouvoirs réels et réactifs du générateur. Toutes les valeurs inconnues sont déterminées à partir de la solution de flux de puissance initiale. Les résistances d'induit du générateur sont généralement négligées et les tensions derrière les réactances transitoires sont alors obtenues.

$$E_i' = V_i + jX_d' I_i \quad (\text{VI.2})$$

Ensuite, toutes les charges sont converties en admittances équivalentes en utilisant la relation.

$$y_{io} = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (\text{VI.3})$$

Pour inclure les tensions derrière les réactances transitoires, m bus sont ajoutés au réseau du système d'alimentation n-bus. Le réseau équivalent avec toutes les charges converties en entrées est illustré à la figure VI.1

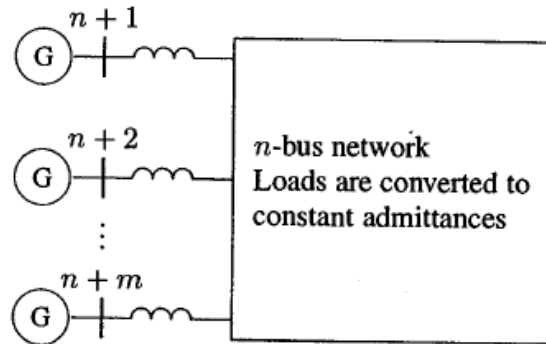


Fig.VI.1 Représentation du système d'alimentation pour l'analyse de la stabilité transitoire

Pour inclure les tensions derrière les réactances transitoires, les m bus sont ajoutés au réseau du système d'alimentation n-bus. Le réseau équivalent avec toutes les charges converties en entrées est illustré à la figure VI.1.

Les nœuds n + 1, n + 2,, n + m sont les bus internes de la machine, c'est-à-dire les bus derrière les réactances transitoires. L'équation de tension de nœud avec le nœud 0 comme référence pour ce réseau, comme indiqué par, est

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \\ \hline I_{n+1} \\ \vdots \\ I_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} & Y_{1(n+1)} & \dots & Y_{1(n+m)} \\ Y_{21} & \dots & Y_{2n} & Y_{2(n+1)} & \dots & Y_{2(n+m)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} & Y_{n(n+1)} & \dots & Y_{n(n+m)} \\ \hline Y_{(n+1)1} & \dots & Y_{(n+1)n} & Y_{(n+1)(n+1)} & \dots & Y_{(n+1)(n+m)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(n+m)1} & \dots & Y_{(n+m)n} & Y_{(n+m)(n+1)} & \dots & Y_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \\ \hline E'_{n+1} \\ \vdots \\ E'_{n+m} \end{bmatrix}$$

(VI.4)

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \tag{VI.5}$$

Où I_{bus} est le vecteur des courants de bus injectés et V_{bus} est le vecteur des tensions de bus mesurées à partir du nœud de référence. Les éléments diagonaux de la matrice d'admittance du bus sont la somme des admittances qui lui sont connectées et les éléments hors diagonale sont égaux à le négatif de l'admittance entre les nœuds. Cela est similaire au bus I_{fbus} utilisé dans

l'analyse du flux de puissance. La différence est que des nœuds supplémentaires sont ajoutés pour inclure les tensions de la machine derrière les réactances transitoires. De plus, les éléments diagonaux sont modifiés pour inclure la charge admittances.

Pour simplifier l'analyse, tous les nœuds autres que les nœuds internes du générateur sont éliminés à l'aide de la formule de réduction de Kron. Pour éliminer les bus de charge, la matrice d'admittance de bus dans (VI.4) est répartie de telle sorte que les n bus à supprimer sont représentés dans les n lignes supérieures. Comme aucun courant n'entre ou ne sort des bus de charge, les courants dans les n lignes sont nuls. Les courants du générateur sont désignés par le vecteur I_m et les tensions de générateur et de charge sont représentées respectivement par les vecteurs E'_m et V_n . Alors, l'équation (VI.4), en termes de sous-matrices, devient :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E'_m \end{bmatrix} \quad (\text{VI.6})$$

Le vecteur tension V_n peut être éliminé par substitution comme suit.

$$0 = Y_{nn}V_n + Y_{nm}E'_m \quad (\text{VI.7})$$

$$I_m = Y_{nm}^t V_n + Y_{mm}E'_m \quad (\text{VI.8})$$

de (VI.7),

$$\begin{aligned} V_n &= -Y_{nn}^{-1} Y_{nm} E'_m \\ Y_{nm} E'_m & \end{aligned} \quad (\text{VI.9})$$

Maintenant substituons dans (VI.8), nous avons

$$I_m = [Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nm}] E'_m \quad (\text{VI.10})$$

$$= Y_{bus}^{red} E'_m$$

La matrice d'admittance réduite est :

$$Y_{bus}^{red} = Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nm} \quad (\text{VI.11})$$

La matrice d'admittance de bus réduite a les dimensions (mxm), où m est le nombre de générateurs.

La puissance électrique de chaque machine peut maintenant être exprimée en termes de tensions internes de la machine.

$$S_{ei}^* = E_i^* I_i$$

Ou

$$P_{ei} = \Re[E_i^* I_i] \quad (\text{VI.12})$$

Où $I_i =$

$$\sum_{j=1}^m E_j' Y_{ij} \quad (\text{VI.13})$$

Exprimer les tensions et admittances sous forme polaire, c'est-à-dire $E_i' = |E_i'| \angle \delta_i$ et $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$, et substituer li dans (VI.12), aboutit à :

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{VI.14})$$

L'équation ci-dessus est la même que l'équation de flux de puissance donnée par (VI.15).

$$P_i = \sum_{j=1}^m |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{VI.15})$$

Avant la perturbation, il existe un équilibre entre l'entrée de puissance mécanique et la puissance de sortie électrique, et nous avons :

$$P_{mi} = \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{VI.16})$$

VI.2 Stabilité transitoire pour les multimachines

L'étude classique de stabilité transitoire est basée sur l'application d'un défaut triphasé. Un défaut triphasé solide sur le bus k dans le réseau entraîne $V_k = 0$. Ceci est simulé en supprimant la k^{ème} ligne et la colonne de la matrice d'admittance du bus avant défaut. La nouvelle matrice d'admittance du bus est réduite en éliminant tous les nœuds à l'exception des nœuds générateurs internes. Les tensions d'excitation du générateur pendant les modes de défaut et après défaut sont supposées constantes. La puissance électrique du i^{ème} générateur en termes de nouvelles matrices d'admittance de bus réduite est obtenue à partir de (VI.14).

L'équation d'oscillation avec amortissement négligé, pour la machine I devient.

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{VI.17})$$

Où y_{ij} sont les éléments du bus réduit en défaut la matrice d'admittance, et H_i est la constante d'inertie de la machine i exprimée par rapport à S_B . Si H_{Gi} est la constante d'inertie de la machine i exprimée sur la machine nominale S_{Gi} , alors H_i est donné par :

$$H_i = \frac{S_{Gi}}{S_B} H_{Gi} \quad (\text{VI.18})$$

Montrer la puissance électrique du $i^{\text{ème}}$ générateur par P et transformer (VI.14) en modèle de variable d'état donne.

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \Delta\omega_i \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{VI.19})$$

$$\frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \frac{\pi f_0}{H_i} (P_m - P_e^f)$$

Nous avons deux équations d'état pour chaque générateur, avec des angles de puissance initiaux δ_{0i} et $\Delta\omega_{0i}$. La fonction *MATLAB* ode 23 est utilisée pour résoudre les équations différentielles du premier ordre de 2 m ci-dessus. Lorsque le défaut est éliminé, ce qui peut impliquer la suppression de la ligne défectueuse, la matrice d'admittance du bus est recalculée pour refléter le changement dans le réseau. Ensuite, la matrice d'admittance de bus réduite après défaut est évaluée et la puissance électrique après défaut du $i^{\text{ème}}$ générateur représenté par P_i^{pf} est facilement déterminée à partir de (VI.14). En utilisant la puissance après défaut P_i , la simulation est poursuivie pour déterminer la stabilité du système, jusqu'à ce que les graphiques révèlent une tendance définie quant à la stabilité ou à l'instabilité. Habituellement, le générateur de jeu est sélectionné lorsque la machine de référence est tracée. Habituellement, la solution est effectuée pour deux oscillations pour montrer que la deuxième oscillation n'est pas plus grande que la première. Si les différences d'angles n'augmentent pas, le système est stable. Si l'une des différences d'angle augmente indéfiniment, le système est instable.

Sur la base de la procédure ci-dessus, un programme nommé *trstab* est développé pour l'analyse de la stabilité transitoire du réseau multimachine soumis à un défaut triphasé équilibré. Le programme *trstab* doit être précédé du programme Power Flow. Tous les programmes de flux d'énergie **Ifgauss**, **Ifnewton** ou **découplé** peuvent être utilisés. En plus des données de flux de puissance, des données de générateur. La première colonne contient la borne du numéro de bus du générateur. Les colonnes 2 et 3 contiennent la résistance et la réactance transitoire par unité sur la base MVA commune spécifiée, et la dernière colonne contient la constante d'inertie de la machine en secondes, exprimée sur la base MVA

commune. Le programme *trstab* ajoute automatiquement des bus supplémentaires pour inclure les impédances du générateur dans les données de la ligne d'alimentation.

De plus, la matrice d'admittance de bus est modifiée pour inclure les admittances de charge y charge, renvoyées par le programme de l'écoulement de puissance. Le programme invite l'utilisateur à entrer le numéro de bus défectueux, le temps d'élimination des défauts et les numéros de ligne de la ligne défectueuse supprimée. Le programme affiche les matrices d'admittance de bus avant défaut, en défaut et après défaut, et un tracé des courbes est obtenu.

.

CHAPITRE VII**MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE
TRANSITOIRE****VII MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE****VII.1 Amélioration par les moyens classiques**

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux sont :

- Le transformateur à prises réglables en charge ;
- Les transformateurs déphaseurs ;
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs ;
- Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau.
- Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs solutions ont été adoptées :
- Les batteries de condensateurs ;
- Le compensateur synchrone.[9]

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis les variations rapides de l'énergie réactive, c'est pourquoi, d'autres dispositifs ont été utilisés.

Le développement des semi-conducteurs a facilité l'apparition de nouveaux compensateurs pour répondre soit :

- Au problème de flux de puissance ;
- Au problème de l'énergie réactive ;
- Au problème de la stabilité.

VII.2 Amélioration par les moyens modernes

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- L'utilisation d'un contrôleur côté générateur : Signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.

- L'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission: Signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) .

VII.2.1 Amélioration de la stabilité par les PSS

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

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

VII.2.2 Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport et l'absence de la planification à long terme ont créées tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique. La technologie de FACTS est apparue pour alléger cet aspect mais pas toutes les difficultés. Cette technologie fournit de nouvelles possibilités pour contrôler la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, l'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un « Thyristor Controlled Serie Capacitors : TCSC » ou bien un « Static Synchronous Serie Capacitors : SSSC ». Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisation d'un « Static Compensator Shunt : SVC » ou bien un « Static Synchronous Compensator : STATCOM ». Ils peuvent commander l'angle de transport par l'utilisation des transformateurs déphaseurs « Phase Shifting Transformer : PST » ou bien des thyristors contrôleurs des PST.

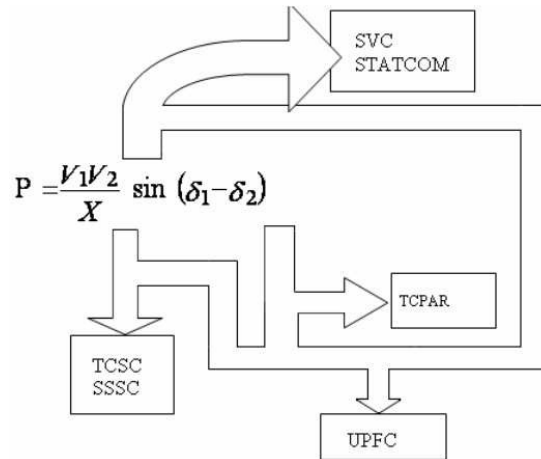


Figure VII.1. Diagramme schématique des applications des FACTS dans les réseaux.

Les FACTS peuvent aussi commander le flux de puissance active, réactive et l'angle de transport par une utilisation unifiée « en anglais, Unified Power Flow Control : UPFC ».

En général, les dispositifs FACTS permettent un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font appel à l'électronique de puissance. Ces éléments agissent comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage. Cet angle d'amorçage constitue une variable de commande du système.

Les contrôleurs FACTS peuvent aussi assurer la sécurité et la flexibilité par l'amortissement des oscillations de résonance synchrone. La flexibilité du dispositif peut être assurée par le contrôle de l'écoulement de la puissance active et réactive, de la tension et du niveau du court circuit. Les dispositifs FACTS peuvent résoudre certains problèmes liés au transit de puissance. Ils remplacent avantageusement les dispositifs de contrôle mécaniques dont l'inconvénient majeur est l'usure.

Les systèmes FACTS sont classés en trois catégories :

- Les compensateurs parallèles ;
- Les compensateurs séries ;
- Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

D'une manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des en modifiant les phases de tension. La technologie FACTS autorise l'extension et l'amélioration des limites d'une façon échelonnée. [9]

VII.3. Méthodes Analytiques d'amélioration de la stabilité transitoire avec FACTS

VII.3.1. Méthodes directes énergétiques

Cette méthode est basée sur la Fonction d'Energie transitoire : TEF.

Ils ont présenté le modèle classique pour l'analyse de la stabilité transitoire qui utilise un système d'énergie composé de n machines. Les charges sont modélisées comme des impédances constantes et l'une des machines est connectée à un jeu de barres infini. L'ASVC est installé au milieu de la ligne.[10]

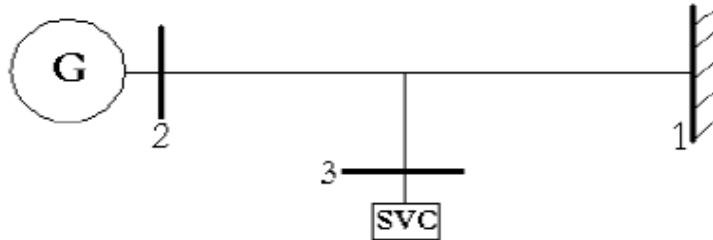


Figure VII.2. Schéma du système utilisé.

Les résultats sont obtenus par les logiciels C++ et Matlab/Simulink et la stratégie optimale proposée est simple et exige seulement quelques mesures et peut être mise en œuvre en ligne. Le contrôle optimal fournit une meilleure réponse en termes d'oscillations électromécaniques. Les simulations exécutées selon la programmation linéaire et le critère LYAPUNOV montrent que la stabilité de système est réalisée rapidement.

Autres chercheurs [11] ont décrit l'utilisation de méthode directe basée sur la fonction d'énergie tapent Lyapunov pour évaluer le temps critique d'élimination du défaut : CCT, L'insertion de « Unifier Power Flow Controller : UPFC » est discutée par ces auteurs et une fonction d'énergie analytique est présentée pour ce modèle avec UPFC. Ils ont proposé un système d'essai (IEEE) de 3 machines et 9 jeux de barres pour illustrer l'approche proposée dans l'évaluation CCT. Un outil de logiciel généralisé est élaboré et les simulations exécutées par les systèmes étudiés donnent des résultats prometteurs.

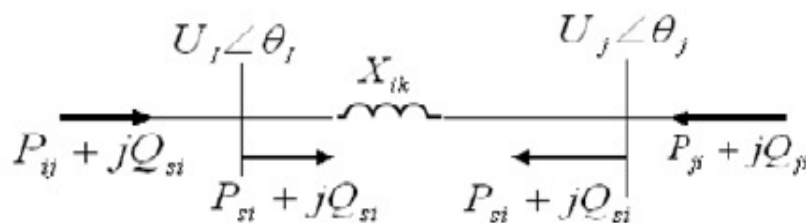


Figure VII.3. Modèle d'injection UPFC

Les résultats montrent la capacité de l'algorithme proposé qui évaluent correctement la première oscillation de la stabilité dynamique du système de puissance avec UPFC. Un outil

généralise sur le logiciel MATLAB est élaboré pour les deux méthodes d'intégration numérique et la fonction de l'énergie.

VII.3.2. Méthodes DFL (Direct Feedback Linearizing)

C'est une combinaison du « Controlled Thyristor Serie compensateur : TCSC » et « Static Var Compensateur : SVC » pour acquérir la performance du système de puissance.[12]

Une nouvelle technique de conception non linéaire, « Direct Feedback Linearizing : DFL », a été utilisée pour déduire l'arrangement de contrôle pour le TCSC et le SVC. La coordination entre les deux pièces d'équipement est aussi conçue avec le SVC et traite comme le supplément du TCSC. Quand l'opération du TCSC est limitée par la limitation inhérente de l'équipement. Le système de puissance qu'ils ont utilisé est constitué d'une machine synchrone connectée à un réseau infini à travers une ligne avec une implantation des deux dispositifs tels que le TCSC et le SVC, Figure VII.5.

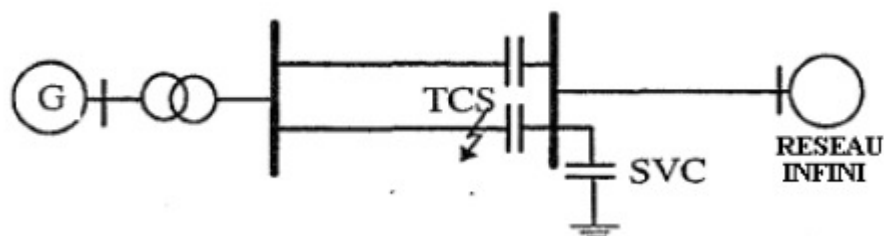


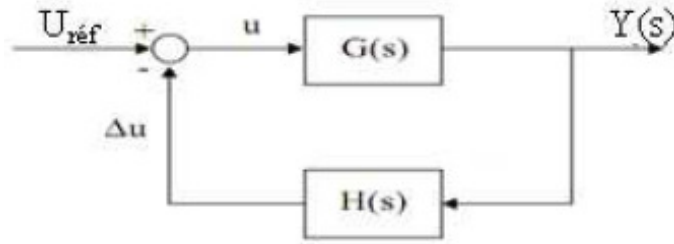
Figure VII.5. Schéma du système utilisé

La technique DFL est employée pour réaliser un système de puissance non linéaire. La technique d'optimisation linéaire est utilisée pour déterminer les paramètres de contrôle de réactions appropriées. Les résultats de simulation ont confirmé que l'arrangement de contrôle non linéaire et la loi de coordination appliquée au TCSC et SVC sont efficaces dans l'amélioration de la performance du système de puissance.

VII.3.3. Méthode de résidu

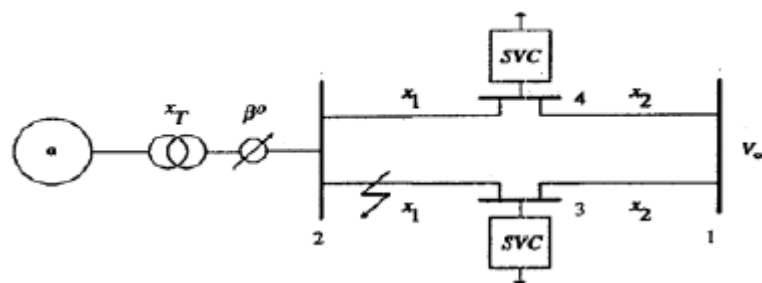
C'est une approche qui permet de résoudre le choix de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS [13] ainsi que la sélection des signaux appropriés d'informations et le problème de conception du contrôleur. Ils ont utilisés une méthode de résidu qui est appliquée au modèle de système de puissance linéaire pour déterminer le meilleure emplacement pour des dispositifs FACTS tel que UPFC, TCSC aussi bien que pour le choix de signaux mesures.

La dynamique de système de puissance linéaire qu'ils ont utilisée peut être représentée par une fonction de transfert de boucle ouverte $G(s)$. La variable « y » est utilisée par le contrôleur de POD comme un signal d'entrée. La variable « u » est le contrôle retransmis, Figure VII.6.



Lorsque la topologie du système est modifiée, une série de paramètres POD qui a donné satisfaction d'amortissement pour un point de fonctionnement n'a pas du tout fonctionner pour un autre point de fonctionnement. Ces auteurs ont conclu que le contrôle adaptatif est tiré d'un algorithme contrôle, ou uniquement la fréquence dominante et l'amortissement sont connus. Un réglage d'accord de contrôleur adaptatif relativement simple et puissant a été réalisé dans des systèmes d'essai considérés par l'utilisation de cette approche.

C'est une technique non linéaire avec une coordination de « Statique Var Compensateur SVC » et « Static Phase Shifter : SPS » pour renforcer la stabilité transitoire d'un système de puissance[14]. Le contrôleur proposé est un nouveau dispositif qui est capable de contrôler les trois principaux paramètres affectant la transmission de puissance en CA à savoir : la tension, l'angle de phase et la réactance. Ils ont considéré le modèle de générateur comme une équation différentielle du 3ème ordre et les deux dispositifs, SPS et SVC, sont représentés par un modèle de premier ordre. Les principes de conception du contrôleur non linéaire par la technique de linéarisation rétroaction directe, LDF, pour le système de puissance. Les changements dans le X_1 et B_1 sont traités comme des paramètres de l'incertitude par l'application de la loi de commande DFL. Ce contrôleur se compose de trois parties: un contrôleur SPS, et de deux contrôleurs SVC. Cependant, quand un défaut se produit sur la ligne de transmission, la réactance de cette ligne x_1 va considérablement change (Schéma Figure VII.7).



Le contrôleur proposé par ces auteurs est nouveau car il est capable de contrôler les trois principaux paramètres affectant directement le système AC de puissance de transmission, à savoir la tension, l'angle de phase et la réactance d'une manière coordonnée. Ce nouveau

contrôleur se compose de trois contrôleurs, l'un pour l'excitation de la génératrice et déphaseur, et les deux autres pour le SVC.

Le but de la conception coordonnée du traitement est de permettre aux contrôleurs d'améliorer les performances transitoires du système de puissance. Les contrôleurs sont conçus séparément à partir de mesures locales uniquement. Le design est indépendant du point de fonctionnement et de la position du défaut. Les résultats des simulations montrent que le responsable du projet peut assurer la stabilité transitoire du système de puissance, même dans le cas où un défaut apparaît sur le bus de générateur.

VII.3.4. Méthode de stabilisation quadratique robuste

C'est une méthode de contrôle de stabilisation quadratique robuste [15]. Elle est utilisée comme la stratégie de contrôle qui puisse examiner les incertitudes du système de puissance afin déterminer la répartition optimale du dispositif TCSC dans la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le temps critique CCT est utilisé pour éliminer le défaut et comme un indice pour l'allocation du TCSC. Ils ont utilisé un modèle équivalent à TCSC et un modèle linéaire du système de puissance pour analyser la stabilité transitoire du système de puissance. Ensuite, ils ont appliqué une théorie de contrôle pour le modèle linéaire et le calcul de l'entrée du TCSC. L'équation du système est une équation différentielle linéaire. Cette méthode d'allocation de TCSC peut choisir les emplacements de TCSC qui est efficace pour l'amélioration de la stabilité transitoire. L'utilisation de cette méthode de contrôle de stabilisation quadratique robuste avec une intégration du contrôleur TCSC stabilise le système dans des lourdes conditions de charge. La méthode confirme que TCSCS améliore la stabilité et la capacité de transmission du système de puissance.

VII.3.5. Méthode adaptatives [16]

Les chercheurs qui ont appliqué la méthode des réseaux de neurones artificiels, RNA, optimisée par la méthode des plans d'expériences, MPE, Après avoir présenté le modèle adopté pour l'application de la méthode d'intégration numérique, IN, pour évaluer la stabilité transitoire d'un réseau électrique avec une utilisation de l'approche de temps critique d'élimination du défaut, CCT. Ils ont utilisés une nouvelle approche consiste à minimiser le nombre des paramètres du vecteur d'entrée du réseau de neurones en vue d'évaluer le temps critique d'élimination du défaut par la méthode des plans d'expériences. Le RNA utilise dans cette étude se compose de quatre couches (Figure VII.8), comprend :

- Une couche d'entrée liée aux caractéristiques mesurées des générateurs (angles internes, les tensions relatives aux nœuds machines et les puissances d'accélération ;
- Deux couches cachées, avec douze neurones chacune ;

- Un neurone dans la couche de sortie donnant le temps critique d'élimination du défaut (CCT).

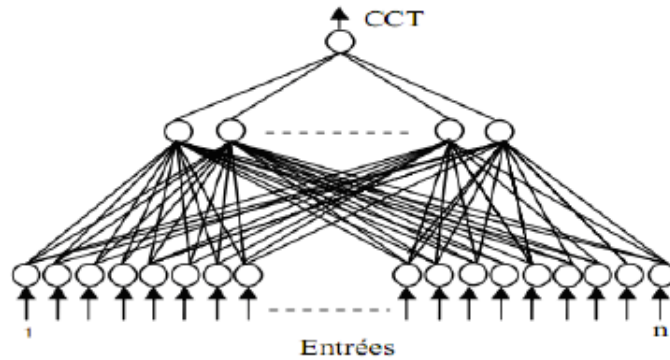


Figure VII.8. Réseau de neurones multicouches

Ces auteurs ont appliqué la méthode des plans d'expériences fractionnelles pour l'optimisation du vecteur d'entrée d'un réseau de neurones artificiel multicouches. Ce dernier est utilisé pour la détermination du temps critique d'élimination du défaut afin de servir comme outil d'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire d'un réseau électrique multi machines.

Ils ont présenté une approche systématique pour la conception de contrôleur [17] Proportionnel intégral, PI, d'un SVC avec une utilisation de l'Algorithme Génétique, AG. Des fonctions de contrôle complémentaires peuvent augmenter ou renforcer la stabilité transitoire et limiter les oscillations. L'application utilisée est basée sur l'amortissement des oscillations d'un générateur synchrone ainsi que le contrôle de la tension du système. Dans le but d'analyse de stabilité dynamique, les auteurs ont démontré la dérivation des modèles linéaires simplifiés du système de puissance par l'utilisation d'un système de puissance constitué d'une machine synchrone connectée à un réseau infini, à travers une ligne de transmission (type IEEE) avec un emplacement du SVC. Le SVC est connecté via un pas en bas du transformateur, voir Figure VII.9. Il a des caractéristiques de contrôle semblables à un condensateur synchrone.

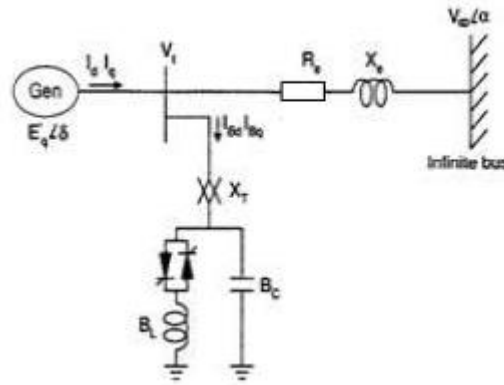


Figure VII.9. Modèle d'un système mono machine avec un jeu de barres infini avec un SVC.

L'utilisation des AG pour optimiser les paramètres du contrôleur PI d'un SVC a été démontrée.

L'efficacité de la méthode proposée pour la stabilité dynamique est approuvée par quatre cas :

- Cas 1 : Système avec SVC et contrôleur AG-PI ;
- Cas 2 : Système avec SVC et contrôleur PI Conventionnel ;
- Cas 3 : Système avec SVC (sans contrôleur) ;
- Cas 4 : Système original.

Les deux conditions examinées étaient l'application d'une petite fluctuation de puissance et des conditions de défaut triphasé. La réponse dynamique de l'écart de tension du générateur et la vitesse était examinée à partir d'importantes résultats de simulations suivantes :

- Le système de puissance avec SVC a une stabilité de performance transitoire supérieure ;
- Le choix de paramètres de contrôleur PI utilisant les AG était très efficace ;
- Les valeurs propres et le facteur d'amortissement du mode d'oscillation majeur ont été améliorés, en augmentant la robustesse ;
- L'application du contrôleur AG-PI au système de puissance avec le SVC pourrait aboutir à la performance.

VII.3.6. Méthode de Pareto (Algorithme Genetic polyvalente)

Ils ont présenté une approche où ils règlent les paramètres d'un TCSC pour l'amélioration de la stabilité transitoire du système puissance [18]. La méthode de PARETO est le type de méthode de choix est utilisée dans l'approche des AG « Algorithme Genetic polyvalente » présenté qui donne un ensemble de solutions à partir du quelle le meilleure peut être choisi en fonction des exigences et des besoins.

Dans cette étude, le problème de conception de contrôleur TCSC pour améliorer la stabilité du système de puissance est transformé dans un problème d'optimisation polyvalent ou

l'approche des AG est employée pour rechercher les paramètres du contrôleur TCSC optimale. Les résultats des simulations ont été réalisés pour démontrer l'efficacité et la robustesse de l'approche proposée pour améliorer la stabilité du système d'alimentation. Les auteurs ont considéré un système de puissance constitué d'une machine synchrone connectée à un réseau infini à travers une ligne de transmission avec une installation du TCSC sur la ligne Figure VII.10.

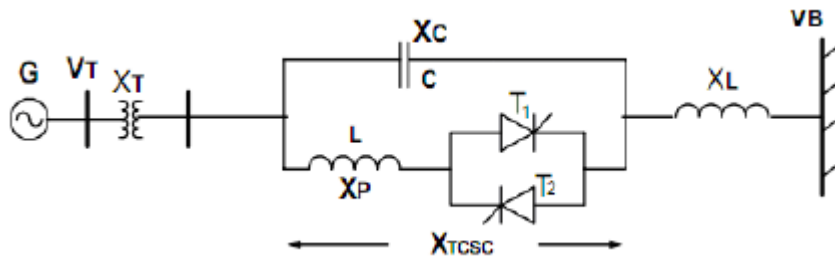


Figure VII.10. Système mono machine avec un jeu de barres infini avec un TCSC.

Les entrées du système d'excitation sont la tension aux bornes V_T et la tension référence V_R . K_A et T_A représentent le gain et le temps constant du système d'excitation respectivement. (Figure VII.11).

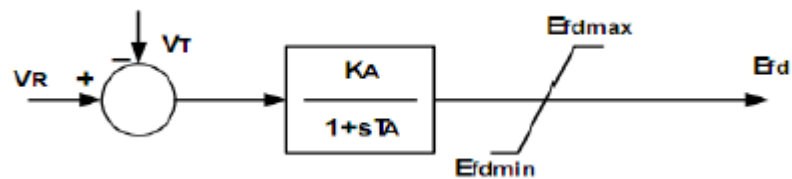


Figure VII.11. Schéma du système d'excitation de type IEEE utilisé.

Le type de la technique utilisée c'est la méthode PARETO, qui donne un ensemble de solutions. Les contrôleurs sont évalués sur le système de puissance, faiblement connecté, soumis aux perturbations différentes. Les résultats des simulations sont présentés et analysés pour l'ensemble des trois solutions de PARETO obtenus. En outre, les résultats montrent aussi que le comportement dynamique du système avec les contrôleurs TCSC, génétiquement optimisés à des conditions de charge nominale, est assez robuste pour de grandes variations dans les conditions de chargement. Toutefois, la limitation est que la performance dynamique détériore les conditions de chargement un peu à la lumière.

VII.3.7 Méthode hybride

C'est une méthode hybride de commande non linéaire d'un ASVC pour améliorer la stabilité transitoire d'une machine synchrone raccordée à un réseau puissant [19], utilisant un régulateur neuro-flou représentant une association entre un système à inférences floues et un

réseau de neurones. Le système de puissance considéré dans cet article est représenté par une machine synchrone raccordée à un réseau de puissance infinie via deux lignes de transmission ou un ASVC est raccordé, Figure VII.12.

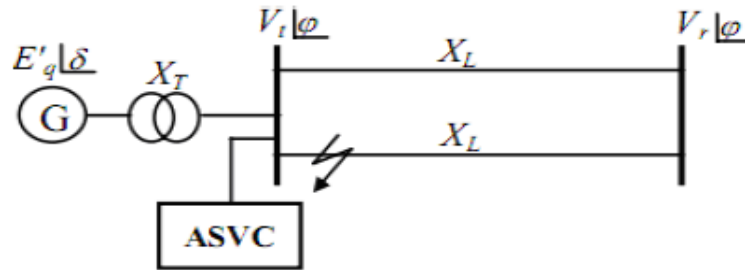


Figure VII.12. Schéma de principe du raccordement de l'ASVC au système de puissance

Le régulateur neuro-flou utilisé et son schéma bloc est représenté dans Figure VII.13.

Le régulateur neuro-flou est constitué de deux sous réseaux, MATCH net et DFZ net. Il reçoit à son entrée deux variables V V_{ref} $e = -$ et de et génère à sa sortie le signal de commande α . Les auteurs ont proposé une méthode de commande non linéaire d'un ASVC dans le but d'améliorer la stabilité transitoire d'une machine synchrone raccordée à un réseau infini. L'ASVC est placé au point où le défaut intervient, c'est à dire au nœud générateur. Les résultats de simulation montrent qu'une commande neuro-flou a une influence positive sur la stabilité transitoire, ainsi que sur l'amortissement du système. Ceci est dû à l'intégration des règles basées sur l'utilisation des connaissances humaines dans ce type de réglage, en tenant compte seulement du comportement dynamique du système à régler tout en ignorant son modèle mathématique, ainsi qu'à la possibilité d'appliquer l'apprentissage pour faire face aux différentes variations qui peuvent subir les paramètres d'un système de puissance.

CONCLUSION GENERALE :

Le développement de la production décentralisée s'accompagne de l'apparition de nombreux régulateurs sur les réseaux. Ces régulateurs sont le plus souvent locaux, en particulier au niveau des producteurs. De nombreuses interrogations quant à l'impact de ces régulateurs décentralisés sur la stabilité des réseaux ont été soulevées à la fois dans la littérature et dans l'industrie. Cependant la non-linéarité du système, le nombre d'acteurs à représenter ainsi que la grande variété de structures existantes compliquent la mise au point d'une méthode d'étude de la stabilité du système. Malgré tout, l'analyse formelle de la stabilité semble nécessaire afin d'accompagner le développement des régulateurs locaux sans mettre en danger la stabilité des réseaux de distribution.

Un réseau électrique est souvent soumis à des contingences. Pour garantir la continuité du service sur un réseau, il est plus que nécessaire de pouvoir étudier la stabilité transitoire, qui s'avère la plus dangereuse.

Cette dernière se résume au maintien du synchronisme entre les générateurs du réseau électrique après l'apparition soudaine d'un défaut. L'équation dite équation de l'oscillation représente le pilier de cette étude car elle traduit la dynamique du rotor du générateur.

Dans ce contexte, on a fait l'étude des différents types de stabilité à savoir la stabilité statique, dynamique et transitoire.

Puis on a pris en considération l'étude de la stabilité transitoire d'un réseau connecté à un réseau infini, puis la résolution analytique par la méthode des aires.

Ainsi dans une autre partie, on a vu toutes les méthodes numériques de résolution de la stabilité transitoire à savoir :

La méthode d'Euler, d'Euler modifié, et de Runge Kutta(R-K second ordre, quatrième ordre, RKG.....).

Et comme dernier chapitre, on a abordé les différents moyens d'amélioration de la stabilité transitoire.

Nous avons présenté les résultats des travaux de plusieurs chercheurs, par l'implantation de dispositifs FACTS tels que le compensateur statique de puissance réactive, le compensateur statique synchrone, le compensateur série à thyristors, les régulateurs de tension, les dispositifs déphaseurs et le contrôleur de transit de puissance unifié, ainsi d'autres dispositifs FACTS.

L'amélioration apportée par ces dispositifs en termes de temps critique d'élimination du défaut, dépend des lieux d'installations et des paramètres d'entrées des UPFC.

Les dispositifs UPFC permettent de résoudre des problèmes techniques dans des réseaux électriques de transport d'énergie :

- Puissance maximale transmissible.
- Surcharge de certaines lignes dans les réseaux maillés, surtout interconnectés.
- Tenue en tension.
- Stabilité.
- Oscillations de puissance.

Espérant que ce modeste travail va servir comme un manuel de cours, répondant à un programme destiné aux étudiants en Master2 « Réseaux Electriques ».

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

- [01] Mufidzada Nahid, Boudour Mohamed, Benchabane Saadi , "Régimes transitoires dans les réseaux électriques", ISBN :978-9947-34-037-0. Septembre 2014.
- [02] Affolter Jean-François. Yverdon-les-Bains, " Haute tension", Octobre 2000.
- [03] Medjoub.A , "Régimes transitoires des systèmes électriques".Université de Béjaiaia
- [04] Arieh L. Shenkman, "Transient Analysis of Electric Power Circuits Handbook, Holon Academic Institute of Technology", Holon, Israel 2005 Springer.
- [05] Jean-Claude Sabonadière, Nouredine Hadjsaid, "Lignes et réseaux électriques2, Méthodes d'analyse des réseaux électriques ", Lavoisier 2007.
- [06] M.Boudour, A.Hellal , " Réseaux électriques, Fondamentaux et concepts de base",2010.
- [07] Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc., 1994, ISBN 0-07-035958-X.
- [08] Haddi Saadat, "Power system analysis".1999
- [09] Zitouni.F, "Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par l'utilisation des systèmes Facts ", Mémoire de Magistère, option :Machines électriques et leur commandes, université Henri Poincaré Nancy-I, Juin 2010.
- [10] Mihalic R., Zunko P., Papić I., Povh D., "Improvement of Transient Stability by insertion of FACTS devices", IEEE/NTUA, Athens, Greece, September 1993
- [11] Abazari S., Mahdavi J., Ehsan M., Zolghadri M. "Transient Stability Improvement by Using Advanced Static Var Compensator" IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, 2003, Bologna, Italy.
- [12] Boussahoua B., Boudour M. "Critical Clearing Time Evaluation of Power System with UPFC by Energetic Method", 3rd Internationale Conference on Electrical Engineered mai 2009 Alger.
- [13] Tso' S.K., Liang J., Zeng Q.Y., K.L. Lo , Zhou X.X. "Coordination of TCSC and SVC for stability improvement of power systems" APSCOM-97, Hong Kong, November 1997.
- [14] Rusejla Sadikovic. Petr Korba. Goran Andersson "Application of FACTS Devices For Damping of Power System Oscillations. "

- [15] Yoke Lin Tan , Youyi Wang "Design Of Series And Shunt Facts Controller Using Adaptive Nonlinear Coordinated Design Technique" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997
- [16] Ryousuke Shizawa, Keigo Nishida Toshiya Ohtaka, Shinichi Iwamoto "Allocation of TCSC from Transient Stability Viewpoint" 2004 International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004 Singapore, 21-24 November 2004
- [17] Ouali A., Boussahoua B. et Boudour M. " Evaluation de la Stabilité Transitoire d'un Réseau Electrique par Réseau de Neurones Artificiel Optimisé par les Plans d'Expériences " 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered mai 2009 Alger.
- [18] Y.p. Wang, d.r. Hur, h.h. Chung, n.r. Watson, j. Arrillaga, s.s. Matair, "A genetic algorithms approach to design an optimal pi controller for static var compensator" 0-7803-6338-8/00.2000
- [19] Matsubara T., Nakamura K., Fujita H., Son M., "Transient Stability Criterion Using Artificial Neural Network", Int. Conf. on Signals Proces. Applic.. & Technologies, ICSPAT, Vol.2, pp. 1204-1208, 1996.