

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique
Université A.MIRA - Bejaia
Faculté De Technologie
Département De Génie Electrique



*Mémoire de Fin de Cycle en vue de l'obtention
du diplôme de master en Electrotechnique*

Option : Réseaux Electrique

Thème

*Etude comparative sur les méthodes d'analyse
de la stabilité des réseaux électriques*

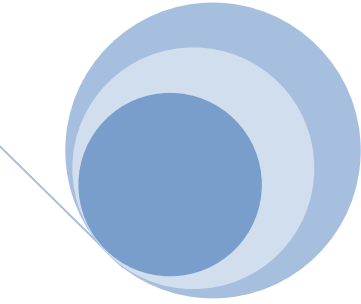
Réalisé par :
BOUCHOUCHA Nawal

Encadré par :
M^r A.MEDJDOUB

Jury :

M^r BOUTEBEL
M^{me} AZAZ

Promotion 2018



Remerciement

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, et qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, je tiens à remercier mon encadreur Mr : A.Medjdoub, pour ses précieux conseils et son aide durant toute la période du travail.

Mes vifs remerciements vont également Dr. L .Latiki pour son aide et son soutien.

J'adresse mes sincères remerciements aux membres jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs propositions .

Je remercie enfin tous ce qui ont contribué à la réussite de ce travail ,

Dédicace

- ✚ A la mémoire de mon cher grand père et de ma chère grand-mère, qui ont été toujours dans mon esprit et dans mon cœur je vous dédie aujourd'hui ma réussite. que Dieu, le miséricordieux, vous accueille dans son éternel paradis.
- ✚ A mes parents qui m'ont toujours encouragé et à qui je dois tous dans ma vie.
- ✚ A mon frère adoré Hocine.
- ✚ A mes chères sœurs Widad et Nassima
- ✚ A ma chère tante coucou .
- ✚ A mes cousins préférés Bachir, Lydia et Mehdi
- ✚ A mes élèves adorés: Lydia, Amine, Sidou , Rania, Rima, Wasssim .
- ✚ A mes amies : Cylia Feroudj, lamia Baghdad ,Widad Rabhi,Celia Khellaf.

Je dédie ce modeste travail.

Liste des figures

Figure I.1 : Organisation générale du système électrique.

Figure I.2 : Schéma d'une structure radial.

Figure I.3 : Schéma d'une structure bouclé.

Figure I.4 : Schéma d'une structure maillé.

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

Figure I.6 : Structure générale d'un réseau électrique.

Figure I.7 : Exemple de cas de surtension transitoire.

Figure I.8 : Exemple d'un creux de coupure de tension.

Figure I.9 : Exemple d'une surtension .

Figure I.10. : Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases.

Figure I.11 : Exemple d'une perturbation harmonique.

Figure I.12. : Fluctuation de tension.

Figure I.13 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Figure II.1 : Stabilité d'un point d'équilibre.

Figure II.2 : Stabilité asymptotique.

Figure II.3 : classification des différents types de la stabilité d'un système de puissance.

Figure II.4 : Variation de l'angle du rotor.

Figure II.5 : Machine synchrone connecté à un jeu de barre infini.

Figure II.6 : Relation puissance angle de rotor.

Figure II.7 : Variation d'angle du rotor.

Figure II.8 : Schéma équivalent d'un générateur synchrone.

Figure II.9 : Circuit équivalent d'un modèle simplifié d'un réseau à deux nœuds et son diagramme vectoriel équivalent.

Figure II.10 : Famille de courbe en « nez » avec un facteur de puissance comme paramètre.

Figure II.11 : Bifurcation de tension.

Figure II.12 : Stabilité exponentielle.

Figure.IV.1: schéma de système de puissance

figure.IV.2. schéma de système de puissance pendant le défaut

Figure.VI.3.Schéma du système de puissance après le défaut

Figure.IV.4. P_e en fonction de l'angle rotorique avant, pendant et après le défaut

Figure.IV.5. la puissance électrique en fonction de l'angle de rotor avant, pendant et après le défaut .

Figure.IV.6. angle delta en fonction du temps pendant le défaut.(Euler)

Figure.IV.7. angle delta en fonction du temps après isolation du défaut(Euler)

Figure.IV.8. angle delta en fonction du temps pendant le défaut.(Euler modifié)

Figure.IV.9. angle delta en fonction du temps après isolation du défaut.(Euler modifié)

Figure.IV.10. angle delta en fonction du temps pendant le défaut.(R-k4)

Fig.IV.11. Angle delta en fonction du temps après isolation du défaut par les méthodes (Euler , Euler modifié et R-K4)

Liste des Tableaux

Tableau . I.1 : Niveaux de tension selon la norme CEI.

Tableau . I.2 : Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique.

Tableau. II.1 .a.: Incidents suivis d'un effondrement.

Tableau. II.1.b : Incidents non suivis d'un effondrement.

Tableau III.1 : Classification des méthodes d'intégration.

Tableau .IV.1 : résultats de la méthode d'Euler pendant le défaut.

Tableau .IV.2 : résultats de la méthode d'Euler après l'isolation du défaut.

Tableau. IV.3. Résultat de la méthode d'Euler modifié pendant le défaut.

Tableau. IV.4 : Résultat de la méthode d'Euler modifié après l'isolation du défaut.

Tableau. IV.5 : Résultat de la méthode de R-K4 après le défaut.

Tableau. IV.6 : Résultat de la méthode de R-K4 après l'isolation du défaut.

Sommaire

Introduction General	01
----------------------------	----

Chapitres I : Généralité sur les réseaux Electriques

I.Introduction.....	02
I.1.Le réseau électrique et son rôle.....	02
I.1.1.Description d'un réseau électrique.....	03
I.1.2.Le rôle d'un réseau électrique.....	03
I.2.1.Grandeurs électriques.....	03
I.2.2 Données temporelles.....	04
I.2.3 Disposition spatiale	04
I.2.4. Les différentes structures des réseaux électriques.....	04
I.2.4.1 Structure radiale (en antenne).....	04
I.2.4.2 Structure bouclé.....	05
I.2.4 .3 Structure maillée.....	05
I.2.5.Différents types de réseaux électriques	06
I.2.5.1 Le réseau de transport.....	07
I.2.5.2. Réseau de répartition	08
I.2.5.3. Le réseau de distribution	08
I.2.5.3.a. Réseaux de distribution à moyenne tension	08
I.2.5.3.b. Réseaux de distribution à basse tension	09
I.3. Structure général d'un réseau électrique	09
I.4. Les niveaux de tension	09
I.5. Qualité de la tension	10
A. Amplitude	10
B. Fréquence	11
C. Forme d'onde	11
D. Symétrie	11
I.6. dégradation de la qualité de l'énergie électrique	11
I.7. Différents types de perturbations	13
I.7.1. Surtensions transitoires	13
I.7.2. Creux de tension et coupure brève	14
I.7.3. Surtension	14
I.7.4. Déséquilibre	14
I.7.5. Perturbations harmoniques et Inter-harmoniques	15
I.7.6. Flicker	15
I.7.7. Chute de tension	15
I.8Conclusion	15

Chapitre II : Stabilité des réseaux électriques

II.1.Introduction.....	16
II.2.Concept de base de la stabilité.....	16
II.3.Stabilité des réseaux d'énergie électriques.....	16
II.3.1.Postition du problème.....	17
II.3.2.Notion de la stabilité.....	17
II.4.La stabilité au sens Lyapunov.....	17
II.4.1.Stabilité du point d'équilibre.....	18
II.4.2.Stabilité asymptotique.....	18
II.4.3.Stabilité exponentielle.....	19
II.5.Les différents types de la stabilité de système de puissance.....	20
II.5.1.La stabilité de l'angle su rotor.....	21
II.5.1.1.Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	22
1) Notion de la stabilité transitoire.....	
3) Equation de mouvement (Equation mécanique) , (swing equation).....	
II.5.1.2.Stabilité angulaire aux petits perturbations (satabilité dynamique).....	28
II.5.1.3.Stabilité en régime permanent vis-à-vis de petites perturbations.....	29
II.5.2.Détermination du temps critique d'isolement du défaut (TCID).....	31
II.5.3.La stabilité de la fréquence.....	32
II.5.4.La stabilité de tension.....	32
II.5.4.1.Définition.....	32
II.5.4.1.1.Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	33
II.5.4.1.2.Stabilité de tension vis-à-vis de grandes perturbations.....	33
II.5.2.2.Causes d'innstabilité de tension	33
II.5.2.3.Effondrement de tension dans le monde.....	35
II.5.2.4.Analyse de la stabilité de tension.....	40
a/analyse dynamique.....	41
b/analyse statique	41
II.6.Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	42
II.6.2.Méthodes énergétiques	42
II.6.3.Méthodes hybrides	43
II.6.4.Méthodes d'analyse de la stabilité au sens de Lyapunov	43
II.6.4.1.Paramètres méthode de Lyapunov (méthode indirecte).....	43
II.6.4.2.Deuxième méthode de Lyapunov 'méthode directe)	44
II.7.Conclusion.....	45

Chapitre III

Les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques

III.1. Introduction.....	46
III.2. Méthodes d'intégration.....	46
III.3. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	48
III.3.1. Méthode d'Euler.....	49
III.3.1.1. Méthode d'Euler modifié.....	50
III.3.1.2. Méthode d'Euler explicite.....	50
III.3.1.3. Méthode d'Euler implicite.....	50
III.3.2. Méthode de Runge-Kutta.....	51
III.3.2.1. Principe de Runge-Kutta.....	52
III.3.2.2. L'algorithme de Runge-Kutta d'ordre 2 et 4.....	53
III.3.2.2.1. Formule d'ordre 2.....	54
III.3.2.2.2. Formule d'ordre 4	54
III.4. Conclusion	54

Chapitre IV

Application et Résultats

IV.1. Introduction.....	55
IV.2. Position de problème	55
IV.3. Méthode des aires égale.	58
IV.4. Résolution des équations par les méthodes (Euler , Euler modifié , Runge Kutta).....	61
IV.5. Conclusion.....	71
 Conclusion générale	 72

Introduction Générale

Avec environ 120 ans d'existence, les réseaux électriques sont l'un des piliers les plus importants pour le développement et le bien-être des pays. En effet, la demande mondiale d'électricité augmente chaque année à des taux proches de 2,1 %, ce qui signifie que tous les 35 ans, la capacité de production mondiale devrait être doublé [43]. Pour répondre à cette demande, tous les jours, se construisent de nouveaux réseaux électriques. Par ailleurs, il est bien connu que l'instabilité des réseaux électriques entraîne des coûts extrêmement élevés. Plusieurs études prouvent que de graves conséquences pour l'économie des pays résultent de l'absence d'électricité [44]. Pour traiter ce problème, les ingénieurs ont utilisé la modélisation et la simulation. Particulièrement, les études de stabilité sont devenues l'un des outils essentiels pour la planification, la conception et l'amélioration des réseaux électriques.

Prédire le comportement des systèmes électriques n'est pas une tâche facile. Les équations qui les caractérisent sont non linéaires et les résoudre exige l'utilisation de plusieurs calculs numériques complexes [45].

L'augmentation du rendement des ordinateurs facilite la modélisation et la simulation de ces systèmes. Cependant, les besoins de qualité et de stabilité, établis par les réglementations des pays, deviennent de plus en plus exigeants. Ainsi, chaque jour, de nouvelles théories sont étudiées pour améliorer la compréhension et la performance des réseaux électriques.

Le but principal de ce mémoire est de développer un programme de ST qui comporte les modèles de la machine synchrone ainsi que les méthodes de résolution d'équation différentielles, afin de vérifier les avantages et les faiblesses de ces méthodes et ces techniques en termes de rapidité et de précision.

Le mémoire est structuré en quatre chapitres. Le chapitre 1 apporte une mise en contexte et présente quelques définitions de base. Par la suite, le chapitre 2 définit les concepts et les théories relatives à la modélisation des réseaux électriques et à la ST. Dans le troisième chapitre, nous étudions le problème de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique. Nous posons, d'abord le problème de la stabilité transitoire, puis nous présentons les différentes méthodes : Euler, Euler modifié et Runge Kutta.

Dans Le dernier chapitre, nous présentons les résultats de simulation de la stabilité transitoire obtenus en utilisant les méthodes d'Euler, Euler modifié et Runge Kutta.

Enfin, ce travail sera terminé par une conclusion générale.

I. Introduction :

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

I.1. Le réseau électrique et son rôle :

I.1.1 description d'un réseau électrique :

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignés (lignes aériennes et souterraines, postes câbles, appareillages, transformateurs, parafoudres, etc...) qui assemblés forme le réseau physique.

La figure illustre l'organisation générale des réseaux électriques.

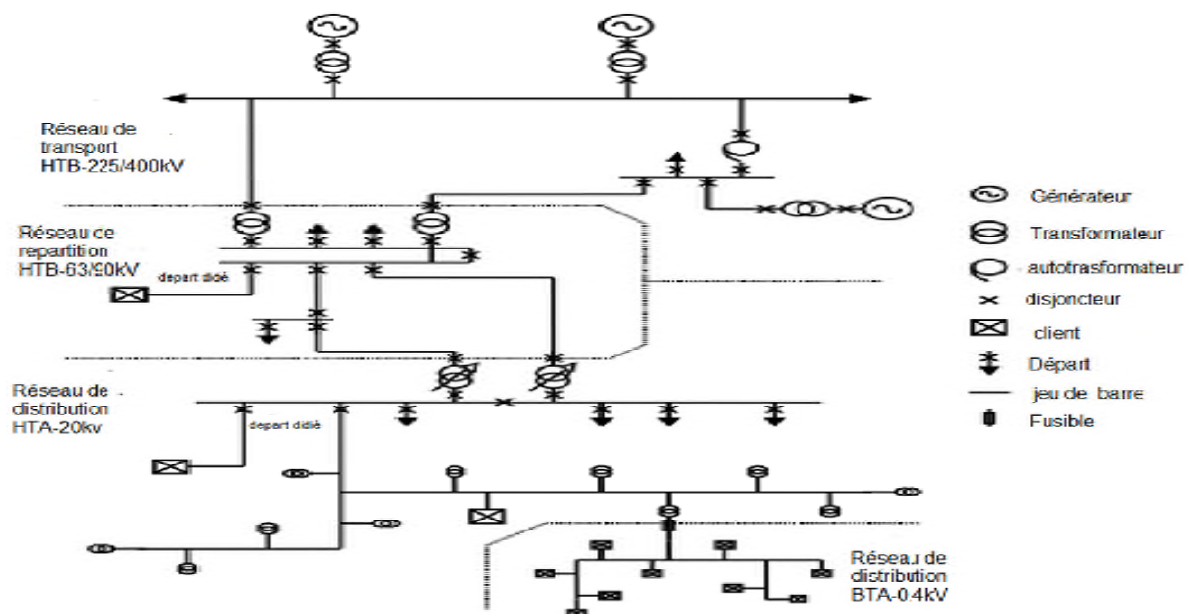


Fig I.1. Organisation générale du système électrique [3]

I.1.2 le rôle d'un réseau électrique :

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter des différents centres de consommation (villes, usines, ...etc.) aux centrales de production tel que : les centrales hydrauliques, thermiques,...etc. tout en satisfaisant la demande en énergie électrique et en assurant la continuité de la fourniture d'énergie dans les limites de puissance demandée, le maintien de la tension et de la fréquence dans les normes contractuelles.

Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays).

Ses caractéristiques s'expriment en termes de :

- Grandeurs électriques,
- Disposition spatiale,
- Données temporelles.

I .2.1. Grandeurs électriques :

Les grandeurs d'un réseau électrique sont :

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

Ces grandeurs de base sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles ; laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées.

La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie mécanique de différentes sources, et consommée également sous forme thermique ou mécanique par les récepteurs, la puissance réactive est produite et consommée dans tous les éléments du réseau

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

I.2.2 Données temporelles :

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

I.2.3 Disposition spatiale :

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

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

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

I.2.4. Les différentes structures des réseaux électriques :

I.2.4.1 Structure radiale (en antenne) :

Une structure radiale est celle dont le schéma unifilaire est « arborescent », dans toutes branches, l'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon particulièrement simple

En contre partie, ce type de réseau ne peut pas assurer une bonne continuité de service. Du fait qu'un incident ou une coupure entraîne la mise hors tension de celui-ci sans aucune possibilité de réalimentation en secours.

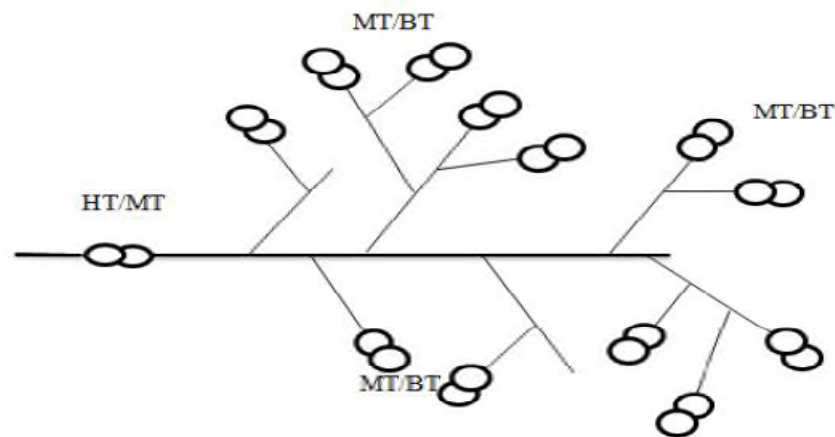


Fig.I.2. Schéma d'une structure radial

I.2.4.2 Structure bouclé :

La structure bouclée se distingue par l'existence d'un certains nombre de boucles fermées. Contenant un nombre limité de sources. L'énergie peut ainsi transiter par des trajets différents et l'avarie d'un élément n'entraîne généralement pas d'interruption. La mise hors tension d'un tronçon ne doit pas entrainé des surcharges inadmissibles pour les autres tronçons, du fait du report de charges. Les tronçons de ligne sont donc de fortes sections.

Ce type offre par rapport a la précédente une meilleure continuité de service, mais avec un matériel de protection plus onéreux.

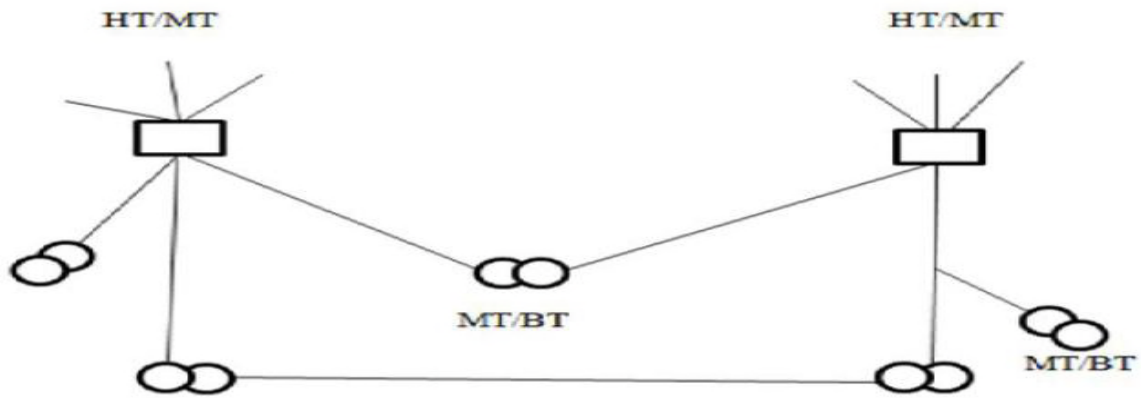


Fig.I.3. Schéma d'une structure bouclée

I.2.4 .3 Structure maillée :

Une structure maillée est celle où les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet.

Le type de réseau ayant une structure maillée offre une très grande sécurité d'alimentation. Un incident sur une liaison se limite au non-alimentation du tronçon compris entre deux nœuds consécutifs. Par contre son étude est plus complexe et sa réalisation est beaucoup plus coûteuse que les types précédents.

Cette structure nécessite que toutes les liaisons soient coupables de surcharges permanentes ou momentanées.

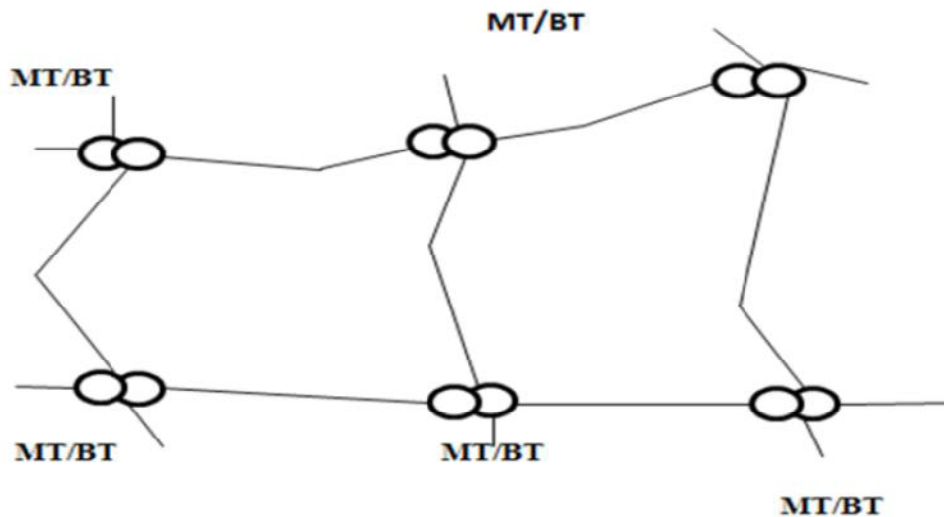


Fig.I.4. Schéma d'une structure maillée

Remarque

Le choix entre les différentes structures ne peut se faire qu'après une étude technico-économique tenant compte non seulement du prix de revient du réseau, mais aussi de la qualité du service qui pourra être assurée, comme il faut aussi tenir compte des possibilités d'extension du réseau.

Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. Les grands réseaux d'énergie utilisent tous ces types de structure. Dans les niveaux de tension les plus élevés, on utilise la structure maillée : c'est le réseau de transport. Dans les niveaux de tension inférieurs, la structure bouclée est utilisée en parallèle de la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, la structure arborescente est quasiment exclusivement utilisée : c'est le réseau de distribution.

I.2.5. Différents types de réseaux électriques :

Un grand réseau électrique, appelé aussi système de puissance, se compose d'éléments variés interconnectés (générateurs, transformateurs, lignes de transport, de distribution et de charges) plus ou moins nombreux selon la taille du réseau et formant un système complexe. Ledit système est capable, et a pour rôle de générer, de transporter et de distribuer l'énergie électrique à travers des étendues géographiques. Cette complexité structurelle favorise et augmente le risque d'apparition de problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés. Les différents niveaux d'un système de puissance sont élucidés sur le schéma de la (figure) : [2]

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

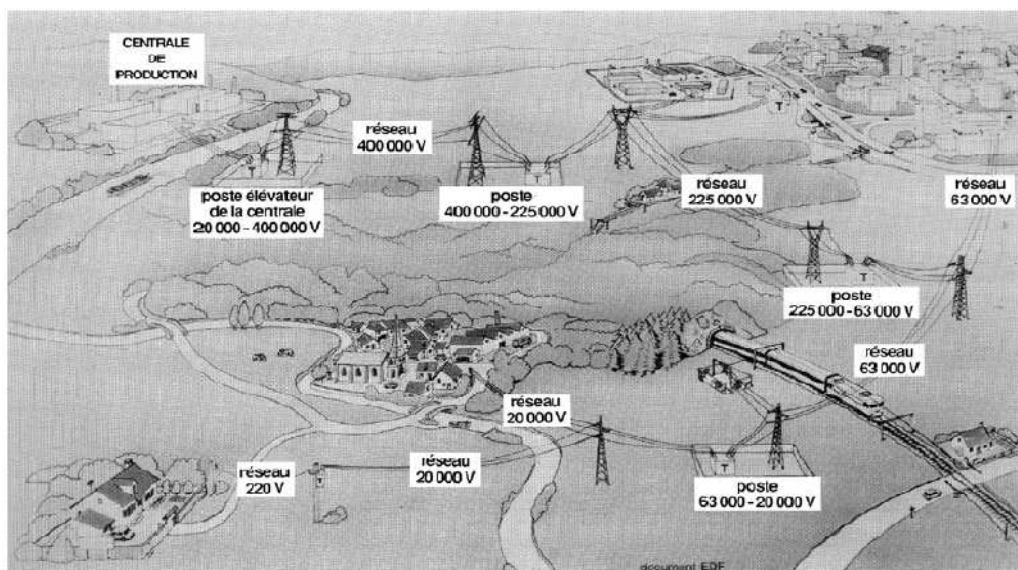


Fig.I.5. Schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents.

I.2.5.1 Le réseau de transport:

La première de ces divisions est le réseau de transport (400kV, 225kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectés les centrales de production classique comme les centrales nucléaires de l'ordre de milliers de MW. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation / exportation) d'énergie électrique au niveau internationale.[1]

I.2.5.2. Réseau de répartition :

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.

La gestion de la tension et de la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Des mesures de puissance active et réactive et de tension sont effectuées sur le réseau et sont rapatriées aux centres de téléconduite. Ces mesures sont ensuite disponibles aux opérateurs en charge du bon fonctionnement du réseau ainsi que la coordination des productions. [1]

I.2.5.3. Le réseau de distribution :

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connecté à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée. [1]

I.2.5.3.a. Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte [7]

I.2.5.3.b. Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés [7]

I.3. Structure général d'un réseau électrique :

Le schéma se présente comme suit :

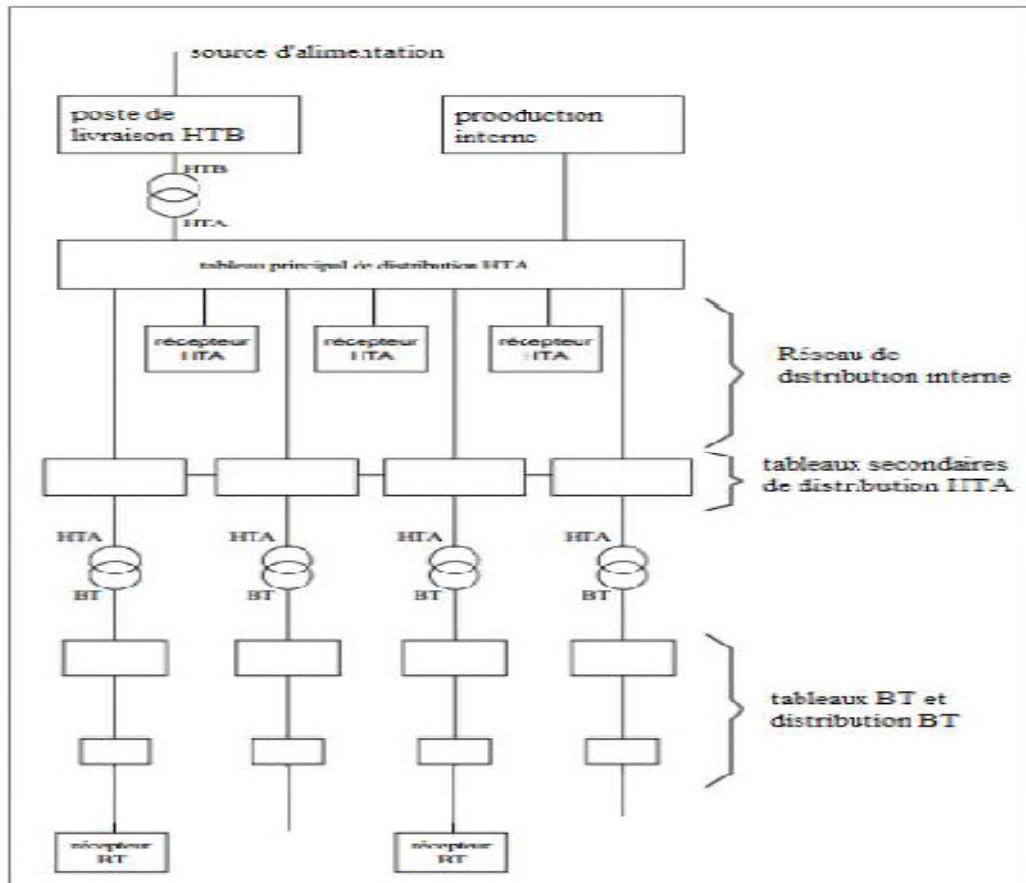


Fig.I.6. Structure générale d'un réseau électrique.[3]

I.4. Les niveaux de tension :

Les deux grandeurs fondamentales pour l'exploitation d'un réseau sont la tension et la fréquence. Pour des fréquences de fonctionnement du réseau de 60 Hz (Amérique du nord, une partie de l'Amérique du sud, une partie du Japon) ou 50 Hz (reste du monde) des organismes de normalisation comme la Commission Electrotechnique International (CEI) ont classé les réseaux par niveau de tension normalisées (tableau I.1). [6]

Tab. I.1 : Niveaux de tension selon la norme CEI

Appellation normalisée	Niveaux de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50 \text{ V}$	-
BTA	$50 \text{ V} < U_n < 500 \text{ V}$	Réseau de distribution (230V, 400V)
BTB	$500 \text{ V} < U_n < 1000 \text{ V}$	
HTA	$1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$	Réseau de répartition (10kV ,20kV ,45 kV)
HTB	$50 \text{ kV} < U_n$	Réseau de répartition (63,90 kV) Réseau de transport (150,220, 400 kV)

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées avec les définitions suivantes:

- HT : pour une tension composée comprise entre 100 kV et 1000 kV. Les valeurs normalisées sont : 45 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV - 150 kV - 220 kV.
- MT : pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV. Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV.
- BT : pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V. Les valeurs normalisées sont : 400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz)

I.5. Qualité de la tension :

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tension constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

A. Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude, on distingue deux grandes familles de perturbation :

- Les creux de tension, coupures et surtensions : Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.
- Les variations de tension : Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau [8] [9].

B. Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

Cependant, ces variations sont en général très faibles (moins de 1%) et ne nuisent pas au bon fonctionnement des équipements électriques ou électroniques.

C. Forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50 Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits. [10]

D. Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelé déséquilibre.

I.6. dégradation de la qualité de l'énergie électrique :

Les origines des perturbations électriques peuvent être classées en deux grandes catégories :

- Les défauts au sein des réseaux électriques ;
- La présence de charges non-linéaires ou fluctuantes.

Et les effets des perturbations électriques peuvent aussi être divisés en deux grandes familles :

- Les effet à court terme (déclenchement des appareils, dégâts matériels , ...) ;
 - Les effets à long terme (pertes supplémentaires, échauffement, vieillissements)
- [11]

Le tableau (I.2) récapitule les remarques précédentes en représentant les principales perturbations, leurs origines ainsi que leurs conséquences. L'amplitude de la tension est

également indiquée en pu (per unit) pour les perturbations importantes au niveau de l'amplitude et en pour-cent pour les variations faibles.

Tab I.2 : Différents types de perturbations survenant sur le réseau électrique [12]

Durée	Type de Perturbation	Amplitude	Origine	Conséquence
<10ms	Transitoires (impulsions et oscillations)	-	Déclenchement des appareils, enclenchement des condensateurs, commutations	Dysfonctionnements gênant
10ms-1mn	Creux de tension	0.1-0.9 pu	Courts-circuits, démarrage de gros moteurs, saturation des transformateurs	Arrêt d'équipements, pertes de production
10ms-1mn	Coupure brèves	<0.1 pu	Courts-circuits	Arrêt d'équipements, pertes de production
10ms-1mn	Surintensités	1.1-1.8 pu	Courts-circuits, déclenchement des charges importantes	Déclenchements, dangers pour les personnes et pour les matériels
Régime rétabli	Déséquilibre	-	Charges asymétriques ou monophasés	Echauffements des machines tournantes, vibrations
Régime rétabli	Variations rapides de tension (flicker)	0.1-7%	Charges fluctuantes (fours à arc, moteur à démarrage fréquent, soudeuse, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Régime rétabli	Harmoniques	0-20%	Charges non linéaires (structures d'électronique de puissance, arcs électriques)	Echauffements, vieillissements, pertes supplémentaire, troubles fonctionnels
Régime rétabli	Inter-harmoniques	0-2%	Charges non linéaires et fluctuantes (fours à arc soudeuse, éoliennes)	Papillotements de l'éclairage
Régime rétabli	Bruit	0-1%	Fours à arc, charges non linéaires	Echauffements, pertes vieillissements
Régime rétabli	Variations de la fréquence	-	Déséquilibre entre la production et la consommation	Dysfonctionnements des équipements électriques

I.7. Différents types de perturbations :

I.7.1. Surtensions transitoires :

Les surtensions transitoires (figure I.7) peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composants électroniques ces dernières sont très courte durée, et sont reliées à :

- Des manœuvres sur les lignes et les équipements du réseau ;
- La foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde. [13]

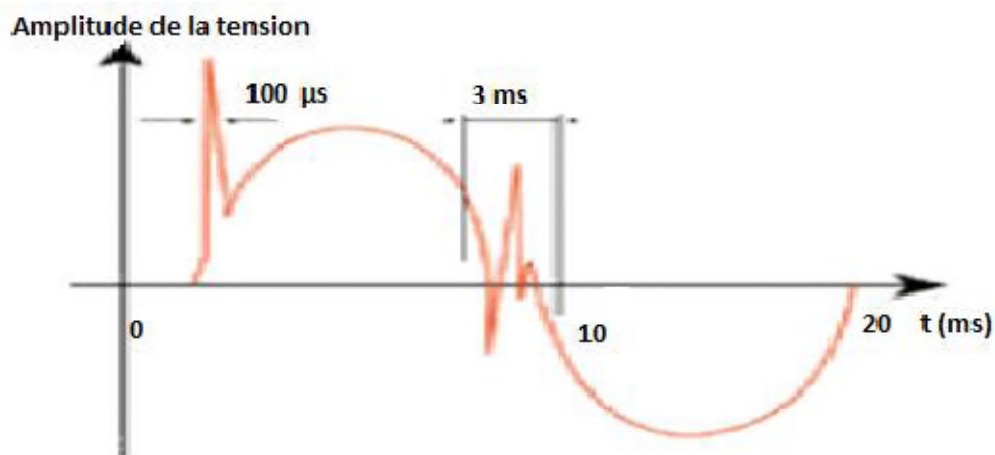


Fig.I.7. Exemple de cas de surtension transitoire [14]

I.7.2. Creux de tension et coupure brève :

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure I.8)

Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière [15]

Pour les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

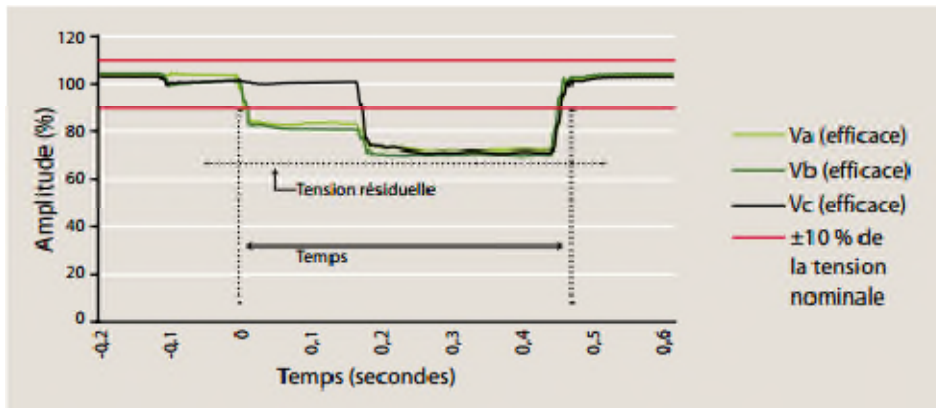


Fig. I.8. : Exemple de creux et coupure de tension

I.7.3. Surtension :

Les surtensions correspondent à des augmentations de l'amplitude de la tension de 1,1 pu à 1,8 pu. Les surtensions sont moins fréquentes que les creux de tension et sont généralement dues à des courts-circuits dans les systèmes à neutre isolé qui engendrent à la fois des creux de tension et des surtensions (figure I.9). En cas de court-circuit monophasé dans un tel système, les deux phases non concernées par le défaut peuvent prendre une valeur pouvant aller jusqu'à 1,73 pu, c'est-à-dire, la tension composée. En cas de court-circuit biphasé, la phase non affectée par le défaut se caractérise par une surtension qui peut aller jusqu'à 1,5 pu [13]

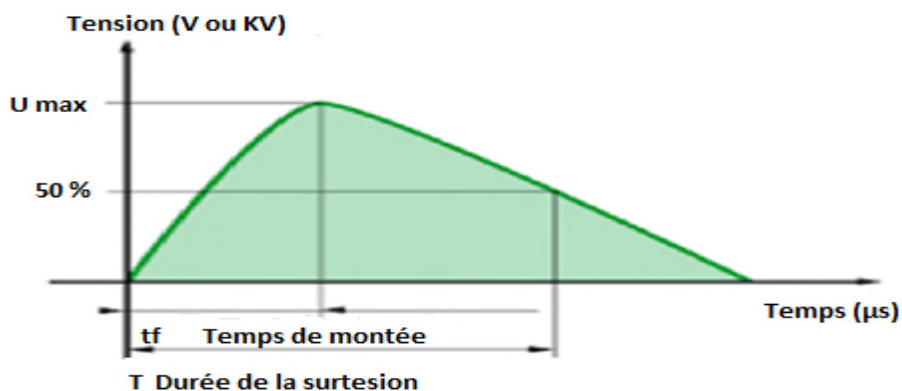


Fig. I.9. : Exemple d'une surtension

I.7.4. Déséquilibre :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension (figure I.10) dus à la circulation de réceptrice monophasée basse tension. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [16].

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° . [17]

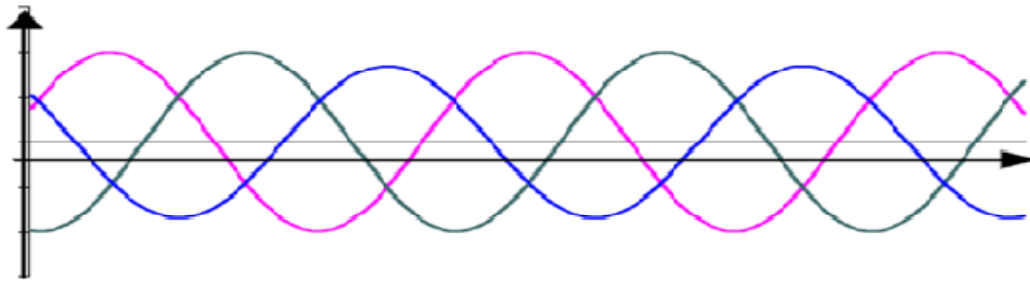


Fig. I.10. : Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases.

I.7.5. Perturbations harmoniques et Inter-harmoniques :

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique [17]. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure I.11), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale [13]. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc.

L'appellation d'inter-harmonique renvoie à des harmoniques de rang non entier. En effet, un onduleur fonctionnant à une fréquence nominale différente de la fréquence nominale du réseau, les harmoniques qu'il produit ne sont pas des multiples de celle-ci. Dans le cas d'un convertisseur constitué d'un redresseur, d'un circuit intermédiaire en tension continue et d'un onduleur, le circuit intermédiaire doit théoriquement découpler l'onduleur du redresseur. En pratique, les harmoniques venant de l'onduleur s'ajoutent ou se soustraient à celle du redresseur, d'où des inter-harmoniques. On les trouve par exemple dans les fours à arc, mais elles peuvent aussi être générées par des systèmes électroniques de puissance comme les SVC et le cycloconvertisseur, ancêtre des convertisseurs matriciels actuels.

Un bon indicateur de distorsions harmoniques englobant les inter-harmoniques est le Rapport Total de Distorsion (TDR). [18]

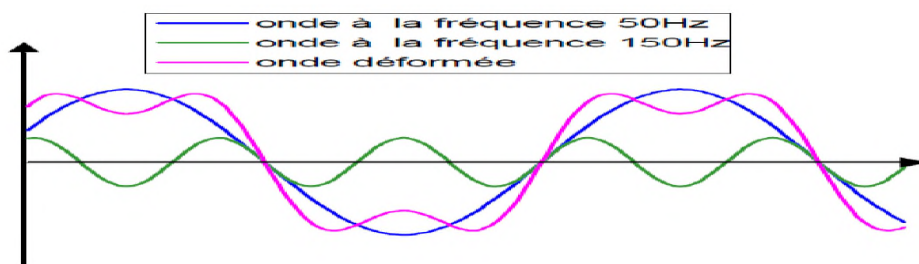
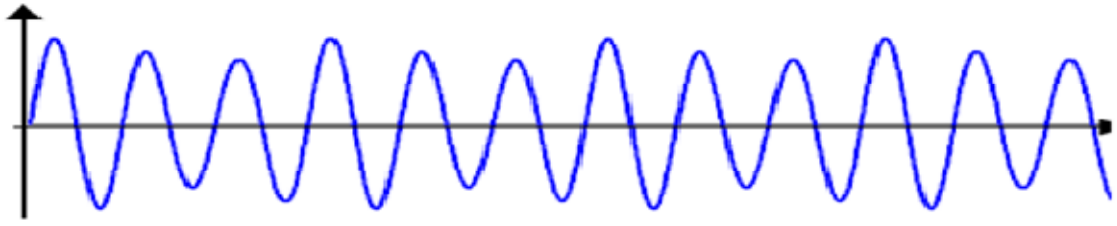


Fig. I.11 : Exemple d'une perturbation harmonique

I.7.6. Flicker :

La mise en marche de charges variables comme des fours à arc, des imprimantes laser, de micro-ondes ou des systèmes d'air conditionné provoque des variations rapides de tension

électrique. Ce phénomène est appelé papillotement et il est quantifié par la valeur du flicker. Celui-ci est en réalité un calcul statistique issu de la mesure des variations rapides de tension et



défini par la norme EN 61000-4-15.

Fig. I.12. : Fluctuation de tension

I.7.7. Chute de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension, cette dernière est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante comme illustré sur la figure (I.13)

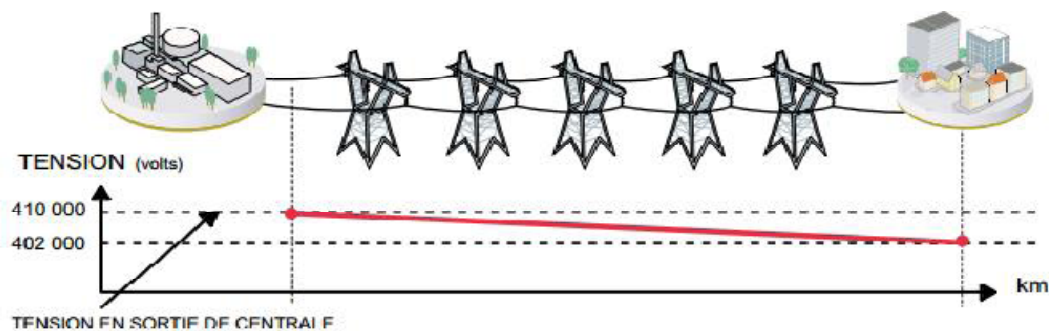


Fig. I.13 : Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale [15]

Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur les réseaux d'énergie électriques en commençant par la définition d'un système électrique, leurs architectures et l'acheminement de puissance à travers ces réseaux. Ce chapitre a traité aussi les différents phénomènes perturbateurs qui influencent sur la qualité de la tension, ainsi sur la stabilité du système.

I. Introduction :

La stabilité est considérée l'une des trois grandes études des systèmes de puissance, les deux autres étant l'écoulement de puissance et l'analyse des défauts. Il est clair que les études de stabilité sont les plus complexes, tant en termes de modélisation que de méthodes de recherche des solutions. De nombreuses pannes majeures causées par l'instabilité du système électrique ont illustré l'importance de ce phénomène.

L'importance de la stabilité d'un système d'alimentation a été reconnue au tout début du développement de ce système. La dimension et la complexité des systèmes d'alimentations ont progressivement augmenté au fil des ans, faisant du phénomène de sa stabilité un problème plus important et plus difficile. Par exemple, les systèmes de puissance interconnectés modernes sont de grandes structures dynamiques intégrées et complexes qui sont soumises à des phénomènes physiques variés (pouvant se chevaucher) allant de très rapides tels que des transitoires dus à des courses d'allègement à des mouvements assez lents, tels que (la dynamique d'une chaudière). [20]

Le problème de la définition et de la classification de la stabilité du système d'alimentation est ancien et il y a eu plusieurs rapports antérieurs sur le sujet par les groupes de travail du CIGRE et de l'IEEE. Cependant, ceux-ci ne reflètent pas complètement les besoins actuels, les expériences et la compréhension de l'industrie. En particulier, les définitions ne sont pas précises et les classifications n'incluent pas tous les scénarios d'instabilité pratique. [19]

Ce chapitre s'articule autour d'une définition plus précise de la stabilité d'un système d'alimentation y compris toutes les formes et aussi sur les caractéristiques des différents types de stabilité de ce dernier.

II.2. Concept de base de la stabilité :

Le concept de stabilité est l'un des concepts les plus fondamentaux dans la plupart des disciplines d'ingénierie. En raison de l'impact dévastateur que l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, de nombreuses définitions de la stabilité ont été formulées, soulignant ses divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système. [20]

II.3. Stabilité des réseaux d'énergie électrique :

La stabilité d'un système d'alimentation indique la capacité de ce système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, à retrouver un état d'équilibre après avoir été soumis à une perturbation physique, la plupart des variables du système étant limitées.

L'intégrité du système est préservée lorsque pratiquement tout le système d'alimentation reste intact sans déclenchement de générateurs ou de charges, à l'exception de ceux

déconnectés par l'isolation des éléments défaillants ou intentionnellement déclenchés pour préserver la continuité de fonctionnement du reste du système.

La stabilité est une condition d'équilibre entre des forces opposées ; l'instabilité se produit lorsqu'une perturbation entraîne un déséquilibre durable entre ces forces.

II.3.1. Position du problème :

La sûreté de fonctionnement ou sécurité d'un réseau ou système d'énergie électrique peut être définie comme la robustesse de son fonctionnement sous des conditions d'opérations normales aussi bien que perturbées. La sécurité couvre ainsi un large éventail de phénomènes que l'on subdivise, généralement en statique, dynamique et transitoire.

II.3.2. Notion de la stabilité :

La stabilité est défini comme la propriété d'un système à retrouver un point de fonctionnement stable (point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par l'équilibre production-consommation. Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et de la fréquence. [22,23 ,24]

II.4. La stabilité au sens de Lyapunov :

Considérons un système non-autonome (dépendant du temps) et non-commandé (entrée nulle) décrit par l'équation différentielle non-linéaire :

$$\dot{x}(t) = f(x(t),t) \quad (\text{équation II.1})$$

Où : x est un vecteur d'état et $\dot{x}$ sa dérivée dans le temps t .

Ce système est dit en équilibre autour d'un point x_e si, en l'absence d'influence externe, son état ne varie pas au cours du temps :

$$f(x_e,t)=0 \quad (\text{équation II.2})$$

Ainsi, nous nous intéressons aux comportements des trajectoires du système au voisinage de ses points d'équilibre.

Nous rappelons dans ce qui suit quelques définitions importantes qui forment l'approche de la stabilité au sens de Lyapunov.

II.4.1. Stabilité du point d'équilibre :

Un point d'équilibre x_e est dit stable (au sens de Lyapunov) si, pour tout $\varepsilon > 0$, il existe une valeur $\delta > 0$ tel que :

$$\|x(t_0) - x_e\| < \delta \quad \Rightarrow \quad \|x(t) - x_e\| < \varepsilon \quad \forall t \geq t_0 \quad (\text{équation II.3})$$

Où t_0 est l'instant initial.

Dans le cas contraire, x_e est dit instable.

Ainsi la stabilité au sens de **Lyapunov** signifie que la trajectoire $x(t)$, avec une condition initiale $x(t_0)$, doit rester proche du point d'équilibre x_e (c'est-à-dire $\|x(t_0) - x_e\| < \delta$), pour tout $t \geq t_0$. Pour cela, les solutions $x(t)$ doivent rester à l'intérieur de la région délimitée par $\|x(t) - x_e\| < \varepsilon$, c.-à-d. rester dans un « tube » de rayon ε autour de la trajectoire $x(t) = x_e$, fig(II.1),

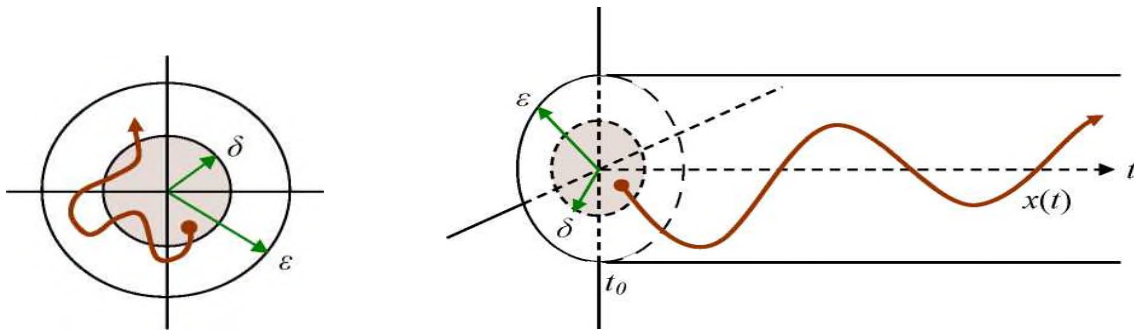


Fig.II.1. stabilité d'un point d'équilibre

II.4.2. stabilité asymptotique :

Un point d'équilibre est asymptotiquement stable s'il est stable et si :

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \|x(t) - x_e\| = 0 \quad (\text{Équation II.4})$$

La stabilité asymptotique signifie que non seulement le point d'équilibre est stable, mais qu'on est aussi capable de déterminer un domaine proche du point d'équilibre tel que n'importe quelle trajectoire, issue d'un état initiale $x(t_0)$ appartenant à ce domaine, tende vers x_e quand t tend vers ∞ , fig(2).

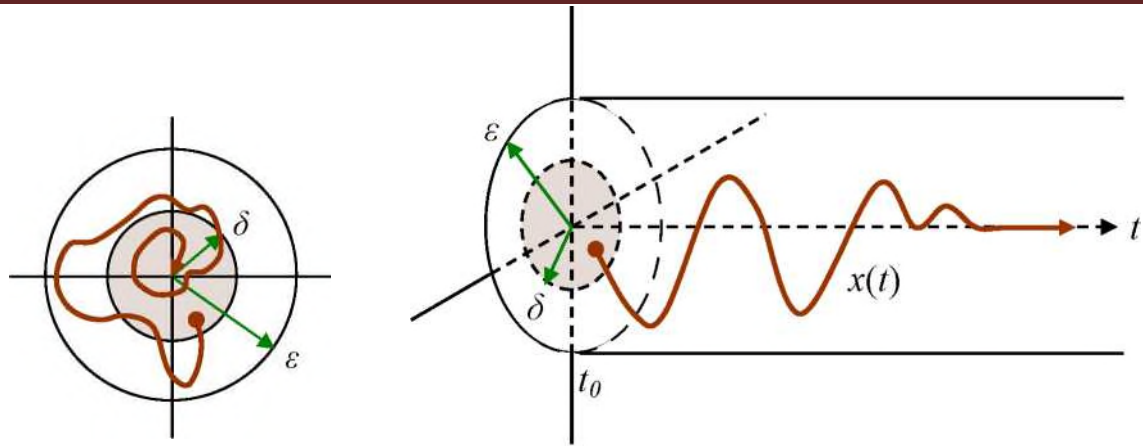


Fig.II.2. Stabilité asymptotique.

Un ensemble d'états initiaux $x(t_0)$ à partir desquels les trajectoires convergent vers un point d'équilibre asymptotiquement stable est appelé un domaine d'attraction D.

La stabilité asymptotique est la propriété généralement recherchée en pratique. Il faut cependant remarquer que la définition ci-dessus ne donne pas d'information sur la vitesse à laquelle la trajectoire $x(t)$ converge vers l'équilibre. C'est pourquoi, on introduit la notion de stabilité exponentielle qui permet de caractériser cette vitesse.[25]

II.4.3. Stabilité exponentielle :

Un point d'équilibre est exponentiellement stable si pour tout $\varepsilon > 0$, il existe des constantes $a > 0$, $b > 0$ et $\delta > 0$ tel que :

$$\|x(t_0) - x_e\| < \delta \implies \|x(t) - x_e\| < a \cdot \|x(t_0) - x_e\| \cdot e^{-bt} \quad \forall t \geq t_0 \quad (\text{Equation II.5})$$

Cette stabilité signifie que le vecteur d'état, pour une condition initiale $x(t_0)$, converge vers un point d'équilibre x_e plus rapidement qu'une fonction exponentielle ; b est appelé le taux de convergence. Par ailleurs, la stabilité exponentielle implique la stabilité asymptotique qui implique elle-même la stabilité d'un point d'équilibre.

II.5. Les différents types de la stabilité de système de puissance :

La stabilité du système d'alimentation est essentiellement un problème unique ; cependant, les diverses formes d'instabilités qu'un système d'alimentation peut subir ne peuvent pas être correctement comprises et traitées efficacement en les traitants comme telles.

En raison de la grande dimensionnalité et de la complexité des problèmes de stabilité, il est utile de formuler des hypothèses simplificatrices pour analyser des types spécifiques de problèmes en utilisant un degré approprié de détail de la représentation du système et des techniques analytiques appropriées. [19]

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes : [19]

- La nature physique de l'instabilité résultante
- L'amplitude de la perturbation
- La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité
- Les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité

Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :

- La stabilité de l'angle de rotor
- La stabilité de tension
- La stabilité de fréquence

La figure (II.1) présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories :

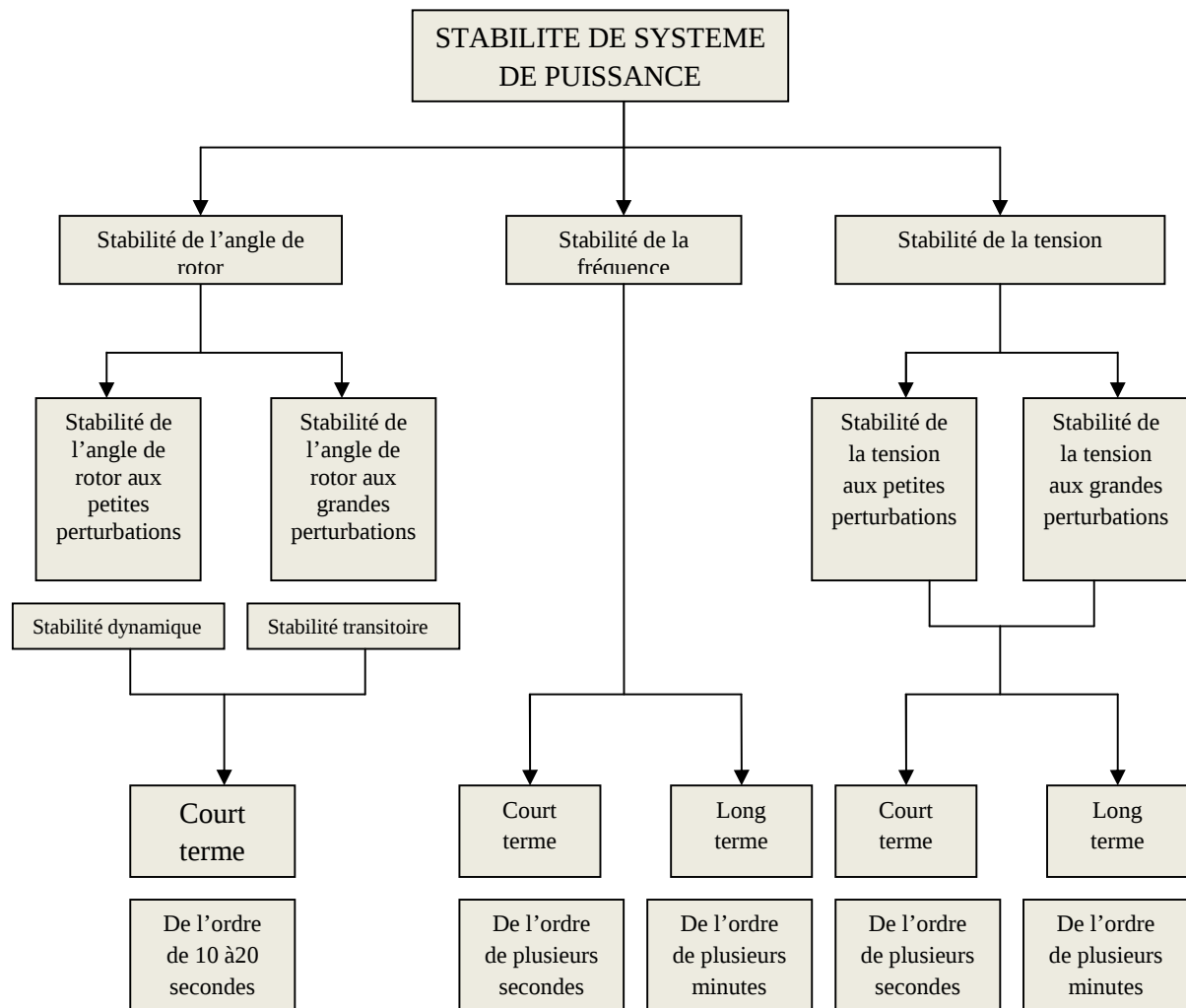


Fig II.3 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.

II.5.1. La stabilité de l'angle de rotor :

La stabilité de l'angle de rotor fait référence à la capacité des machines synchrones d'un système d'alimentation interconnecté à rester synchronisées après avoir subi une perturbation. Cela dépend de la capacité à maintenir / rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone dans le système.

L'instabilité qui peut en résulter se présente sous la forme d'une augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs entraînant leur perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Le problème de la stabilité de l'angle du rotor implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux systèmes de puissance. Un facteur fondamental dans ce problème est la manière dont les puissances des machines synchrones varient à mesure que leurs angles de rotation changent. En régime permanent, il existe un équilibre entre le couple mécanique d'entrée et le couple électromagnétique de sortie de chaque alternateur, et la vitesse reste constante. Si le système est perturbé, cet équilibre est rompu, ce qui entraîne une accélération ou une décélération des rotors des machines en fonction des lois de mouvement d'un corps en rotation. Si un générateur tourne temporairement plus vite qu'un autre, la position angulaire de son rotor par rapport à celle de la machine plus lente avance. La différence angulaire résultante transfère une partie de la charge de la machine lente à la machine rapide, en fonction de la relation puissance-angle. Cela tend à réduire la différence de vitesse et donc la séparation angulaire. La relation puissance-angle est fortement non linéaire. Au-delà d'une certaine limite, une augmentation de la séparation angulaire s'accompagne d'une diminution du transfert de puissance, de sorte que la séparation angulaire est encore augmentée. [19]

L'instabilité se produit si le système ne peut pas absorber l'énergie cinétique correspondant à ces différences de vitesse de rotor. Pour toute situation donnée, la stabilité du système dépend du fait que les écarts de position angulaire des rotors entraînent ou non des couples de rappel suffisant [28]. La perte de synchronisme peut se produire entre une machine et le reste du système, ou entre des groupes de machines, avec synchronisme maintenu dans chaque groupe après la séparation les uns des autres.

La variation du couple électromagnétique d'une machine synchrone suite à une perturbation peut être résolue en deux composantes :

- Synchronisation du composant du couple, en phase avec la déviation de l'angle de rotor.
- Composant de couple d'amortissement, en phase avec l'écart de vitesse.

La stabilité du système dépend de l'existence des deux composants du couple pour chacune des machines synchrones. L'absence du couple de synchronisation suffisant entraîne une instabilité apériodique ou non-oscillatoire, alors que le manque de couple d'amortissement entraîne une instabilité oscillatoire.

Pour faciliter l'analyse et pour avoir un aperçu utile de la nature des problèmes de stabilité de l'angle du rotor en fonction des deux sous-catégories suivantes :

II.5.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) :

1) Notion de stabilité transitoire :

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples-angles.

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas1, fig.II.4), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas2, fig.II.4). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

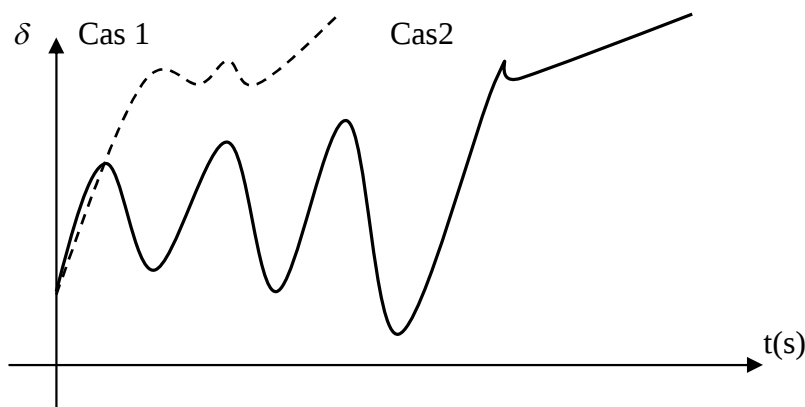


Fig.II.4. variation de l'angle du rotor

Cas 1 : instabilité de première oscillation.

Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe ($P-\delta$) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor. [29]

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, (fig.II.5). Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont présentés par la réactance X_E .

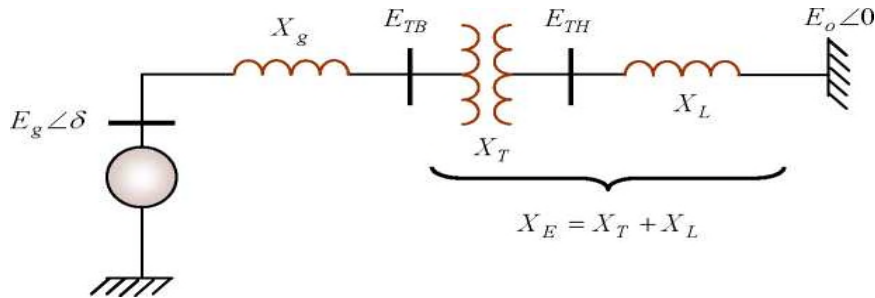


Fig.II.5. Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

- **Relation (P - δ) :**

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_e} \sin \delta \quad (\text{Équation II.6})$$

Où, δ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur (E_g) et la tension du jeu de barre infini (E_0). L'équation (6) est représentée graphiquement à la figure II.6

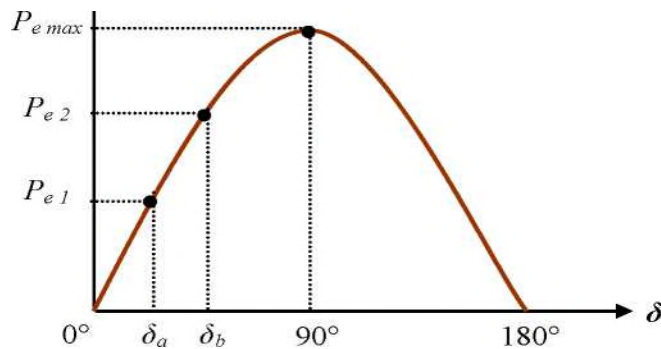


Fig.II.6. Relation puissance- angle de rotor.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a .

Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2}

(fig.II.6). Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, fig.II.7), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, fig.II.7). [25]

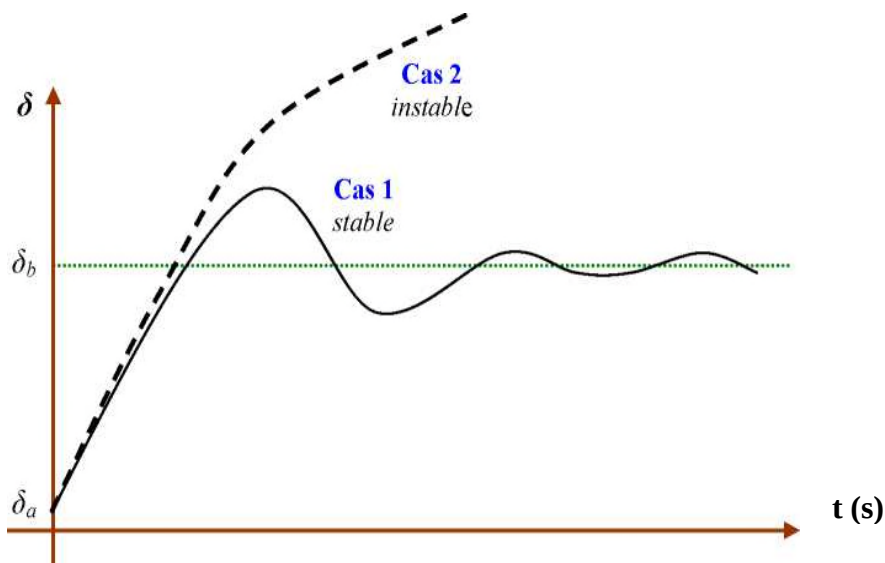


Fig.II.7. Variation d'angle de rotor.

2) Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation) .

La liaison entre l'aspect mécanique et électrique de la machine synchrone est régie par l'équation dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur lié à la turbine, ce qu'on l'on appelle (équation de mouvement) [32]

On considère que le générateur synchrone a des différents couples comme le suit : [32]

- Un couple d'entrée, couple mécanique C_m .
- Un couple d'origine électrique, ou couple résistant, correspondant à la puissance fourni au réseau C_e .
- Un couple d'inertie C_i .
- Un couple d'amortissement C_a .

A tout instant, le couple mécanique appliqué doit faire équilibre avec les autres couples d'où l'équation :

$$C_m = C_e + C_i + C_a$$

(Équation II.7)

➤ **Equation de mouvement sans couple d'amortissement :**

Si on néglige le couple d'amortissement C_a , et à l'équilibre on a :

$$C_i = C_m - C_e \quad (\text{Équation II.8})$$

- Si $C_i > 0$ accélération
- Si $C_i < 0$ décélération.

Alors :

Le couple mécanique est égal à couple électrique :

$$C_m = C_e \quad (\text{Équation II.9})$$

On a :

$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{Équation II.10})$$

Et :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (\text{Équation II.11})$$

La 1^{ère} dérivation de θ_m donne :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Équation II.12})$$

La 2^{ème} dérivation de θ_m donne :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{Équation II.13})$$

Substituant l'équation (II.12) dans l'équation (II.13), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{Équation II.14})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (II.14) par ω_m :

$$J \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m (C_m - C_e) \quad (\text{Équation II.15})$$

$$J \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m C_m - \omega_m C_e \quad (\text{Équation II.16})$$

Avec : $\omega_m C_m = P_m$ et $\omega_m C_e = P_e$

On obtient l'équation de puissance suivante :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Équation II.17})$$

On a :

$$W_k = \frac{1}{2} J\omega_m^2 = \frac{1}{2} M\omega_m \quad (\text{Équation II.18})$$

Avec :

W_k : est l'énergie cinétique emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en mégajoules.

Donc l'expression de M est comme suit :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m} \quad (\text{Équation II.19})$$

Nous supposons que les variations de vitesse ω_m restent toujours faibles durant long temps, avant que la stabilité soit perdue, alors : $\omega_m = \omega_{sm}$

Alors l'expression de M vaut :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (\text{Équation II.20})$$

L'équation de mouvement soit comme suit :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Équation II.21})$$

On doit écrire l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique δ

La relation entre l'angle mécanique et l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta_m \quad (\text{Équation II.22})$$

Alors l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique :

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Équation II.23})$$

Conversion de l'équation de mouvement en unité relative :

$$\frac{2}{P} \frac{2W_k}{\omega_{sm} S_B} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m}{S_B} - \frac{P_e}{S_B} \quad (\text{Équation II.24})$$

$$H = \frac{W_k}{S_B} \quad (\text{Équation II.25})$$

La constante d'inertie H (en sec) de la machine est définie par le rapport d'énergie cinétique W_k emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en mégajoules et de la puissance de base S_B de la machine en méga-volt ampère.

Don l'équation vaut :

$$\frac{2}{P} \frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Équation II.26})$$

On a :

$$\omega_{sm} = \frac{2}{P} \omega_s \quad (\text{Équation II.27})$$

Alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Équation II.28})$$

On a :

$$\omega_s = 2\pi f_0 \quad (\text{Équation II.29})$$

Alors :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Équation II.30})$$

La puissance active délivrée par une machine synchrone est :

$$P_e = P_{\max} \sin \delta \quad (\text{Équation II.31})$$

L'équation qui représente le modèle d'une machine synchrone et l'équation (II.30) qui représente le modèle d'un générateur dynamique forment l'équation de mouvement (swing equation) qui est la suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_e = P_{\max} \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{array} \right.$$

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_{\max} \sin \delta \quad (\text{Équation II.32})$$

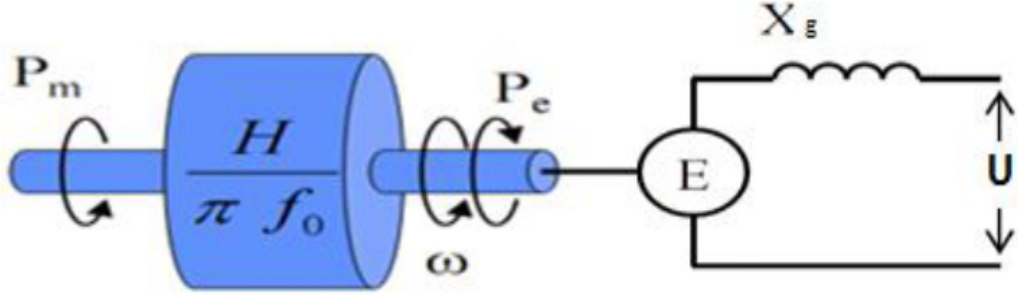


Fig.II.8. Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.

➤ **Equation du mouvement avec couple d'amortissement :**

Si on tient compte du couple d'amortissement on aura :

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (\text{Équation II.33})$$

On a

$$C_i = J \frac{d^2 \theta}{dt^2} \quad (\text{Équation II.34})$$

$$C_a = \frac{a}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{Équation II.34})$$

On peut donc déduire l'équation d'équilibre des couples :

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} + \frac{a}{\omega_m} \frac{d\delta}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (\text{Équation II.35})$$

On obtient une équation de mouvement avec le couple d'amortissement sous forme : [33]

$$\left\{ \begin{array}{l} P_e = P_{\max} \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{array} \right. \quad \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_{\max} \sin \delta \quad (\text{Équation II.36})$$

II.5.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :

La stabilité de l'angle de rotor aux petites perturbations (ou petit signal) concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations.

Les perturbations sont considérées comme suffisamment faibles pour permettre la linéarisation des équations du système à des fins d'analyse. [28], [30], [31]

La stabilité des petites perturbations dépend de l'état de fonctionnement initial du système. L'instabilité qui peut en résulter peut être sous deux formes :

- a) Augmentation de l'angle du rotor par un mode non-oscillatoire ou apériodique en raison du manque de couple de synchronisation, ou
- b) Des oscillations de rotor d'amplitude croissante dues à un manque de couple d'amortissement suffisant.

Dans les systèmes d'alimentation actuels, un problème de stabilité d'angle de rotor de petites perturbations est généralement associé à un amortissement insuffisant des oscillations. Le problème d'instabilité apériodique a été largement éliminé par l'utilisation de régulateurs de tension de générateur à action continue ; cependant, ce problème peut encore se produire lorsque les générateurs fonctionnent avec une excitation constante lorsqu'ils sont soumis aux actions des limiteurs d'excitation (limiteurs de courant de champ).

Les problèmes de stabilité dynamique peuvent être de nature locale ou globale. Les problèmes locaux impliquent une petite partie du système d'alimentation, et sont généralement associés à des oscillations de l'angle de rotor d'une seule centrale contre le reste du système d'alimentation. De telles oscillations sont appelées 'oscillations en mode local'. La stabilité (amortissement) de ces oscillations dépend de la force du système de transmission telle que vue par la centrale, les systèmes de contrôle d'excitation du générateur et la sortie de l'installation. [28]

Les problèmes globaux sont causés par des interactions entre de grands groupes de producteurs et ont des effets étendus. Ils impliquent des oscillations d'un groupe de générateurs dans une zone se balançant contre un groupe de générateurs dans une autre zone. De telles oscillations sont appelées oscillations en mode inter-zone. Leurs caractéristiques sont très complexes et diffèrent significativement de celles des oscillations de mode d'installation locales. Les caractéristiques de charge en particulier, ont un effet majeur sur la stabilité des modes inter-zone. [28]

II.5.1.3. Stabilité en régime permanent vis-à-vis de petites perturbations :

La stabilité en régime permanent vis-à-vis de petites perturbation fait référence à la capacité du système de puissance de rester synchronisé lorsqu'il est soumis à une petite perturbation. Il est pratique de supposer que les perturbations provoquant les changements disparaissent. Le mouvement du système est libre et la stabilité est assurée si le système revient à son état d'origine. Un tel comportement peut être déterminé dans un système linéaire en examinant l'équation caractéristique du système. Il est supposé que les contrôleurs automatiques, tels que le régulateur de tension, ne sont pas actif.

Pour représenter le problème de la stabilité en régime permanent, on considère que la machine synchrone dans le système considéré est liée à un jeu de barre infini. [33]

L'équation mécanique est comme la suite :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin \delta \quad (\text{Équation II.37})$$

L'équation mécanique est une fonction non linéaire, mais si la perturbation de l'angle est petite, l'équation sert une fonction linéaire. Avec une petite déviation $\Delta\delta$ de l'angle en point initial δ_0

$$\delta = \delta_0 + \Delta\delta \quad (\text{Équation II.38})$$

Substituant l'équation (II.38) dans l'équation (II.37), on obtient :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (\text{Équation II.39})$$

Ou bien :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} (\sin \delta_0 \cos \Delta\delta + \cos \delta_0 \sin \Delta\delta) \quad (\text{Équation II.40})$$

On a $\Delta\delta$ est petite, alors $\Delta\delta \cong 1$, et $\sin \Delta\delta \cong \Delta\delta$, c'est-à-dire que :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin \delta_0 - P_{\max} \cos \delta_0 \Delta\delta \quad (\text{Équation II.41})$$

Aux conditions initiales :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin \delta_0 \quad (\text{Équation II.42})$$

L'équation (II.42) sert une équation linéaire :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + P_{\max} \cos \delta_0 \Delta\delta = 0 \quad (\text{Équation II.43})$$

On a :

$$P_s = P_{\max} \cos \delta_0 \quad (\text{Équation II.43})$$

L'équation (II.42) vaut comme la suite (sans couple d'amortissement) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + P_s \Delta\delta = 0 \quad (\text{Équation II.44})$$

On a :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\pi f_0}{H} P_s} \quad (\text{Équation II.45})$$

Avec :

$$C_a = D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{Équation II.46})$$

Alors (avec couple d'amortissement) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d \Delta \delta}{dt} + P_s \Delta \delta = 0 \quad (\text{Équation II.47})$$

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{\pi f_0}{H} D \frac{d \Delta \delta}{dt} + \frac{\pi f_0}{H} P_s \Delta \delta = 0 \quad (\text{Équation II.48})$$

Ou bien en termes d'équation différentielle de second ordre, on a :

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + 2\xi \omega_n \frac{d \Delta \delta}{dt} + \omega_n^2 \Delta \delta = 0 \quad (\text{Équation II.49})$$

Alors :

$$\xi = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{\pi f_0}{H P_s}} \quad (\text{Équation II.50})$$

Et :

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (\text{Équation II.51})$$

Dans les conditions normales, $\xi < 1$ et les solutions d'équation différentielle sont complexes :

$$s_1, s_2 = -\xi \omega_n \pm j \omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (\text{Équation II.52})$$

Si les solutions sont dans une petite perturbation $\Delta \delta_0$ et $\Delta \omega_0 = 0$, alors :

$$\Delta \delta = \frac{\Delta \delta_0}{\sqrt{1 - \xi^2}} e^{-\xi \omega_n t} \sin(\omega_d t + \theta) \quad (\text{Équation II.53})$$

$$\Delta \omega = -\frac{\omega_n \Delta \delta_0}{\sqrt{1 - \xi^2}} e^{-\xi \omega_n t} \sin \omega_d t \quad (\text{Équation II.54})$$

II.5.2. Détermination du temps critique d'isolement du défaut (TCID) :

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

Le temps critique d'élimination du défaut, est l'intervalle du temps juste après l'instant de l'apparition du défaut et hors de laquelle le système ne sera plus stable si le défaut n'est pas isolé.

II.5.3. La stabilité de la fréquence :

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à une perturbation sévère ayant ou non conduit à un

morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées.

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

Lorsque la fréquence varie les caractéristiques de temps des processus et de différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomène à court terme et à long terme

Dans un grande système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs ligne de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolé du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essayent de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections.

II.5.4. La stabilité de tension :

II.5.4.1. Définition :

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables à tous ces nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension est le résultat de l'incapacité du réseau électrique à fournir la puissance demandée par la charge. Généralement, elle se manifeste sous forme d'une déviation monotone de la tension.

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

II.5.4.1.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

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

II.5.4.1.2. stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

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

Définition IEEE [34]

La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent être contrôlables.

L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.

D'autre part, la notion de la sécurité de tension est plus large que la stabilité de tension, elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système.

II.5.2.2. Causes d'instabilité de tension :

Le phénomène d'écroulement de tension est toujours lié à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique [35]. Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ ou ont un manque de la puissance réactive [36] ; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge.

Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de telle sorte que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques.

En plus la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées.

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

- Une augmentation de charge.
- des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator Systems) qui atteignent les limites de puissance réactive.

- une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

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

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

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

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

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

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

II.5.2.3. Effondrement de tension dans le monde :

A travers le monde entier, il y a plusieurs incidents qui causent l'effondrement de tension au cours de vingt dernières années, la majorité de ces incidents depuis 1970 [38]. Le tableau II-a et II-b [38], résument respectivement une liste des incidents qui ont provoqués un effondrement de la tension et de creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement.

Tableau 1-a : Incidents suivis d'un effondrement		
Date	Lieu	Durée
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville, Floride, E-U	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures de coupures
04-08-1982	Belgique	4.5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minute
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03-02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne

Tableau 1-a : Incidents non suivis d'un effondrement

Date	Lieu	Durée
22-09-1970	Etat de New York, E-U	Incertitude pendant des heures
02-03-1979	Zélande, Danemark	15 minutes
17-09-1981	Longview, Wash, E-U	Quelques minutes
10-08-1981	Centre de l'Oregon, E-U	Quelques minutes
21-05-1983	Caroline du nord, E-U	2 minutes
11-06-1984	Nord-est des E-U	Incertitudes pendant des heures
20-05-1986	Angleterre	5 minutes
20_07-1987	Illinois et Indiana, E-U	Incertitudes pendant des heures
03-02-1990	Ouest de France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore, Wash E-U	Incertitudes pendant des heures
Nove-1990	Ouest de la France	Quelques minutes

Courbe d'effondrement de la tension:

Le phénomène d'instabilité de tension peut être analysé à partir d'un modèle simple illustré par la figure (II.3.) Dans ce système le réseau est représenté par un générateur équivalent qui est modélisé dans son état de fonctionnement normal par une source de tension équivalente de tension E derrière une réactance X_g équivalente. Dans les conditions normales, le régulateur de tension AVR maintient la tension E constante.

La résistance de la ligne de transport étant souvent très faible, est négligée dans cette approche.

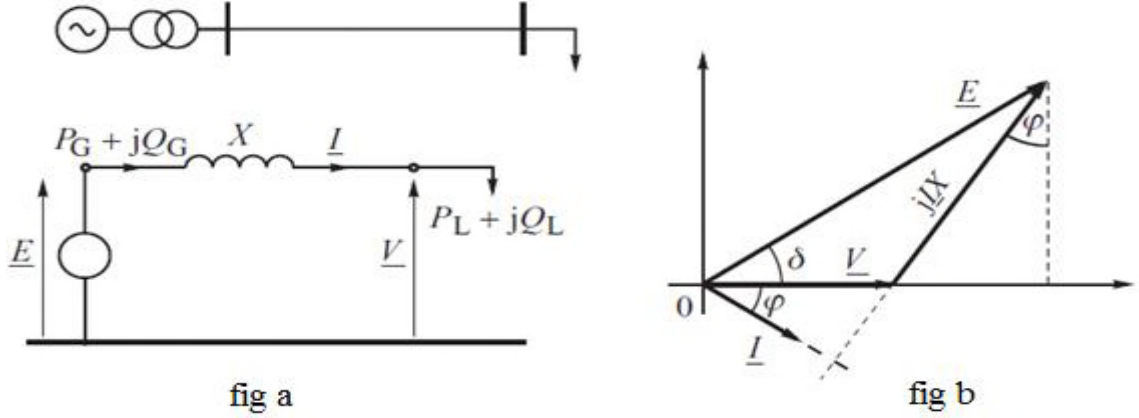


Fig.II.09: Circuit équivalent d'un modèle simplifié d'un réseau à deux nœuds et son diagramme vectoriel équivalent.

La puissance active $P_L(V)$ et réactive $Q_L(V)$ absorbée par la charge peut être déduite à partir du diagramme vectoriel de phase de la figure (II.3, b) en prenant V comme référence nous avons:

$$XI \cos \varphi = E \quad (\text{Équation II.55})$$

$$XI \sin \varphi = E \cos \varphi - V \quad (\text{Équation II.56})$$

Ainsi :

$$P_L(V) = VI \cos \varphi = V \frac{XI \cos \varphi}{X} = \frac{EV}{X} \sin \delta \quad (\text{Équation II.57})$$

$$Q_L(V) = VI \sin \varphi = V \frac{XI \sin \varphi}{X} = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (\text{Équation II.58})$$

L'angle δ se trouvant entre V et E peut être éliminé en utilisant l'identité.

$\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$ Alors

$$\left(\frac{EV}{X} \right)^2 = [P_L(V)]^2 + \left[Q_L + \frac{V^2}{X} \right]^2 \quad (\text{Équation II.59})$$

L'équation statique (II.59) de puissance tension détermine toutes les solutions possibles du réseau lorsque les caractéristiques de la charge fonction de la tension $P_L(V)$ et $Q_L(V)$ sont prises en compte.

Dans notre cas nous allons considérer que les charges sont indépendantes de la tension donc constantes. Ainsi :

$$P_L(V) = P_n$$

$$Q_L(V) = Q_n$$

Et P_L, Q_L sont la puissance active et réactive demandé par la charge sous la tension V_n .

L'équation (II.59) peut être alors réécrite sous la forme :

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = P_n^2 + \left[Q_n + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (\text{Équation II.60})$$

En introduisant dans cette équation $Q_n = P_n \tan \varphi$ on a :

$$P_n^2 + P_n^2 \tan^2 \varphi + 2P_n \frac{V^2}{X} \tan \varphi = \left(\frac{EV}{X}\right)^2 - \left(\frac{V^2}{X}\right)^2 \quad (\text{Équation II.61})$$

On considérant

$$\tan \varphi = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} \text{ et } \sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1$$

$$P_n^2 + 2P_n \frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi = \frac{V^2}{X^2} (E^2 - V^2) \cos^2 \varphi \quad (\text{Équation II.62})$$

Le premier membre de cette équation est un carré d'une somme incomplète d'où l'équation peut être transformée en :

$$\left(P_n + \frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi\right)^2 - \left(\frac{V^2}{X}\right)^2 \sin^2 \varphi \cos^2 \varphi = \frac{V^2}{X^2} (E^2 - V^2) \cos^2 \varphi$$

$$\text{Ainsi } P_n + \frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi = \frac{V}{X} \cos \sqrt{E^2 - V^2} \cos^2 \varphi \quad (\text{Équation II.63})$$

L'équation (II.63) peut être exprimée comme suit :

$$P_n = \frac{-E^2}{X} \left(\frac{V}{E}\right)^2 \sin \varphi \cos \varphi + \frac{E^2}{X} \frac{V}{E} \cos \varphi \sqrt{1 - \left(\frac{V}{E}\right)^2} \cos^2 \varphi \quad (\text{Équation II.64})$$

En posant $v = \frac{V}{E}$ et $p = \frac{P_{nX}}{E^2}$ valeurs réduites respectives de V et de P_n exprimées en pu (per unit) nous aurons :

$$p = -v^2 \sin \varphi \cos \varphi + v \cos \varphi \sqrt{1 - v^2 \cos^2 \varphi} \quad (\text{Équation II.64})$$

L'équation (II.64) décrit toutes les familles des courbes avec φ comme paramètre illustrée par la (fig II. ;;)

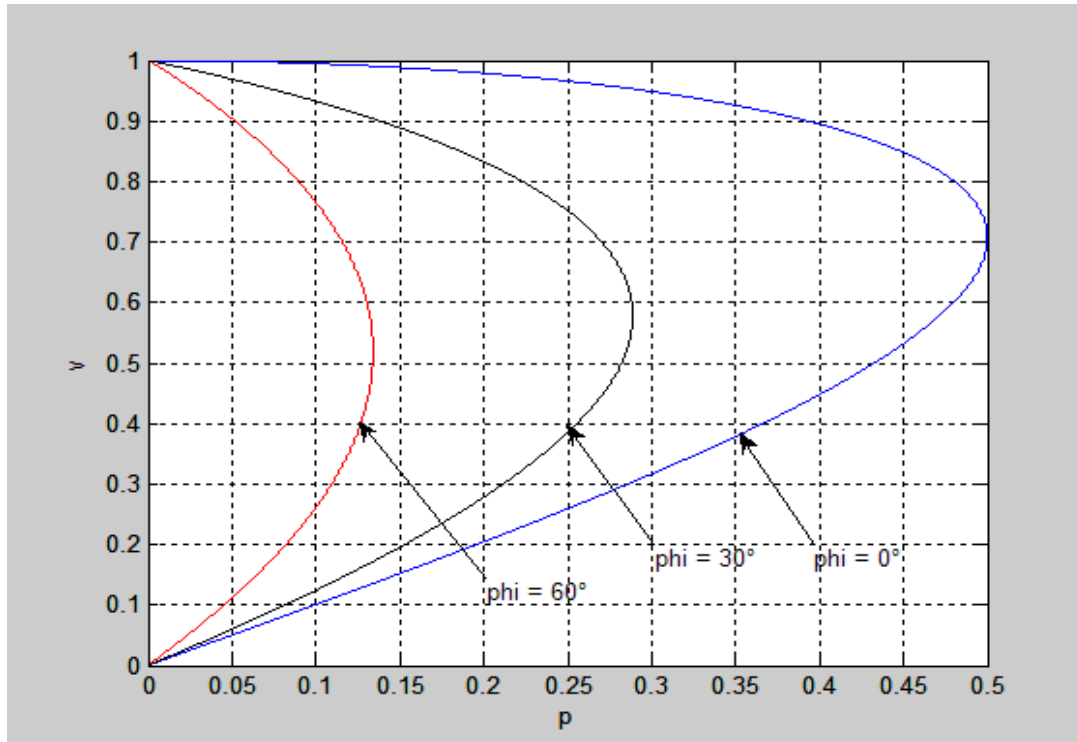


Fig.II.10. Famille de courbes en « nez » avec facteur de puissance comme paramètre.

C'est la circulation du réactif qui crée généralement les chutes de tension prépondérantes. La tension et la puissance réactive sont donc des grandeurs très liées.

Il convient de noter que pour $Q_n = 0$ c'est-à-dire que $\varphi = 0$ le pic de la courbe est obtenu à $p=0.5$ qui pour

$$P_n = \frac{E^2 * 0.5}{X} = \frac{E^2}{2X}$$

Ces courbes (P) illustrent la dépendance de la tension par rapport à la puissance active de la charge en supposant que le facteur de puissance est pris pour paramètre.

Interprétation de la courbe d'effondrement de tension :

D'après les courbe « P_v » de la (fig. II//) on peut remarquer que lorsque la puissance demandée augmente, la tension diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur critique V_{crit} qui correspond à la puissance maximale transmissible par la ligne P_{max} .

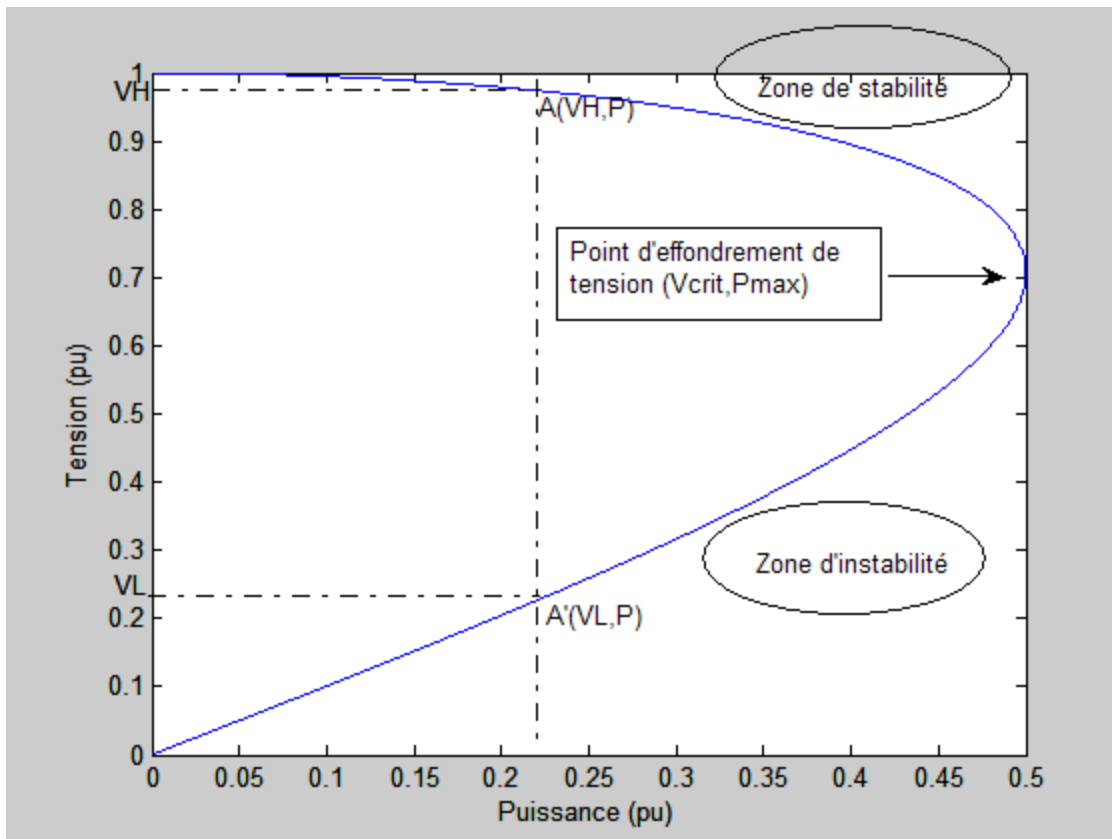


Fig.II.11: bifurcation de tension

Ce point est appelé point de bifurcation de tension ou d'effondrement de tension. Lorsque la charge croît, le courant circulant est plus grand, donc la tension aux bornes de la charge décroît. On peut remarquer aussi que pour une valeur donnée de P de la puissance demandée par la charge, il existe deux solutions en tension.

La solution supérieure VH correspond à la valeur qui peut être atteinte et correspondant à un courant faible et l'autre VL est une valeur qui est aussi atteinte lors de la trajectoire de l'effondrement de la tension, et est incontrôlable et correspond à un courant élevé. Elle n'est pas donc une valeur exploitable dans la pratique car très instable. On peut conclure que la partie supérieure de la courbe donne la région de fonctionnement stable. En conséquence, dans toute analyse consacrée aux problèmes de la stabilité de tension, l'intérêt est porté sur cette partie de la courbe.

II.5.2.4. Analyse de la stabilité de tension :

Généralement, il y a deux types d'analyse de la stabilité de tension : dynamique et statique. L'analyse dynamique se base sur des simulations dans le temps afin de résoudre des équations non linéaires différentielles/algébriques du système. Par contre, l'analyse statique est basée sur la solution des équations conventionnelles ou modifiées du problème d'écoulement de puissance.

a. Analyse dynamique :

L'analyse dynamique fournit des réponses temporelles précises dans le domaine de simulation des réseaux électriques. La détermination précise des temps critiques des différents événements menant à l'instabilité de tension est essentielle pour l'analyse post-perturbation et la coordination de la protection et de la commande. Cependant, l'analyse dynamique consomme beaucoup de temps en termes de calculs et de traitement des résultats. En outre, l'analyse dynamique ne fournit pas aisément l'information concernant la sensibilité ou le degré d'instabilité de tension, ce qui la rend impraticable pour l'analyse de certaines conditions du fonctionnement du système ou pour déterminer les limites de stabilité de la tension .

b. Analyse statique :

A l'inverse de l'analyse dynamique, l'analyse statique de la stabilité de tension implique seulement la solution des équations algébriques du problème d'écoulement de puissance. De ce fait, du point de vue calcul, elle est beaucoup plus efficace que l'analyse dynamique. L'analyse statique est idéale pour la majeure partie des études dans lesquelles des limites de stabilité de tension pour des pré-contingences et des post-contingences doivent être déterminées.

Différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique :

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts :

- La correction du facteur de puissance
- Amélioration de la régulation de la tension
- Equilibre des charges
- L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

II.6. Méthode d'évaluation de la stabilité transitoire :

Différentes méthodes pour analyser un système de puissance permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature. Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- L'amélioration du temps critique d'élimination des défauts.
- L'amortissement des oscillations après la perturbation.
- L'amélioration de la capacité de transfert des lignes.

Les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire peuvent être classées en quatre familles.

II.6.1. méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques) :

Ce sont les méthodes les plus exactes pour l'évaluation de la stabilité transitoire. Toutes compagnie d'électricité recourt à ces méthodes lorsqu'il s'agit des études s'effectuant en temps différé (off-line).

Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle avancés (HVDC, PSS,...) et de prendre en considération les actions des circuits de protections. Ils permettent l'évaluation de la sévérité d'une perturbation par le calcul de son temps critique d'élimination du défaut CCT (Critical Clearing Time). Ainsi, la méthode d'intégration numérique comporte deux étapes :

- Etape A : étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.
- Etape B : étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut.

Avantages

- La précision : fourniture des résultats exacts pour les réglages des circuits de protection (disjoncteurs)
- Renseigne sur la stabilité ou l'instabilité du système
- La seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité (le modèle prenant en considération les différents phénomènes et composants du réseau ; saturation, saillance, régulation,...etc.)

Inconvénients

- Temps de calcul élevé, la méthode ne peut pas être applicable en temps réel
- La méthode ne peut pas être évaluée la marge de sécurité du système.
- Il faut considérer plusieurs valeurs en temps d'élimination du défaut pour conclure sur la stabilité.

II.6.2. Méthodes énergétique :

La première méthode directe d'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau mono machine est basée sur le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Utilisant les concepts d'énergie, cette méthode permet de calculer l'angle critique sans résoudre l'équation différentielle. Le temps critique est ensuite déterminé en effectuant une seule intégration

numérique du système en défaut. Cette méthode a été par la suite élargie au réseau multi-machines.

II.6.3. Méthodes hybrides :

Une méthode hybride résultant des combinaisons de deux méthodes de stabilité transitoire, par exemple la méthode SIME a combiné : la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine et le critère d'égalité des aires appliqué sur l'uni machine équivalent que l'on appellera OMBI(One Machine Inifit Bus).cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire ,à savoir :l'identification des machines critiques(c'est-à-dire des machines responsables de la rupture éventuelle de synchronisme)et l'évaluation de la marge de stabilité.

II.6.4. Méthodes d'analyse de la stabilité au sens de Lyapunov :

II.6.4.1. Première méthode de lyapunov (méthode indirect) :

La première méthode de Lyapunov se base sur l'analyse du comportement du système linéarisé au tour de son point d'équilibre. Plus précisément, on examine les valeurs propres λ_i du système de la matrice jacobienne (la matrice d'état) 'A' évalué au point d'équilibre x_e :

$$A = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x=x_e} \quad (6)$$

- Si toutes les valeurs propres de la matrice d'état sont à partie réelle strictement négative ($\forall i, \text{Réel}(\lambda_i(A)) < 0$), le système est exponentiellement stable à son point d'équilibre.

Dans ce cas, on a $\lim_{t \rightarrow \infty} x(t) = x_e$.

- Si la matrice d'état possède au moins une valeur propre à partie réelle strictement positive ($\exists i, \text{Réel}(\lambda_i(A)) > 0$). Dans ce cas on a $\lim_{t \rightarrow \infty} x(t) = \infty$.

La première méthode est simple à appliquer mais étant donné que cette méthode repose sur une linéarisation du système, sa validité est alors limitée à un certain voisinage du point d'équilibre. Lorsque la linéarisation du système n'est pas possible ou lorsqu'on veut analyser le système sans le résoudre explicitement, on utilise la deuxième méthode de Lyapunov. [26]

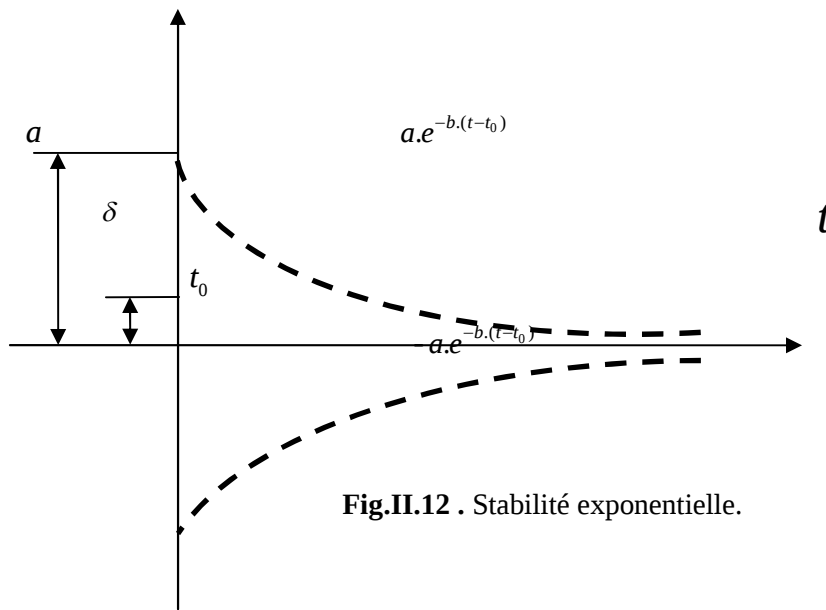


Fig.II.12 . Stabilité exponentielle.

II.6.4.2. Deuxième méthode de Lyapunov (méthode direct) :

La méthode direct de Lyapunov (aussi appelée deuxième méthode de Lyapunov) permet de déterminer la stabilité d'un système sans intégrer explicitement l'équation différentielle.

Ainsi, l'idée de Lyapunov, pour étudier la stabilité d'un système donné, est d'examiner la variation d'une seule fonction scalaire (appelée la fonction de Lyapunov) dépendant de l'énergie totale du système. [25]. Autrement dit, cette méthode est basée sur la définition d'une fonction de Lyapunov décroissante le long des trajectoires du système à l'intérieure du domaine d'attraction. Cette méthode s'énonce comme suit [27] :

Le point d'équilibre x_e est stable s'il existe dans un certain voisinage Ω de ce dernier une fonction de Lyapunov $V(x)$ telle que :

- $V(x_e) = 0$
- $V(x_e) > 0$ pour tout x dans Ω
- $\frac{d}{dt}V(x) \leq 0$ dans Ω

Les deux premières conditions expriment la présence de surfaces fermées entourant le point d'équilibre x_e . La troisième condition exprime que les trajectoires du système soit restent sur ces surfaces, soit coupent les surfaces en entrant à l'intérieur d'elles, d'où la stabilité du point d'équilibre.

La deuxième méthode de Lyapunov permet, outre l'analyse de la stabilité d'un point d'équilibre du système, de déterminer une partie de son domaine d'attraction en ce sens que Ω est incluse dans D .

II.7.conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présentés les notions de bases liées à la stabilité transitoire des réseaux électriques .ce chapitre constitue une pierre essentielle pour la compréhension du reste de ce mémoire.

De plus, après la position du problème de la ST qu'on appelle ici : la ST vise à répondre à la question suivante : quel est le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable ?, nous allons essayer de résoudre ce problème dans les chapitres suivants en utilisant les méthodes d'analyse basées sur l'intégration numérique.

III.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 ST est une spécialité de la stabilité de l'angle du rotor qui stimule 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. a 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 linéaire et leur résolution nécessite l'application des méthodes numériques d'intégration.

III.2.Méthodes d'intégration :

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

$$\dot{x} = f(x,t) \quad (\text{III.1})$$

Avec la condition initiale :

$$X_{t=0} = x_0 \quad (\text{III.2})$$

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

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (\text{III.3})$$

Où

h est le pas d'intégration,

k représente l'itération

Et

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

$$\mathbf{x}^{(1)} = \mathbf{x}^{(0)} + hf(\mathbf{x}^{(0)}, t^{(0)}) \quad (\text{III.4})$$

avec :

$$\mathbf{x}_{t=0} = \mathbf{x}^{(0)} = \mathbf{x}_0$$

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

$$\mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{x}^{(k-1)} + hf(\mathbf{x}^{(k)}, t^{(k)}) \quad (\text{III.5})$$

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

Les méthodes, implicites ou explicites, qui ne servent que de l'informations disponible au moment $t^{(k)}$ pour calculer la solution en $t^{(k-1)}$ sont appelées méthodes à un pas.

D'autres exemples de méthodes à un pas sont comme suit :

Trapézoïdale implicite

$$\mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{x}^{(k-1)} + \frac{h}{2} [f(\mathbf{x}^{(k)}, t^{(k)}) + f(\mathbf{x}^{(k-1)}, t^{(k-1)})] \quad (\text{III.6})$$

Euler-Cauchy explicite

$$\mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{x}^{(k-1)} + hf(\mathbf{x}^{(k-1)} + \frac{h}{2} f(\mathbf{x}^{(k-1)}, t^{(k-1)}), t^{(k-1)} + h/2) \quad (\text{III.7})$$

Runge Kutta d'ordre 4 explicite

$$\mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{x}^{(k-1)} + \frac{h}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (\text{III.8})$$

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

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

Tableau III.1 : Classification des méthodes d'intégration

III.3.méthodes d'analyses 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 régulations...). 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 résout, en faisant appel des outils mathématiques qui consistent à étudier l'évolution de l'angle de charge (δ) en fonction du temps par différentes méthodes.

Dans ce chapitre, on va donner parmi ces méthodes :

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

III.3.1.méthodes d'Euler :

Lorsqu'on ne sait pas trouver une formule explicite de $x(t)$, la méthode d'Euler permet de tracer une courbe approchée à celle de x .

Si x est une fonction dérivable sur un intervalle I et t_i un réel de I , pour tout réel h non nul et proche de 0 tel que x_i+h soit dans I on a :

$$x(t_i+h) \approx F(t_i) + hF'(t_i) \quad (\text{III.9})$$

On cherche la solution $x(t)$ d'une équation différentielle du premier ordre mise sous la forme $x' = f(t, x)$ avec une condition initiale $x(t_0) = x_0$. Pour se fixer les idées, on peut considérer x comme une position et x' comme une vitesse.

On possède pas à pas, avec le pas h , connaissant l'abscisse x_0 à $t=t_0$, on peut, en utilisant position à l'instant $t_1=t_0+h$.

On écrira :

$$x_1 = x(t_1) = x(t_0+h) \approx x(t_0) + hx'(t_0) = x_0 + hf(t_0, x_0) \quad (\text{III.10})$$

Ce qui revient à écrire le début d'un développement limité de $x(t)$. Si on répète l'opération, en partant de la position x_1 à l'instant $t_1=t_0+h$:

$$x_2 = x(t_1+h) = x(t_0+2h) \approx x(t_1) + hx'(t_1) = x_1 + hf(t_1, x_1) \quad (\text{III.11})$$

$$x_3 = x(t_2+h) = x(t_0+3h) \approx x(t_2) + hx'(t_2) = x_2 + hf(t_2, x_2) \quad (\text{III.12})$$

On construit ainsi une suite de valeurs x_n , voisines de $x(t_0+nh)$, qui représente de façon approximative la fonction de $x(t)$, solution de l'équation différentielle avec les conditions initiales, c'est la méthode d'Euler ou de la tangente.

La formule de calcul est la suivante :

$$X_{n+1} = X_n + h f(t_n, x_n) \quad (\text{III.13})$$

On remarque que l'on a bien $x'(t_n) = f(t_n, x_n) = (x_{n+1} - x_n)/h$ lorsque h tend vers 0.

Il est à noter que l'on intègre toujours depuis la valeur initiale jusqu'à une valeur finale donnée (qui peut éventuellement être variable)

On choisit alors le nombre d'intervalles d'intégration, qui détermine la largeur du pas.

Mais la taille du pas doit être suffisamment petite afin d'assurer une précision acceptable.

III.3.1.1. Méthode d'Euler modifié

Cette méthode a pour base la détermination des x par la méthode d'Euler explicitée précédemment et à partir de cette première approximation, on améliore le résultat obtenu comme suit :

$$x_{n+1} = x_n + h \cdot f(t_n, x_n) \quad (\text{ par la méthode d'Euler })$$

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} (f(t_n, x_n) + f(t_{n+1}, x_{n+1})) \quad (\text{III.14})$$

Avec :

$$F(t_n, x_n) = x'(t_n, x_n) \text{ et } f(t_{n+1}, x_{n+1}) = x'(t_{n+1}, x_{n+1}) \quad (\text{III.15})$$

Ainsi au moyen de cette méthode on estime x_{n+1} et cette estimation servira à calculer x_{n+1} qui sera injecté pour corriger x_{n+1} .

On constate qu'avec cette méthode la précision est améliorée par rapport à la méthode d'Euler grâce à la correction de l'estimation.

a. Comparaison entre les deux méthodes à l'application (Euler et Euler modifié) :

- La méthode d'Euler modifié est plus précise que la méthode d'Euler.
- Dans la méthode de Euler quand on utilise un pas Δt grand, la courbe produite montre que le système est instable, avec les mêmes données et un pas Δt petit, on obtient une courbe qui montre que le système est stable, alors si le pas Δt est plus petit les résultats sont plus précis. Par contre, la méthode d'Euler modifié peut supporter un pas quelconque.

III.3.1.2. Méthode d'Euler explicite :

La méthode d'Euler (explicite) est l'une des plus anciennes méthodes de résolution des équations différentielles. Elle fut introduite par Leonhard Paul Euler au XVIII^e siècle.

Elle consiste, en pratique, pour une valeur initiale donnée, à tracer un graphe à partir d'une approximation successive des dérivées, en utilisant la fonction f .

En choisissant un pas h , et une valeur initiale y_{t0} à un temps t_0 , on peut approximer la dérivée en ce point par $f(y_{t0}; t_0)$ et ainsi le prochain point de la courbe au temps $t_0 + h$ par $y_{t0} + h f(y_{t0}; t_0)$. Cela revient à tracer un segment de la tangente en ce point. En répétant ce, on obtient :

$$y_{n+1} = y_{t_i} + hf(y_{t_i}, t_i) = y_1 + hf(y_{t_i}, t_0 + h_i) \quad (\text{III.16})$$

Elle correspond exactement au développement de Taylor à l'ordre 1 de la fonction $y(t)$, c'est à dire :

$$y(t) = y_{t_0} + hy_{t_0}' + \theta(h^2) = y_{t_0} + hf(y_{t_0}) + \theta(h^2) \quad (\text{III.17})$$

et converge donc bien vers la solution pour $h \rightarrow 0$. L'erreur locale est en $\theta(h^2)$ et l'erreur globale, c'est-à-dire après sommation d'un grand nombre de pas, est donc en $\theta(h)$. On dira alors que cette méthode est d'ordre 1[40].

III.3.1.3. Méthode d'Euler implicite :

De la même façon, on peut approximer la dérivée en t_{i+1} par $f(y_{t_{i+1}}; t_{i+1})$ ce qui nous conduit à

la méthode :

$$Y_{t_i+1} = y_{t_i} + h f(y_{t_i+1}; t_{i+1}) \quad (\text{III.19})$$

Qui nécessite la résolution d'un système souvent non-linéaire.

Là aussi, cela correspond, pour $h \rightarrow 0$, c'est-à-dire $y_{i+1} \rightarrow y_i$, au développement de Taylor à l'ordre 1.

La grande différence entre Euler explicite et Euler implicite est le domaine de stabilité de ces deux méthodes [40].

III.3.2. Méthode de Runge-Kutta :

Les méthodes de Runge-Kutta sont des méthodes d'analyse numérique d'approximation de solutions d'équations différentielles. Elles ont été nommées ainsi en l'honneur des mathématiciens Carl Runge et Martin Wilhelm Kutta lesquels élaborèrent la méthode en 1901. Ces méthodes reposent sur le principe de l'itération, c'est-à-dire qu'une première estimation de la solution est utilisée pour calculer une seconde estimation, plus précise, et ainsi de suite.

III.3.2.1. Principe de Runge-Kutta[41] :

L'idée de cette ensemble de méthodes est d'essayer de répartir les endroits où l'on évalue $f(x)$ entre les abscisses x et $x+h$, plutôt que de calculer les dérivées successives jusqu'à un certain ordre de t en un point.

Soient :

- $k_1 = f(x, y)$
- $k_2 = f(x + \alpha_1 h, y + \beta_{2,1} k_1 h)$
- ...
- $k_i = f(x + \alpha_i h, y + \sum_{j=1}^{i-1} \beta_{i,j} k_j h)$

On définit la méthode (implicite) de Runge-Kutta à E -étages par :

$$\phi(x, y, h) = \sum_{i=1}^E y_i k_i \quad (\text{III.20})$$

Où $(\alpha_i, \beta_{ij}, \gamma_i)$ déterminés de façon à définir la méthode d'ordre le plus élevé possible.

Notons qu'il existe deux grandes familles de formules d'intégration numérique : les formules explicites et les formules implicites. Les secondes sont généralement stables alors que les premières ne le sont pas toujours.

La formule (III.20) décrit l'ensemble des formules de Runge-Kutta explicites, c'est à dire que l'on calcule K_i uniquement avec les K précédents. Mais on peut aisément généraliser au cas implicite. On aura alors comme formule pour les k_i :

$$K_i = f(x + \alpha_i h, y + \sum_{j=1}^E \beta_{ij} K_j) \quad \forall i \text{ dans } [1, \dots, E] \quad (\text{III.21})$$

On aura dans ce cas un système de E équations à E inconnues pour déterminer les k_i

$$\sum_{i=1}^E \beta_{ij} = 1$$

III.3.2.2. L'algorithme de Runge-Kutta d'ordre 2 et d'ordre 4 [42] :

Les méthodes de Runge-Kutta, d'ordre 2 ou 4, sont très couramment utilisées pour la résolution d'équations différentielles ordinaires. Ce sont des méthodes à pas unique, directement dérivées de la méthode d'Euler.

III.3.2.2.1. Formule d'ordre 2 :

L'une des relations du type Runge-Kutta les plus simples, est obtenue en utilisant les différences centrées pour le calcul des dérivées :

$$dy/dt = f(y, t) \text{ s'écrit : } f(y_{i+1/2}, t_{i+1/2}) \approx (y_{i+1} - y_i)/h + O(h^2) \quad (\text{III.22})$$

Mais $y_{i+1/2} = y(t_{i+1/2})$ est inconnu, on remplace cette quantité par une valeur approchée $\hat{y}_{i+1/2}$ obtenue par la formule d'Euler, ce qui donne :

$$y_{i+1/2} = y_i + \frac{h}{2} f(y_i, t_i)$$

$$y_{i+1} = y_i + h f(y_{i+1/2}, t_{i+1/2})$$

Ceci s'écrit :

$$k_1 = f(y_i, t_i)$$

$$k_2 = f(y_i + \frac{1}{2} h k_1, t_i + \frac{1}{2} h)$$

$$y_{i+1} = y_i + h k_2$$

On peut montrer que ceci est une formule d'ordre 2, c'est-à-dire qu'on tient compte des termes en h^2 , on néglige les termes en h^3 et au-delà.

III.3.2.2.2. Formule d'ordre 4 :

La formule de RK la plus utilisée est celle d'ordre 4, appelée généralement 'formule de

Runge-Kutta'. Elle apparait comme une pondération de fonctions obtenues à partir d'estimations successives de $y_{i+1/2}$ et de y_{i+1} utilisant les différences à droite et centrées.

On calcule successivement quatre évaluations de f , ce qui peut prendre du temps pour les fonctions compliquées :

$$k_1 = f(y_i, t_i)$$

$$k_2 = f(y_i + \frac{1}{2}hk_1, t_i + 1/2h)$$

$$k_3 = f(y_i + \frac{1}{2}hk_2, t_i + 1/2h)$$

$$k_4 = f(y_i + hk_3, t_i + h)$$

$$y_{i+1} = y_i + \frac{h}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

L'algorithme de base consiste donc à diviser $[t_0, t_f]$ en N intervalles de pas h , et à exécuter N fois la séquence (III.21).

Algorithme de la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4[42] :

Résoudre dans $[t_0, t_f]$ le système différentielle de n équation :

$dy/dt = f(y, t)$ avec $(t_0) = y_0$. les variables y_i et y_{i+1} sont notées u, v

1. Entrer un nombre de pas N , une précision $\square$, un nombre maximal d'interaction S_{max} .

Poser: $h = (t_f - t_0)/N$; $S=0$; $y_f = y_{n=10} \approx y_0$

2. Initialisation :

$S=S+1$; $v=y_0$.

3. Resolution :

$i=1$ à N :

$t=t_0+(i-1)h$; $u=v$.

$k_1=f(u, v)$;

$k_2=f(u+h/2k_1, t+h/2)$;

$k_3=f(u+h/2k_2, t+h/2)$;

$k_4=f(u+hk_3, t+h)$;

$v=u+h/6(k_1+2k_2+2k_3+k_4)$

Fin de i .

4. Tests :

Si $\|v - y_f\| < \epsilon$: le résultat est : $y_f = v$.

Sinon, si $S = S_{\max}$: ne converge pas au bout de $S_{\max}$ itérations.

Sinon : $y_f = v$; $N = 2N$; $h = (t_f - t_0)/N$; $S = 0$; retourner à 2.

Fin de Si.

- **Avantage :**

-Elles sont faciles à programmer.

-elles sont en général stables, en tout cas pour les fonctions usuelles.

-la largeur du pas peut être modifiée sans difficulté.

-on peut adapter le pas pour obtenir une précision souhaitée.

Surtout, elles démarrent toutes seules : la connaissance de y_0 suffit à intégrer l'équation différentielle.

- **Inconvénients :**

-elles demandent plus de temps de calcul que d'autres méthodes de précision comparables.

-elles sont mal adaptées à la résolution des équations instables.

Compte tenu de la facilité de leur mise en œuvre, on pourra les utiliser de façon systématique, puis passer à une autre méthode en cas d'instabilité [42].

IV. Introduction :

Dans ce chapitre on va appliquer la méthode d'Euler, Euler modifié et Runge Kutta d'ordre 4 pour étudier la stabilité transitoire d'un système de puissance.

IV.2. Position du problème :

La transmission d'énergie électrique entre deux points d'un réseau sans pertes joules est une fonction des grandeurs des tensions aux deux extrémités, de la grandeur de la réactance équivalente (admittance de transfert) entre les deux points et de l'angle de phase entre les deux tensions.

$$P_e = \frac{1.35 \cdot 1}{1.51} \sin \delta$$

C'est donc dire qu'un changement de X obligera un changement de δ si les tensions et la demande ne changent pas et c'est ce qui se produit lorsque un éclair frappe une ligne de transmission.

Donc tout changement de configuration modifiera la quantité d'énergie que pourra fournir le générateur au réseau et si la turbine continue à injecter de l'énergie mécanique, il se produira un phénomène d'accélération qui peut amener la perte de synchronisme et ainsi déstabiliser le réseau.

Pour bien comprendre le phénomène, établissons les trois circuits suivants en valeur normalisée (pu)

Le système de la figure (IV.1) est composé d'un générateur relié à un bus infini à travers deux lignes de transmission parallèles.

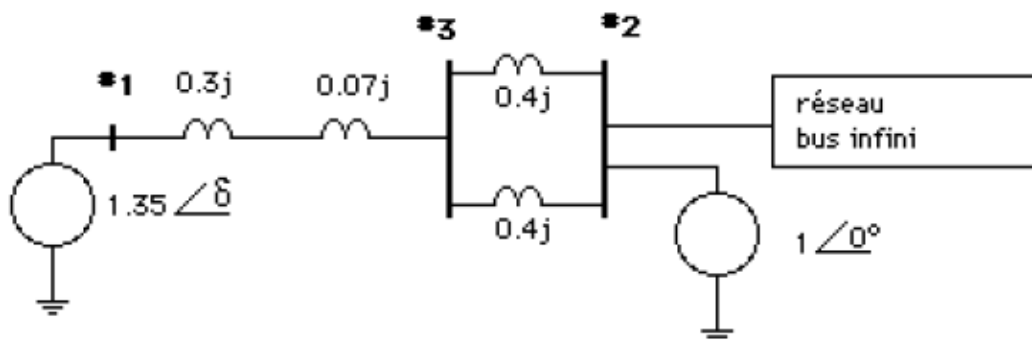


fig.IV.1: schéma de système de puissance

L'équation de puissance avant le défaut :

D'après la figure(IV.1) on va trouver l'équation de puissance :

$$P_e = \frac{1.35 \cdot 1}{0.57} \sin \delta \quad \Longrightarrow \quad P_e = 2.3684 \sin \delta$$

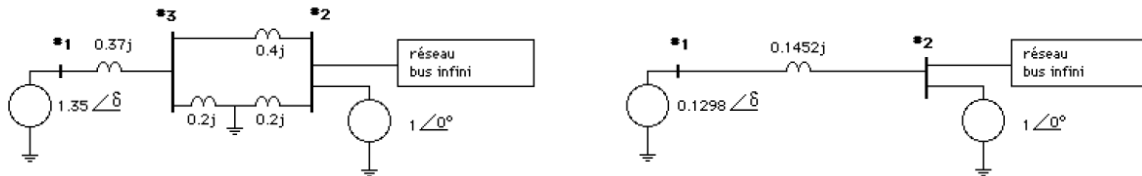
L'équation de puissance pendant le défaut :

fig.IV.2. schéma de système de puissance pendant le défaut

D'après la figure (II.2) on a :

$$P_e = \frac{1.35 \cdot 1}{1.51} \sin \delta \quad \Longrightarrow \quad P_e = 0.894 \sin \delta$$

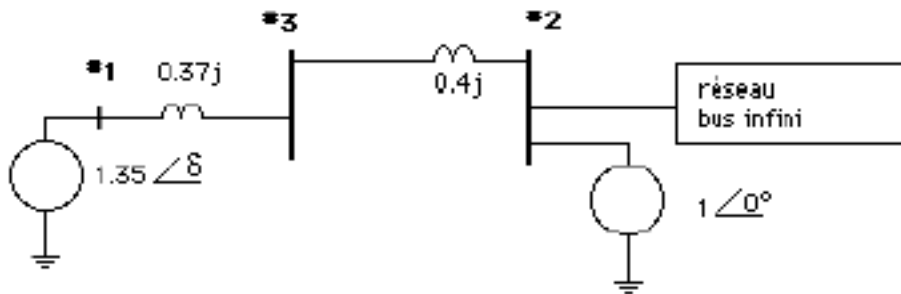
L'équation de puissance après le défaut :

Fig.VI.3.Schéma du système de puissance après le défaut

On a :

$$P_e = \frac{1.35 \cdot 1}{0.77} \sin \delta \quad \Longrightarrow \quad P_e = 1.7531 \sin \delta$$

Donc les équations de sortie de puissance dans les trois situations sont :

- I. Avant le défaut : $P_e = P_{\max 1} \sin \delta = 2.3684 \sin \delta$
- II. Pendant le défaut : $P_e = P_{\max 2} \sin \delta = 0.894 \sin \delta$
- III. Après le défaut : $P_e = P_{\max 3} \sin \delta = 1.7532 \sin \delta$

Avec : $P_{\max 1} = 2.3684 \text{ pu}$ $P_{\max 2} = 0.894 \text{ pu}$ $P_{\max 3} = 1.7532 \text{ pu}$

La représentation de ces trois équations est donnée sur la figure (IV.4).

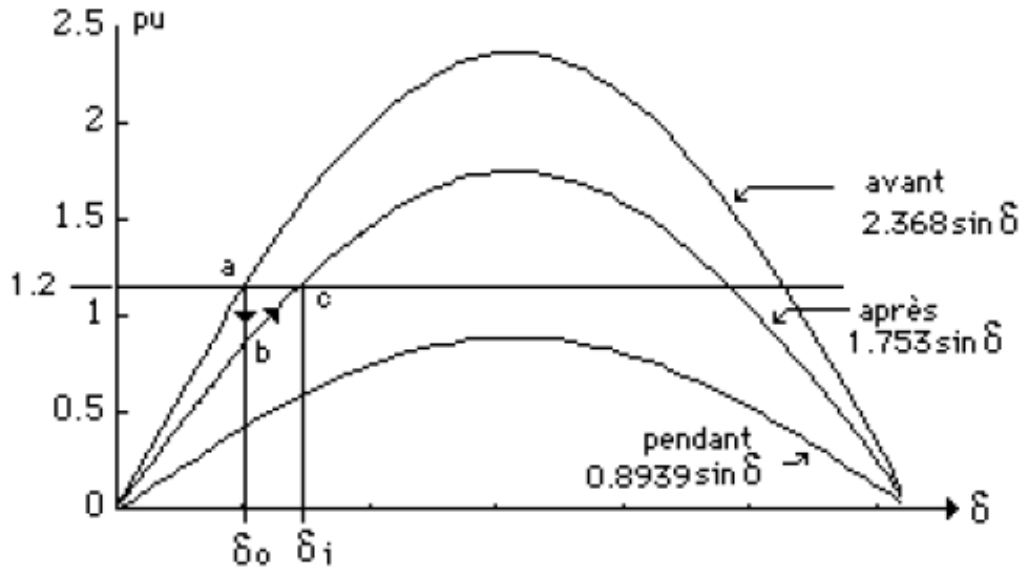


Fig.IV.4. P_e en fonction de l'angle rotorique avant, pendant et après le défaut.

Supposons que $P_m = 1.2$ avant le défaut. Au point 'a' :

$$P_m = P_e = 1.2 = 2.3684 \sin \delta$$

D'où :

$$\arcsin(\delta_0) = \frac{1.2}{2.3684}$$

$$\delta_0 = 30.44^\circ = 0.5313 \text{ rad}$$

Si le réseau est en configuration "avant le défaut", l'angle de puissance (pour notre exemple) 30.44°

Supposons que l'on passe directement à la configuration "après la faute" (on déconnecte une ligne avant le court-circuit à la masse).

L'angle δ ne peut changer instantanément à cause de l'inertie des masses tournantes.

L'angle qui assure l'équilibre des couples sera maintenant i.e. (point 'c')

$$1.2 = 1.7532 \sin(\delta_i) \quad \Longrightarrow \quad \delta_i = 43.19^\circ = 0.7538 \text{ rad} .$$

Le système passe du point 'a' au point 'b' instantanément et comme il existe un surplus de puissance mécanique, il y aura accélération des masses tournantes et l'angle de puissance augmente en suivant la trajectoire 'bc'.

Normalement, au point 'c' il y a équilibre de puissance et l'équation de ' δ ' devrait être égale à zéro.

Cependant, pendant le passage du point 'b' au point 'c', les masses tournantes ont absorbé un excès d'énergie qui maintient le momentum du système.

Si l'équation d'accélération contenait la première dérivée de l'angle de puissance (δ'), il existerait un amortissement (en réalité cet amortissement existe dans les barres de la cage sur le rotor).

Comme ce terme a été négligé dans notre première analyse, il faudra que l'énergie excédentaire injectée dans les masses tournantes soit enlevée du système pour rétablir l'équilibre des puissances et l'égalité des couples.

Donc, on peut conclure que, lorsque la puissance électrique est plus grande que la puissance mécanique, il y a décélération et que si la puissance mécanique est plus grande que la puissance électrique, il y a accélération.

C'est l'angle de puissance qui change, et en absence d'amortissement, si la puissance de décélération est assez grande, il y aura une oscillation en synchronisme et on parlera de transitoire stable.

Bien sûr, ces oscillations seront en fait amorties par les barres d'amortissement qui, en réalité, sont la cage d'écureuil qui prend effet seulement lors de variations de d ou lors de pertes de synchronisme.

Pour vérifier si notre système est stable on utilise la méthode des aires égales, pour notre cas on vérifie quelle valeur de δ_j donnera des surfaces égales pour l'accélération et la décélération.

IV.3. Méthode des aires égale :

Pour l'analyse de la stabilité d'un système de puissance par la méthode des aires égales, nous allons considérer le système d'alimentation représenté sur la figure (IV.1). Pour un défaut (court circuit triphasé). Cette analyse consiste à vérifier que suite à un défaut, l'angle de puissance ne va pas dépasser un certain angle de sorte que le générateur ne perde son synchronisme. Pour ce faire nous allons évaluer cet angle dans trois situations (Avant, pendant et après le défaut).

La figure ci-dessous représente la puissance électrique en fonction de l'angle de rotor avant, pendant et après le défaut

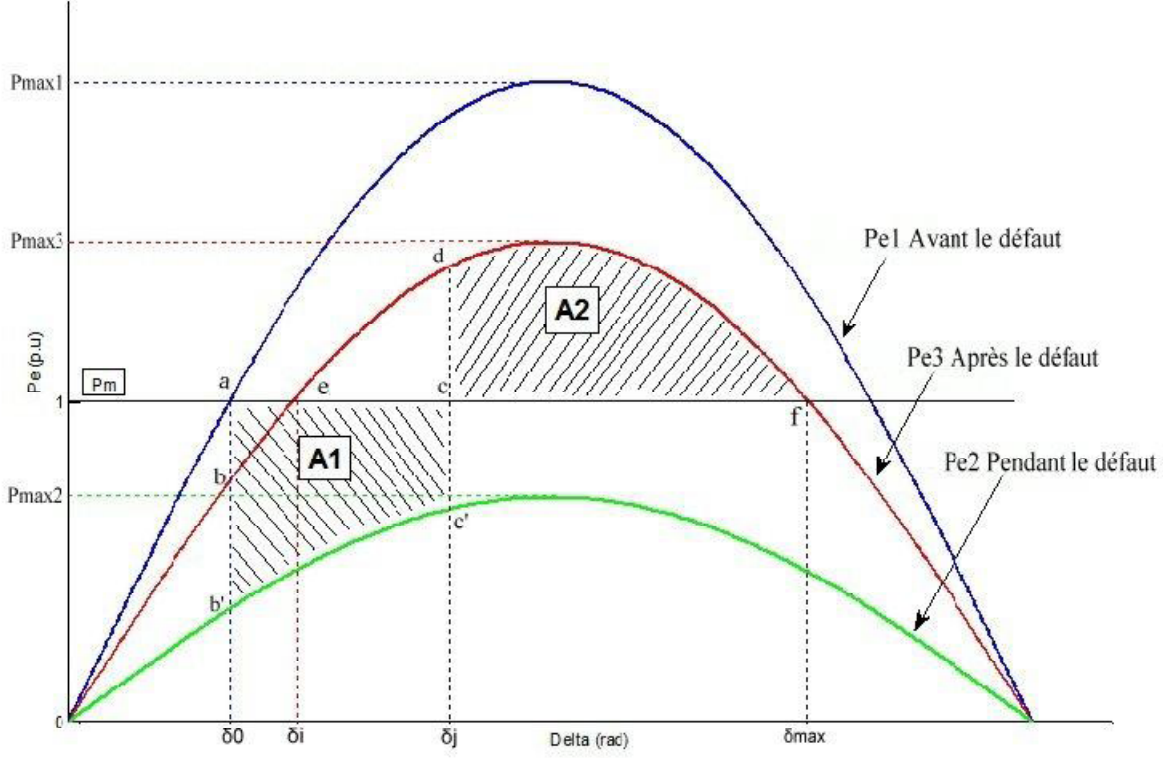


fig.IV.5. la puissance électrique en fonction de l'angle de rotor avant, pendant et après le défaut

D'après la courbe nous avons :

$$AreaA_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_j} (P_m - P_{e2}) d\delta \quad (\text{Équation IV.1})$$

$$AreaA_2 = \int_{\delta_j}^{\delta_{\max}} (P_{e3} - P_m) d\delta \quad (\text{Équation IV.2})$$

Avec : $P_{\max 3} \cos \delta_j - P_{\max 3} \cos \delta_{\max}$

$$P_{e2} = P_{\max 2} \sin \delta \quad \text{Et} \quad P_{e3} = P_{\max 3} \sin \delta$$

Ce qui nous donne :

$$A_1 = P_m (\delta_j - \delta_0) - \int_{\delta_0}^{\delta_j} P_{\max 2} \sin \delta d\delta = P_m \delta_j - P_m \delta_0 + P_{\max 2} \cos \delta_j - P_{\max 2} \cos \delta_0$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cc}}^{\delta_{\max}} P_{\max 3} \sin \delta d\delta - P_m (\delta_{\max} - \delta_j) = P_{\max 3} \cos \delta_j - P_m \delta_{\max} - P_m \delta_j$$

La méthode des aires égales donne :

$$\text{Area } A_1 = \text{Area } A_2 \quad (\text{Équation IV.3})$$

Ce qui implique :

$$P_{\max 3} \cos \delta_j - P_{\max 3} \cos \delta_{\max} - P_m \delta_{\max} + P_m \delta_j = P_m \delta_j - P_m \delta_0 + P_{\max 2} \cos \delta_j - P_{\max 2} \delta_0$$

On simplifie $P_m \delta_j$ et on trouve :

$$(P_{\max 3} - P_{\max 2}) \cos \delta_j = P_m (\delta_{\max} - \delta_0) + P_{\max 3} \cos \delta_{\max} - P_{\max 2} \cos \delta_0$$

D'où

$$\cos \delta_j = \frac{P_m (\delta_{\max} - \delta_0) + P_{\max 3} \cos \delta_{\max} - P_{\max 2} \cos \delta_0}{P_{\max 3} - P_{\max 2}} \quad (\text{Équation IV.4})$$

L'angle de compensation critique est donnée par :

$$\delta_j = \cos^{-1} \left[\frac{P_m (\delta_{\max} - \delta_0) + P_{\max 3} \cos \delta_{\max} - P_{\max 2} \cos \delta_0}{P_{\max 3} - P_{\max 2}} \right] \quad (\text{Équation IV.5})$$

Les angles δ_0 et $\delta_{\max}$ sont donnés par :

$$\delta_0 = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{\max 1}} \right) \quad \delta_{\max} = \pi - \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{\max 3}} \right)$$

Dans notre application nous avons :

$$P_{\max 1} = 2.3689 \text{ pu} ; \quad P_{\max 2} = 0.894 \text{ pu} ; \quad P_{\max 3} = 1.7532 \text{ pu} ; \quad P_m = 1.2 \text{ pu}$$

- Détermination de l'angle de puissance initial (δ_0) :
 $2.3684 \sin \delta_0 = 1.2 \Rightarrow \sin \delta_0 = 0.5066 \Rightarrow \delta_0 = 30.44^\circ = 0.5313 \text{ rad}$
- Détermination de l'angle de puissance final (δ_i)
 $1.7532 \sin \delta_i = 1.2 \Rightarrow \sin \delta_i = 0.6844 \Rightarrow \delta_i = 43.19^\circ = 0.7538 \text{ rad}$
- Détermination de l'angle de puissance max ($\delta_{\max}$)
 $\delta_{\max} = \pi - \delta_i = 2.3878 \text{ rad} \Rightarrow \delta_{\max} = 2.3878 \text{ rad} = 136.81^\circ$

Nous déterminons l'angle de compensation critique (δ_j) à partir de l'équation (IV.5), ce qui nous donne :

$$\delta_j = 75.95^\circ \Rightarrow \delta_j = 1.3256 \text{ rad}$$

Cet angle étant inférieur à $\frac{\pi}{2}$, le point δ_i est un nouvel état d'équilibre et stable.

◆ **Interprétation des résultats de la figure IV.5 :**

Avant la suppression du défaut, l'angle interne a évolué du point (b') au point (c') et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface A_1 figure (IV.6). A l'instant t_1 de l'élimination du défaut, l'angle interne ne varie pas, par contre, la puissance évolue du point (c') au point (d). Dans ce cas $P_e > P_m$, donc la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle interne va augmenter jusqu'à ce que les surfaces A_1 et A_2 soient égales. La surface A_1 correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et A_2 à sa restitution du système après élimination du défaut. Au point (f), la vitesse du rotor arrive à la vitesse synchrone, à ce moment nous avons : $A_1 = A_2$.

IV.4. Résolution des équations par les méthodes (Euler, Euler modifié et Runge Kutta d'ordre 4)

IV.4.1. résolution des équations par la méthode d'Euler :

Pour évaluer la stabilité du système considéré (figure IV.1). Nous allons appliquer à l'équation de stabilité l'algorithme d'Euler pour les deux cas : pendant et après le défaut.

- **Situation pendant le défaut :**

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

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 52.3599(P_m - 0.894 \sin \delta)$$

- **Situation après le défaut :**

Après le défaut le système est défini par l'équation de stabilité dynamique suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 52.3599(P_m - 1.7532 \sin \delta)$$

Avec les conditions initiales suivantes :

$$\delta_0 = 30.44^\circ = 0.5313 \text{ rad}$$

$$t_0 = 0 \text{ sec}$$

$$\omega_0 = 314.1592 \text{ rad / sec}$$

La résolution des équations de stabilité qui régissent le système pendant et après le défaut avec l'algorithme d'Euler donne les tableaux (IV.1), (IV.2) et les figures (IV.6), (IV.7).

- Pendant le défaut :

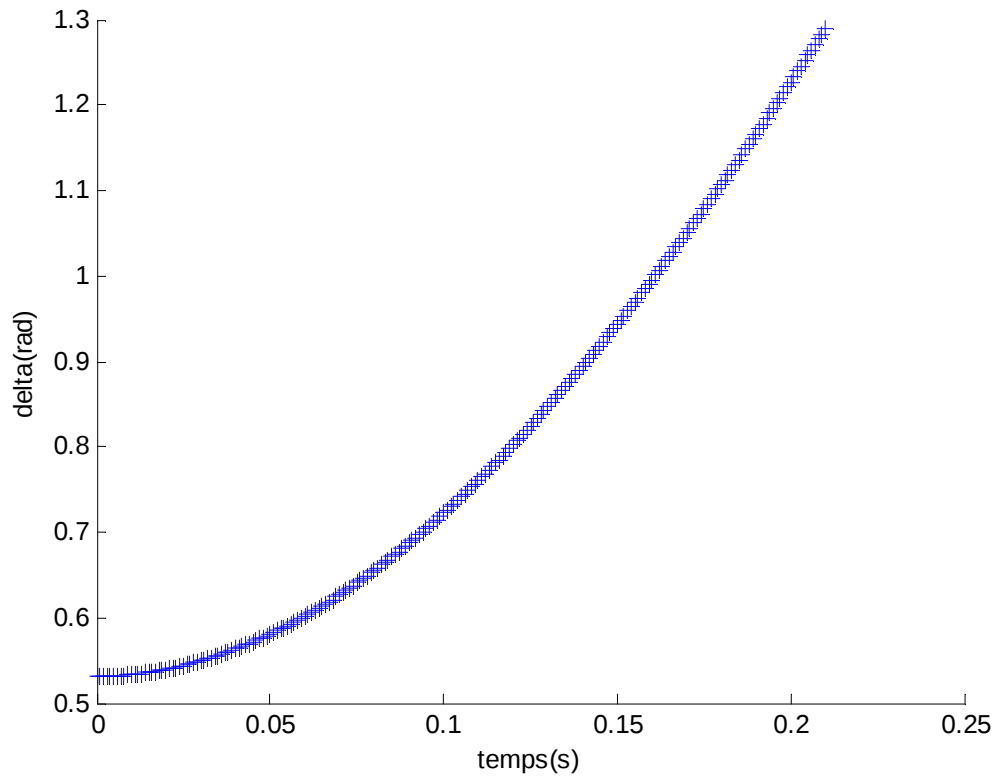


Fig.IV.6. variation de l'angle delta en fonction du temps pendant le défaut.

t(s)	0.00	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.21
δ (rd)	0.5313	0.5547	0.6123	0.7023	0.8215	0.9664	1.1332	1.3185
δ (deg)	30.44	31.78	35.08	40.24	47.07	55.37	64.93	75.54
ω (rd / sec)	314.5505	315.7084	316.8115	317.4988	318.7231	319.4949	320.1454	320.6972

Tableau IV.1 : résultats de la méthode d'Euler pendant le défaut.

- Après le défaut

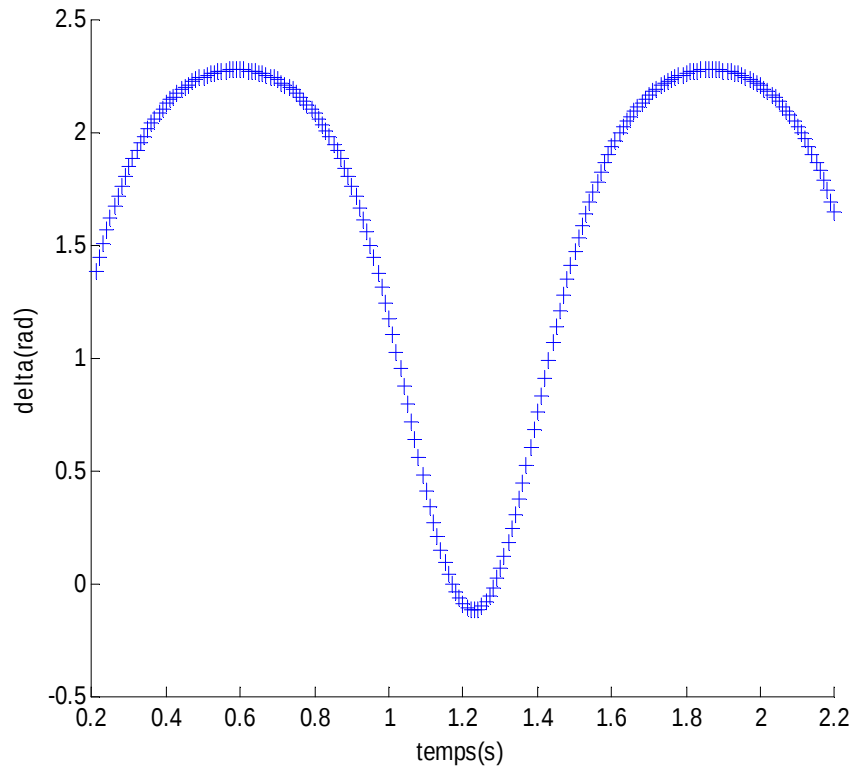


Fig.IV.7. variation de l'angle delta en fonction du temps après l'isolation du défaut.

t(s)	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.42
δ (rd)	1.3185	1.5633	1.7168	1.8452	1.9508	2.0361	2.1042	2.1576
δ (deg)	75.54	89.57	98.37	105.72	111.77	116.68	120.56	123.62
ω (rd / sec)	320.6972	319.5640	318.7105	317.9180	317.2139	316.6061	316.0908	315.6577

Tableau IV.2 : résultats de la méthode d'Euler après l'isolation du défaut.

Interprétation des résultats :

La figure (IV.6) représente le cas de l'équation dynamique pendant le défaut entre 0 et 0.21sec, on remarque que l'évolution de l'angle rotorique évolue continuellement, on déduit donc qu'on est en présence d'instabilité.

IV.4.2. résolution des équations par la méthode d'Euler modifié:

Pour évaluer la stabilité du système considéré (figure IV.1). Nous allons appliquer à l'équation de stabilité l'algorithme d'Euler modifié pour les deux cas : pendant et après le défaut.

- **Situation pendant le défaut :**

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

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 52.3599(P_m - 0.894 \sin \delta)$$

- **Situation après le défaut :**

Après le défaut le système est défini par l'équation de stabilité dynamique suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 52.3599(P_m - 1.7532 \sin \delta)$$

Avec les conditions initiales suivantes :

$$\delta_0 = 30.44^\circ = 0.5313 \text{ rad}$$

$$t_0 = 0 \text{ sec}$$

$$\omega_0 = 314.1592 \text{ rad / sec}$$

La résolution des équations de stabilité qui régissent le système pendant et après le défaut avec l'algorithme d'Euler donne les tableaux (IV. 3), (IV.4)

- Pendant le défaut

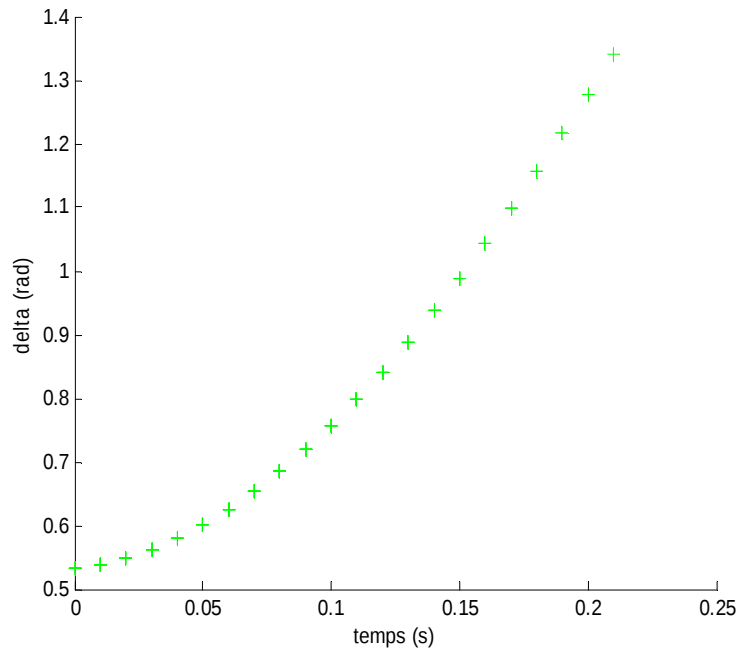
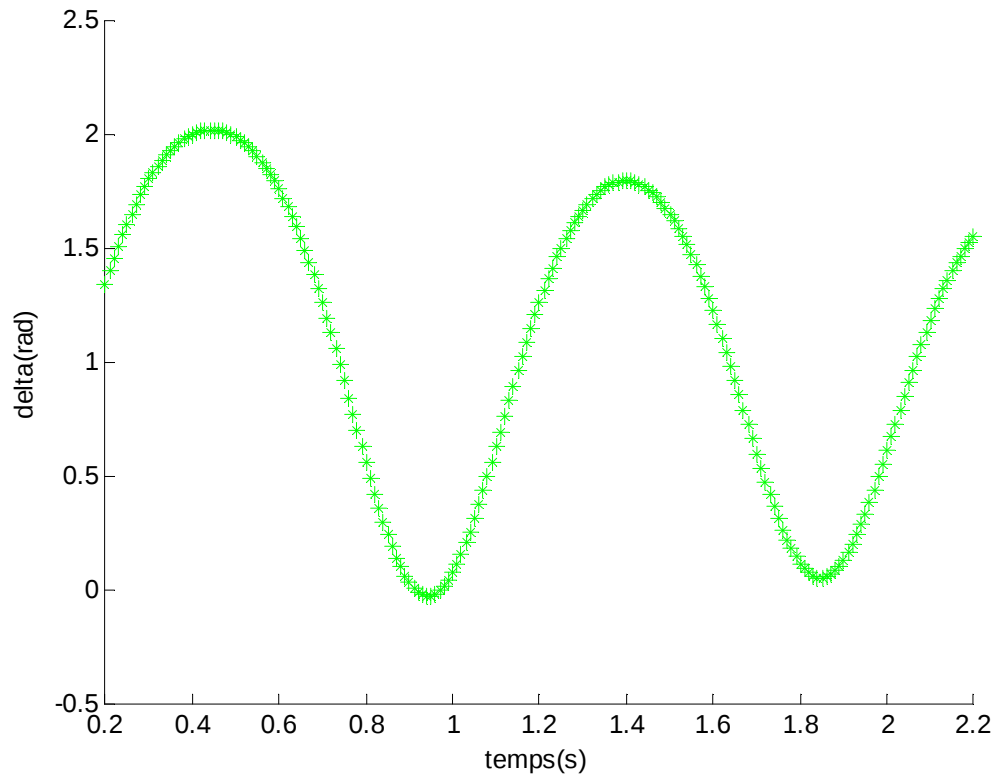


Fig IV.7.Angle delta en fonction du temps pendant le défaut.

t(s)	0.00	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.20
δ (rd)	0.5332	0.5623	0.6252	0.7194	0.8418	0.9887	1.1565	1.2782
δ (deg)	31.70	32.22	35.82	41.22	48.23	56.65	66.26	73.24
ω (rd / sec)	314.5501	315.7022	316.7934	317.7904	318.6703	319.4244	320.0602	320.4299

Tableau. IV.3. Résultat de la méthode d'Euler modifié pendant le défaut

Après le défaut

**Fig.IV.8.** Angle delta en fonction du temps après l'isolation du défaut à $t=0.2s$.

t(s)	0.20	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41
δ (rd)	1.3396	1.5071	1.6489	1.7651	1.8571	1.9267	1.9758	2.0056
δ (deg)	76.75	86.35	94.48	101.13	106.40	110.39	113.20	114.91
ω (rd / sec)	320.1646	319.3173	318.4523	317.6193	316.8425	316.1273	315.4663	314.8446

Tableau. IV.4. Résultat de la méthode d'Euler modifié après le défaut

IV.4.3. résolution des équations par la méthode de Runge kutta d'ordre 4 :

Pour évaluer la stabilité du système considéré (figure IV.1). Nous allons appliquer à l'équation de stabilité l'algorithme de Runge kutta d'ordre 4 pour les deux cas : pendant et après le défaut.

- **Situation pendant le défaut :**

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

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 52.3599(P_m - 0.894 \sin \delta)$$

- **Situation après le défaut :**

Après le défaut le système est défini par l'équation de stabilité dynamique suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 52.3599(P_m - 1.7532 \sin \delta)$$

Avec les conditions initiales suivantes :

$$\delta_0 = 30.44^\circ = 0.5313 \text{ rad}$$

$$t_0 = 0 \text{ sec}$$

$$\omega_0 = 314.1592 \text{ rad / sec}$$

La résolution des équations de stabilité qui régissent le système pendant et après le défaut avec l'algorithme De Runge Kutta d'ordre 4 'R-K4' donne les tableaux (IV.5), (IV.6) et les figures (IV.6), (IV.7).

- **Pendant le défaut :**

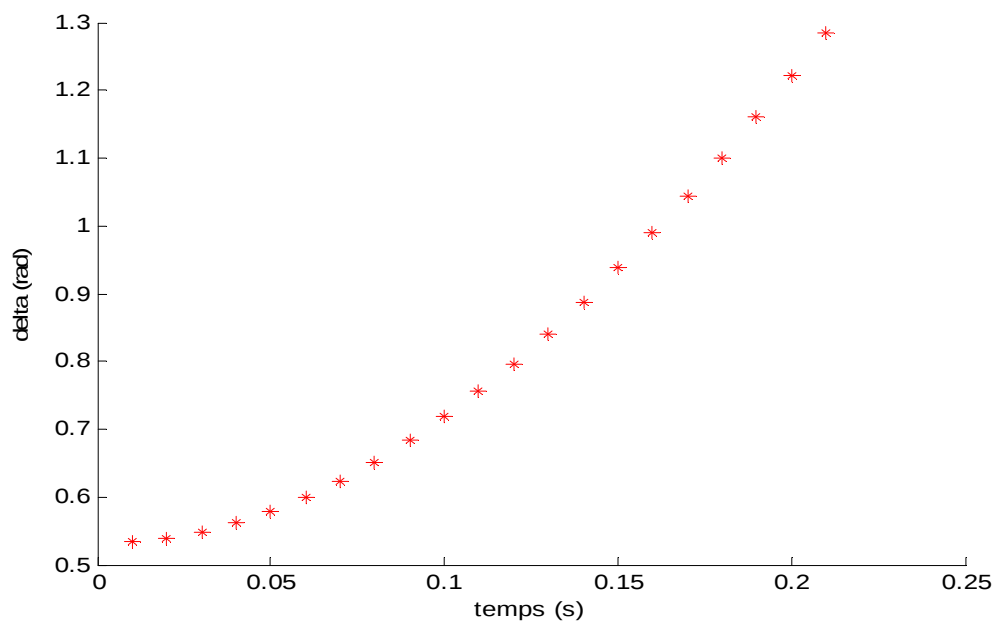


Fig.IV.9. Angle delta en fonction du temps pendant le défaut.

t(s)	0.00	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.20
δ (rd)	0.5329	0.5479	0.5990	0.6830	0.7970	0.9377	1.1012	1.2839
δ (deg)	30.53	31.92	34.32	39.13	45.66	53.73	63.10	73.56

Tableau. IV.5. Résultat de la méthode de R-K4 après le défaut

Après le défaut

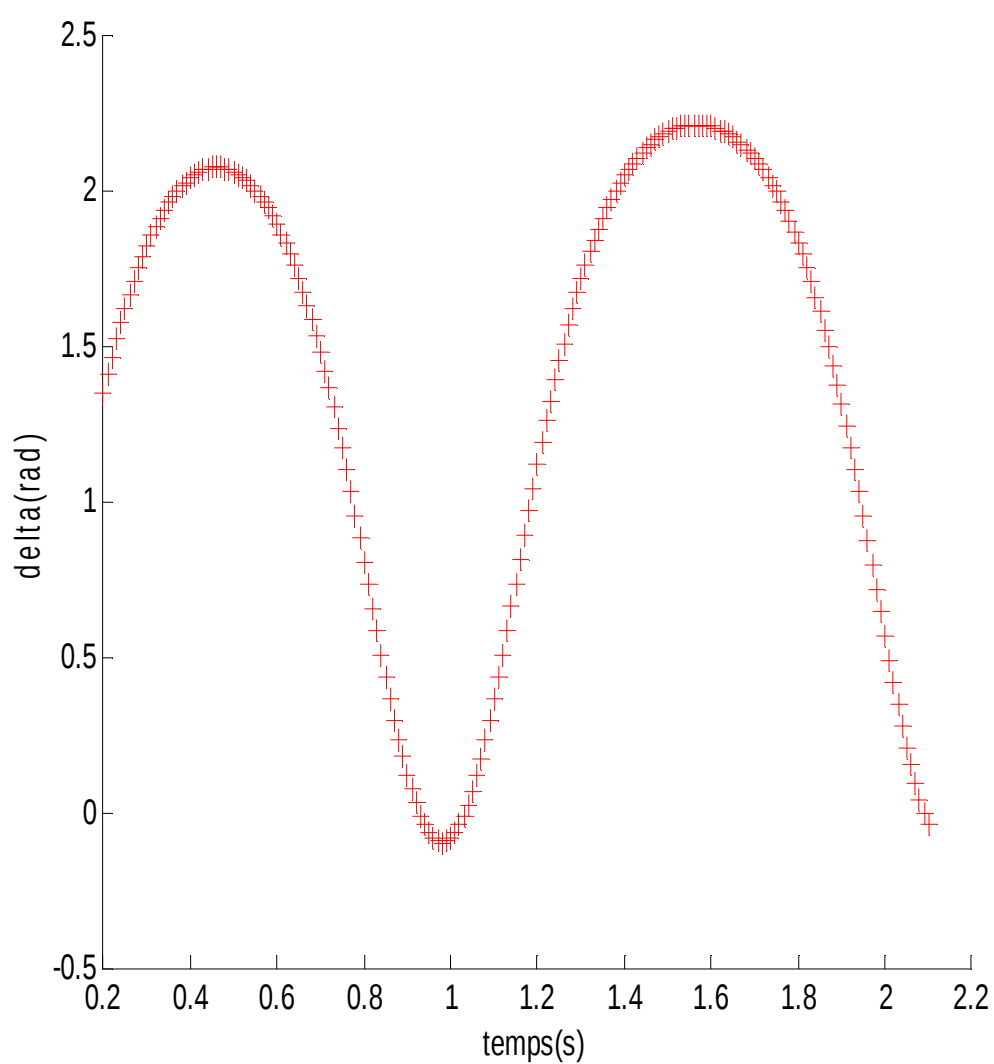


Fig.IV.10. Angle delta en fonction du temps après isolation du défaut à $t=0.2s$.

t(s)	0.20	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41
δ (rd)	1.3467	1.5190	1.6655	1.7865	1.8832	1.9577	2.0121	2.0482
δ (deg)	77.16	87.03	95.43	102.36	107.9	112.17	115.28	117.35

Tableau. IV.6. Résultat de la méthode de R-K4 après l'isolation du défaut

Comparaison :

Nous allons présenter dans le tableau (IV.7) suivant les résultats d'évaluation de la stabilité transitoire par les méthodes classiques (Euler, Euler modifié et R-K4) pour des défauts proches aux nœuds 2 et 3.

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

Défaut			
	Méthodes classiques		
Nœud 2, 3	Euler	Euler modifié	Runge kutta
	0.21	0.20	0.20

Tableau (IV.7) Temps critiques

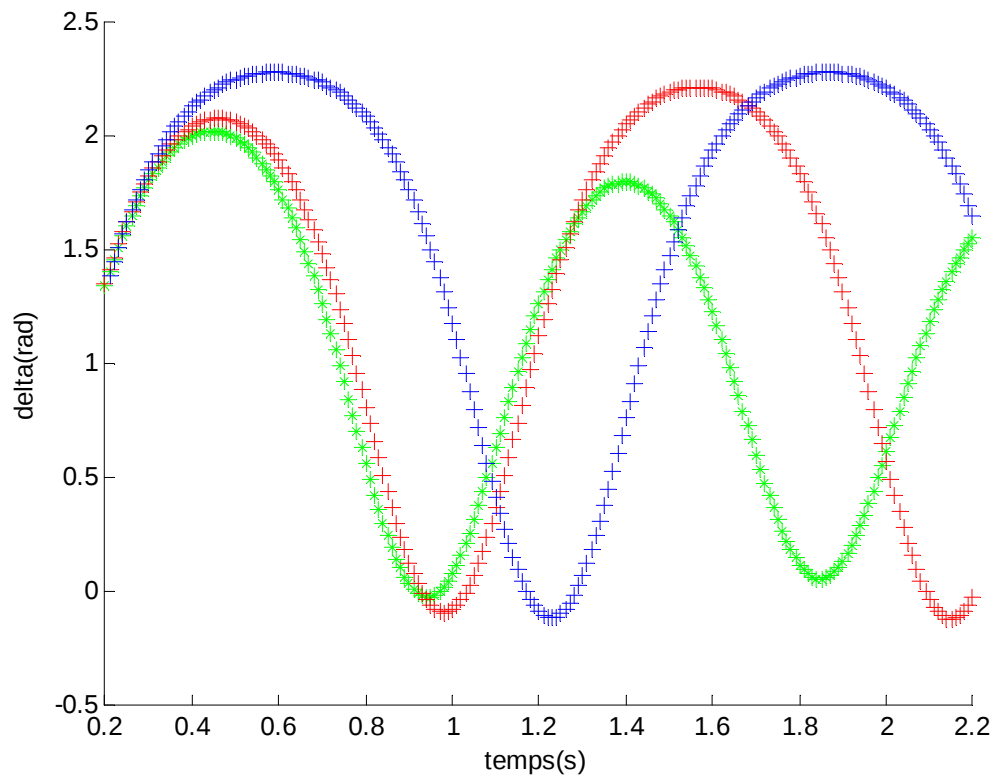


Fig.IV.11. Angle delta en fonction du temps après isolation du défaut par les méthodes (Euler , Euler modifié et R-K4)

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

- **Interprétation des résultats :**

La figure (IV.9) représente le cas de l'équation dynamique pendant le défaut entre 0 et t_c on remarque que l'évolution de l'angle rotorique évolue continuellement et donc nous sommes en présence d'instabilité. Pour vérifier si notre système retrouve un nouveau point de fonctionnement stable ou un point t_c , nous avons vérifié par la résolution de l'équation dynamique après le défaut entre t_c et t_{nc} donné a la figure(IV.9) qui représente bien un système stable (le coefficient d'amortissement négligé).

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

Dès l'apparition du défaut la puissance active fournie par l'alternateur diminue fortement et continue de décroître pendant toute la durée du défaut. Après le défaut, il se produit une oscillation de la puissance active entre l'alternateur et le bus infini. Cet échange de puissance correspond à la puissance nécessaire au rétablissement du synchronisme entre la tension de l'alternateur et celle du réseau. A l'apparition du défaut la puissance réactive augmente fortement et se maintient à une valeur élevée pendant toute la durée du défaut et augmente encore à l'élimination du défaut suite au rétablissement de la tension.

IV.5.Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons étudié la stabilité transitoire en appliquant au système concerné deux méthodes différentes qui sont : Méthodes directes énergétiques (méthode des aires égales) et les méthodes d'intégration numériques (Euler, Euler modifié et runge kutta-4-). La méthode d'intégration numérique permet d'inclure dans le model d'étude les différentes composantes des réseaux et par la suite une évaluation précise de la stabilité transitoire, et elle donne des réponses simple (stable ou instable).

Bien que les méthodes énergétiques donnent un aperçu utile dans les phénomènes de stabilité transitoire, elles doivent être perfectionnées pour être utilisées dans des applications pratiques.

Conclusion Générale

La première étape de notre travail est consacrée sur des généralités sur les réseaux électriques. La deuxième étape traite des différentes techniques d'analyse et d'évaluation de la stabilité des réseaux électriques, Suite à cette étude, nous pouvons conclure que l'une des conditions principale de la planification et l'exploitation efficace du réseau électrique est d'assurer la stabilité de ce dernier, en gardant stable :

- La tension,
- La fréquence,
- L'angle de transport.

Dans, l'étude comparative sur les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques, nous nous sommes intéressés en particulier à la stabilité transitoire. Comme nous avons pu le constater tout le long de cette étude, l'évaluation de la stabilité transitoire constitue un sujet d'actualité et revêt une importance primordiale dans l'exploitation et la planification des réseaux électriques.

Afin d'atteindre cet objectif, différentes techniques d'intégration sont implémentées et évaluées, afin de définir laquelle est la plus pertinente pour répondre aux besoins d'efficience exigée par les nouvelles techniques d'analyse des réseaux électriques, tels que le TSC OPF. Les méthodes sélectionnées couvrent un large spectre de techniques d'intégration applicables à la résolution de ce type d'équations : implicites ou explicites; à pas de calcul simple ou multiple; à un, deux ou trois pas de calcul; à pas de calcul variable ou à pas fixe; techniques d'Euler, de Runge Kutta ou trapézoïdale. Les principales conclusions, pour ce modèle, sont énumérées comme suit :

- ❖ Les méthodes qui présentent la meilleure performance sont celles de Runge Kutta à pas de calcul variable. En effet, les temps d'exécution obtenus avec ces méthodes sont au moins trois fois plus rapides que les techniques d'Euler de précisions similaires;
- ❖ L'utilisation de deux ou trois pas de temps n'entraîne pas d'effets positifs considérables sur la précision des résultats;
- ❖ Les méthodes de Runge Kutta sont plus efficaces que les méthodes d'Euler

Nous pourrions recommander comme suite de ce travail, entre autres, d'appliquer ces techniques pour les grands réseaux électriques, de compléter l'étude en utilisant d'autres algorithmes.

Bibliographie

- [1] **R. Guillaume**, « CONTROLE DE TENSION AUTO ADAPTATIF POUR DES PRODUCTIONS DECENTRALISEES D'ENERGIES CONNECTEES AU RESEAU ELECTRIQUE DE DISTRIBUTION ». Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. Français
- [2] **A. Ouloulade**, « Contribution A L'étude De La Stabilité Des Alternateurs Raccordés Au Réseau Interconnecté De La Ceb : Application Au Cas Des Alternateurs De La Centrale De Nangbeto », Mémoire D'ingénieur De Conception.
- [3] **S. Ben Derradji**, « Calcul Des Protections D'un Départ Hta (30 Kv) », Université Kasdi Merbah – Ouargla, Année 2013/2014.
- [4] Cahier technique n° 185 « Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels », **CT 185** édition janvier 1997
- [5] Groupe Sonelgaz, Guide Technique De Distribution, Document Technique De Groupe Sonelgaz, 1984.
- [6] **V. Courtecuisse**, « Supervision d'une centrale multi sources à base D'éoliennes et de Stockage d'énergie connectée au réseau électrique », Thèse de Doctorat, université de Lille, 2008.
- [7] M. Zellagui, « Étude Des Protections Des Réseaux Électriques Mt (30 & 10 Kv) », Université Mentouri Constantine, 2010.
- [8] **V. Ignatova**, « Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie Électrique Application aux creux de tension et à la pollution harmonique », Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier - Grenoble I, 2006.
- [9] **I. Noui**, « Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC », Mémoire de Magister en électrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra, juin 2012.
- [10] **C. Apraez**, « Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire », Mémoire présenté à l'école de technologie supérieure université de Québec ,2012.
- [11] **A. Kusko, Marc T. Thompson**, « Power quality in electrical systems» , Article, chap3, p 41.42, 2007.
- [12] **K. Foued**, « Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT » , Mémoire de magister, Université de Mentouri de Constantine, 2010.
- [13] **H. Boudjella**, « Contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC) » , Mémoire de magister, Université de Djillali Liabes Sidi Bel Abbes, 2008.
- [14] **TransEnergie1999**, « Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec » , Université de Québec, 15 juin 1999.
- [15] **K. Djazia**, « Etude des filtres actifs pour réseaux déséquilibrés et distordus », Thèse

de doctorat, Université de Ferhat Abbass Setif 1, 2015.

[16] **N. Guernoudj**, « Réglage de Tension dans un Réseau par Travée Self 220kv » , Mémoire de magister, Université de EL Hadj Lakhdar Batna, 2015.

[17] O. Mammeri, « Différentes Méthodes De Calcul De La Puissance Réactive Dans Un Nœud A Charge Non Linéaire En Présence D'un Système De Compensation De L'énergie », Université De Batna, 2011/2012.

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

[19] P. Kundur (canada), J. Paserba (USA), S.viter (France). « Definition and Classification of Power System Stability» *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions*

[20] V. Knazkens "stability of power systems with large amounts of distributed generation" these de doctorat. Stockholm, sweeden 2004.

[21] R. Farmer "power system dynamics and stability" Arizona state university.

[22] P.Kundur, « Power System Stability and Control », New York: McGraw-Hill, 1993.

[23] Mania PAVELLA, Damien ERNST et Daniel RUIZVEGA 'TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS A Unified Approach to Assessment and Control'

[24] A. Bensenouci et al, " Implémentation des defaults non symétriques dans les logiciels d'analyse de la stabilité transitoire ", 1ère conference régionale des pays arabes, Cigre, Caire, 22-23 Janvier 1995.

[25] Hasan Alkhatib. ETUDE DE LA STABILITE AUX PETITES PERTURBATIONS DANS LES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES : OPTIMISATION DE LA REGULATION PAR UNE METHODE METAHEURISTIQUE. Automatique / Robotique. Université Paul Cézanne – Aix Marseille III, 2008. Français.

[26] SLOTINE ,J ;J,E, and Li , W, Applied Nonlinear control, prentice-Hall, 1991

[27] Custemt.V., Systèmes Electriques De Puissance, Institut Montefiore, Université De Liège, 2002.

[28] P.Kundur, « Power System Stability and Control », New York: McGraw-Hill, 1993.

[29]Berguen et al, 2000

[30] CIGRE task force 31.01.07 "on power system oscillations analysis and control of power system oscillations", CIGRE technical brochure, no.111. Dec.1996

[31]IEEE PES working group on system oscillations, "power system oscillation" special publications, 95-TP-101-1995

[32] M.OULD CHEIKHNA et S.GHIBOUB, « L'impact de compensateur shunt (SVC) sur la stabilité des réseaux électriques », Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université de Biskra, Juin 2009

[33] H.SAADAT, « Power System Analysis », McGraw-Hill Companies, 1999.

[34] Y. Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi,USA, December 2005.

- [35] A. Laifa, ""Evaluation de la Stabilité de Tension d'un Réseau d'énergie électrique Développement et Application Des Indices De Stabilité "", thèse de Magister, Ecole Nationale polytechnique, 27 juin 1995.
- [36] A. Kazemi, and B. Badrzadeh, " Modeling and Simulation of SVC and TCSC to Study their Limits on Maximum Load ability Point," Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, pp.619-626, Apr. 2004.
- [37] Ieee/Pes, Power Systems Stability Subcommittee Special Publication, Voltage Stability assessment: Concepts, Practices And Tools, Technical Report, Sp101pss, Aug. 2002.
- [38] Bodapatti Nageswararao, B .E, "Fuzzy-Expert System for Voltage Stability Monitoring and Control", Master thesis, Faculty of Engineering and Applied Science Memorial University of Newfoundland, Canada, February, 1998.
- [39] J.P.Barret, P.Bornard And B.Meyer, Simulation Des Réseaux Electriques, Eyrolles, 1997.
- [40] Jérémy Cochoy, Méthodes Numériques Rock4 Pour La Résolution D'équations Différentielles Et Etude De L'algèbre Pré-Lie Sous-Jacente, Février 2011
- [41] https://Media4.Obspm.Fr/Public/M2r/Cours/Chapitre3/Souschapitre2/Section2/Page1/Sction3_2_2_1.Html A 01.01
- [42] J.Pierre, Méthodes De Calcule Numérique2-Fonctions, Equations Aux Dérives, Paris Hermès Science Publication, 2011.
- [43] Plunkett, J. R. and United States. Energy Information Administration. (2011). International energy outlook and projections. Hauppauge, N.Y., Nova Science Publishers.
- [44] Andersson, G., P. Donalek, et al. (2005). "Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance." Power Systems, IEEE Transactions on **20**(4): 1922-1928.
- [45] Chiang, H. (2011). Direct methods for stability analysis of electric power systems : theoretical foundation, BCU methodologies, and applications. Hoboken, N.J., Wiley.