

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

Réf :/2018



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER Académique**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Par : (Saadaoui Meriem et Himeur Halima)

Thème

Etude de la stabilité de la tension d'un réseau électrique

Soutenu publiquement, le 25/Juin /2018, devant le jury composé de :

M. BOUNAYA Kamel	Professeur	Univ. Guelma	Président
M. GOUAIDIA Said	MAA	Univ. Guelma	Encadreur
M. FERAGA Chams-Eddine	MCA	Univ. Guelma	Examineur
M. KACHI Miloud	MCA	Univ. Guelma	Examineur

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciements

18/3796

*Louange à Dieu, qui nous a donné vie et santé pour
parachèvement de ce modeste travail.*

Avant tous nous tenons à offrir notre respect à notre encadreur

« Mr : GOUAIDIA. SAIDE » et nous

*le remercions vivement pour toute sa gentillesse, ses conseils
fructueux, son aide et son orientation à l'élaboration de ce travail.*

*Nous tenons tout particulièrement à remercier les enseignants
du département génie électrotechnique et automatique pour leur
disponibilité et encouragement, ainsi que tous les enseignants qui
ont contribué à ma formation.*

*Nos reconnaissances vont aussi à messieurs les membres de
jury, pour l'honneur qu'ils auront fait en acceptant de juger ce
travail.*

Dédicace

Je dédie ce modeste Travail à :

Ma très chère et magnifique MERE, pour son sacrifice et sa patience, et

sa compréhension ; et son amour.

A mon père qui à sacrifier sa vie pour me voir heureux.

A mes très chères sœurs et mon cher frère

A mes meilleurs amis « Halouma, Rima ,Hakima,Amina ,Khouloud ,

Kawther, Marwa et Hadjer »

A tous les personnes qui m'ont soutenu pendant ce travail.

A toute la promotion sortante.

Meriem

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Ma mère et ma belle-mère,

Mon père Mohammed et mon beau-père Saleh,

Mon mari Khaled

Mes frères : A. Malek, A. Rahman, Raid, et Badis.

Mes beaux-frères : Akrem et Skander

A mes sœurs et ma belle-sœur.

A Idriss, A. Rahim et Iyed

A ma collègue de travail.

*Au nom de l'amitié et en souvenir des meilleurs moments passés
ensemble, je dédie ce mémoire à tous mes amis*

Ainsi toute ma promotion 2018

Halima

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre I – Modélisation des éléments du réseau électrique	
I.1. Introduction	03
I.2. Les réseaux électriques	04
I.3. Modélisation des éléments du modèle	04
I.3.1. Modélisation du transformateur	04
I.3.2. Modélisation du transformateur de puissance	05
I.3.3. Modélisation de la ligne de transport	07
I.3.4. Les types des jeux de barre du réseau	07
I.3.4.1. Jeux de barre de référence (slack bus)	07
I.3.4.2. Jeux de barre de générateur (PV)	08
I.3.4.3. Jeux de barre de charge (PQ)	08
I.3.5. Modélisation de charge	08
I.3.5.1. Le modèle statique	08
I.3.5.2. Le modèle dynamique	08
I.3.6. Modélisation de machine synchrone	09
I.3.6.1. Composition de la machine synchrone	09
I.3.6.1.1. Le stator	09
I.3.6.1.2. Le rotor	09
I.3.6.2. Modèle de générateur synchrone	10
I.3.6.3. Vitesse de synchronisme	11
I.3.6.4. Caractéristique angulaire d'une machine synchrone	12
I.3.6.5. Machine synchrone –nœud infini	12
I.4. Conclusion	13
Chapitre II– Méthodes d'analyse de la stabilité de la tension	
II.1. Introduction	14
II.2. Stabilité des réseaux électriques	14
II.2.1. Stabilité angulaire	14
II.2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations	15
II.2.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoires)	15
II.2.2. Stabilité de fréquence	15
II.2.3. Stabilité de tension	15
II.2.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations	16
II.2.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations	16
II.3. Stabilité de tension	17
II.3.1. Causes d'instabilité de tension	18
II.3.1.1. Production trop éloignée de la consommation	18
II.3.1.2. Manque local d'énergie réactive	18
II.3.1.3. Charge appelée trop importante	20
II.4. Analyse de la stabilité de tension	20
II.4.1. Analyse dynamique	20
II.4.2. Analyse statique	21
II.4.3. Calcul de la marge de puissance réelle en utilisant la courbe P-V	21
II.4.4. Calcul de la marge de puissance réactive à l'aide de la courbe Q-V	23
II.4.5. Inconvénients des courbes P-V et des courbes Q-V	24
II.4.6. Méthode de valeur singulière minimale	25
II.4.7. Ecoulement de puissance en continu (Continuation Power Flow)	25
II.4.7.1. Prévion de la nouvelle solution	27
II.4.7.2. Correction de la solution	28
II.4.7.3. Choix du paramètre continu	29
II.5. Conclusion	30

Chapitre III–Etude d'un réseau

III.1. Introduction	31
III.2. Concepts de base liés à la stabilité de tension	31
III.3. Stabilité de tension pour un système à deux jeux de barres	32
III.4. Caractéristiques du système de transmission	35
III.4.1. Méthode de la courbe P-V	38
III.4.2. Méthode de la courbe V-Q	40
III.4.3. Interprétation courbes PV et QV	41
III.4.3.1. Courbes PV	41
III.4.3.2. Courbes QV	42
III.5. Lignes à grande distances	42
III.6. Détermination de la tension la plus basse, En utilisant la sensibilité de puissance réactive	49
III.7. La méthode de simulation autonome d'identifier le jeu de barre le plus faible d'un réseau d'alimentation de multi jeux de barres	50
III.8. Conclusion	53
Conclusion générale	54
Bibliographie	55

Introduction générale

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normal.

L'étude du comportement de la tension dans les réseaux électriques est devenue une préoccupation majeure des exploitants et planificateurs de ces systèmes. En fait, plusieurs incidents généralisés survenus dans le monde ont été associés à des instabilités de tension. Ce mode d'instabilité n'est pas encore bien maîtrisé, comparé au mode d'instabilité angulaire (dynamique et transitoire). En effet, le mécanisme causant l'instabilité de tension semble l'un des plus importants problèmes à clarifier. Aujourd'hui encore, il n'y a pas une théorie disponible et largement acceptée pour l'analyse de la stabilité de tension. Les problèmes liés à ce type d'instabilité constituent alors, dans plusieurs pays, un axe de recherche très important.

Des relevés sur les incidents survenus durant les dernières décennies ont montré que l'effondrement de tension intervient généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation importante de la charge sur un réseau électrique soumis à de fortes contraintes. Ce réseau s'affaiblit et sa consommation réactive s'accroît.

Le phénomène est alors caractérisé par une baisse progressive de la tension dans une ou plusieurs régions consommatrices, et qui va en s'accéléralant au bout de quelques minutes. La dégradation de la tension au niveau des charges est alors telle qu'elle entraîne des interruptions de service dont les causes directes peuvent être : manque de tension, augmentation des pertes réactive du réseau. La défaillance du réglage de la tension, au niveau des bornes des groupes, a pour conséquence une accéléralation de la dégradation du plan de la tension qui peut aller jusqu'à des déclenchements, en cascade, de groupes et de lignes et un effondrement général du réseau.

Dans le premier chapitre notre travail on commence sur l'étude de la modélisation du réseau électrique et tous les éléments qui le composent, les lignes de transport, les transformateurs et les transformateurs de réglage et aussi les types de jeux de barre, les différents types de charges.

Dans le deuxième chapitre, on entame notre thème « la stabilité de tension », la définition de la stabilité de tension de plusieurs organismes spécialisées ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension puis les différentes méthodes d'analyse de la stabilité de tension.

Dans le troisième chapitre et le dernier chapitre nous expliquerons les principaux concepts de base liés à la stabilité de tension, stabilité de tension pour un système à deux jeux de barres et aussi caractéristiques du système de transmission nous tenons à préciser que pour l'étude de réseaux nous avons fait appel au programme "Matlab" grâce auquel nous pourrons calculer les différents régimes et différentes caractéristiques du système (les courbes QV et PV). Et l'application d'une méthode d'analyse de stabilité sur un réseau de 7 jeux de barres et à 11 lignes.

Enfin nous tenterons à travers les différents chapitres de répondre à un certain nombre d'interrogations qui nous aideront à comprendre les insuffisances et les problèmes de l'instabilité de la tension.

CHAPITRE I :
MODÉLISATION DES
ÉLÉMENTS DU RÉSEAU
ÉLECTRIQUE.

I.1. Introduction

La modélisation est une étape nécessaire à l'électrotechnique, pour l'analyse de comportement du système de puissance (réseaux électriques).

L'importance de la modélisation est de simplifier l'étude de différents régimes de fonctionnement et surtout les régimes transitoires.

Ce chapitre présente la modélisation des différents composants du réseau électrique à savoir les transformateurs, les lignes de transport, les jeux de barre, les charges électriques et les générateurs électriques, ce dernier est représenté par une machine synchrone, les machines électriques à courants alternatifs sont en général, modélisées par des équations non linéaires.

[1]

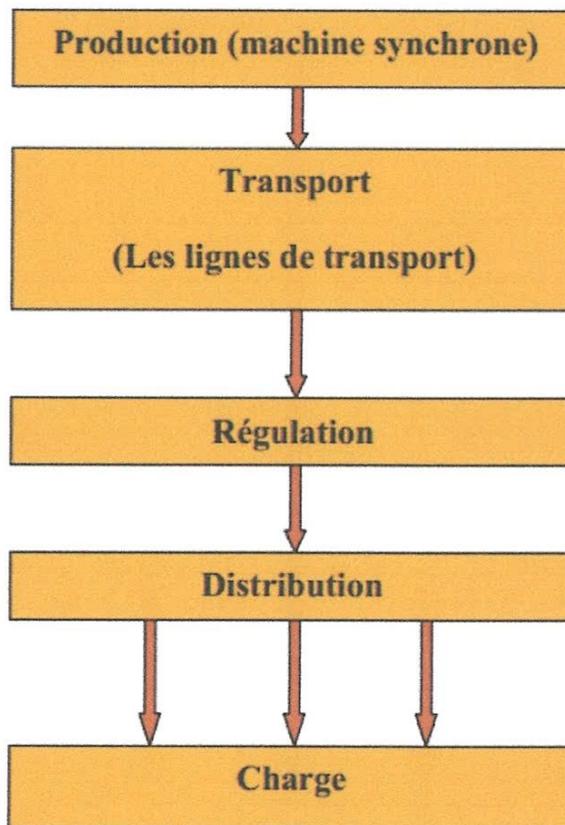


Figure.I.1 : Les différents niveaux d'un système de puissance.

I.2. Les réseaux électriques

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 les centrales de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées (figure.I.2).

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.

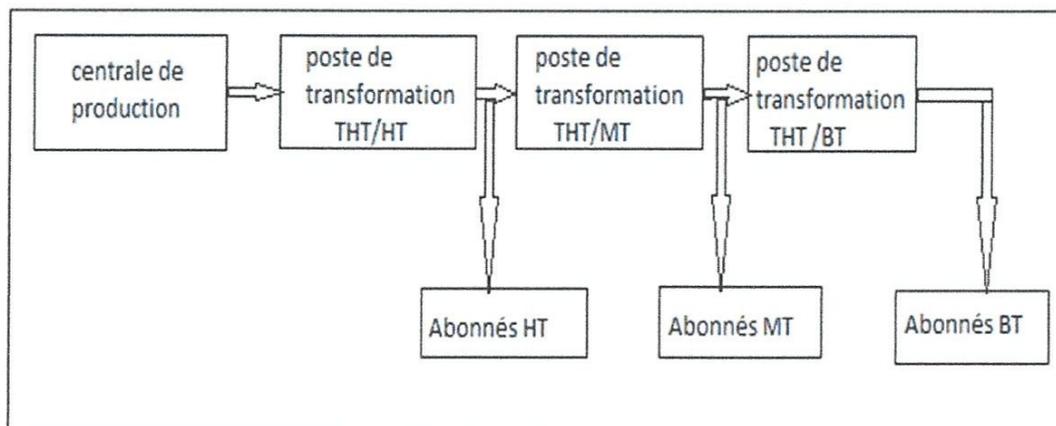


Figure.I.2 : schéma d'un réseau électrique.

I.3. Modélisation des éléments du modèle

I.3.1. Modélisation du transformateur

Le transformateur est un convertisseur statique (pas de pièce en mouvement). Il transforme une tension sinusoïdale en une autre tension sinusoïdale de valeur efficace différente, et le schéma suivant représente la structure du transformateur.

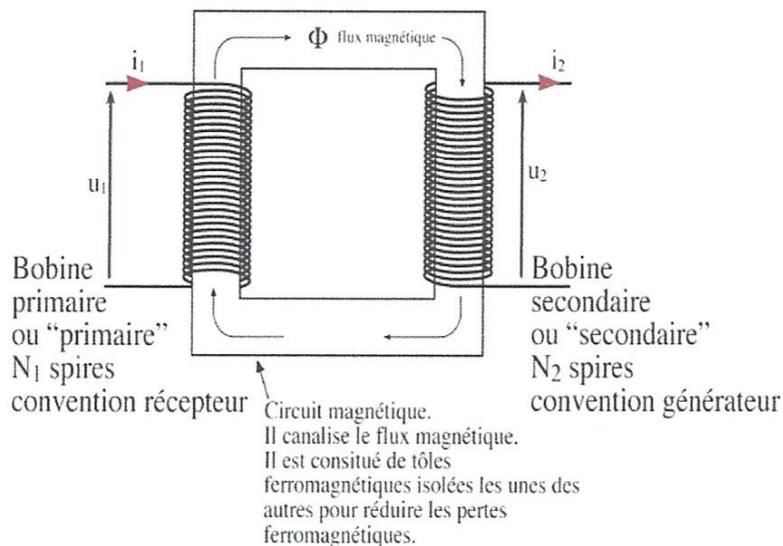


Figure.I.3 : Schéma d'un transformateur électrique.

Les transformateurs sont généralement placés entre les unités de production et le réseau de transport en fonctionnement élévateur, et entre le réseau de transport et les réseaux de distribution en fonctionnement abaisseur. [2]

I.3.2. Modélisation du transformateur de puissance

Il ya deux types de transformateur à modéliser : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charge et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviations et des décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance. La Figure.I.4 présente le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prises de charge et déphaseur. [3]

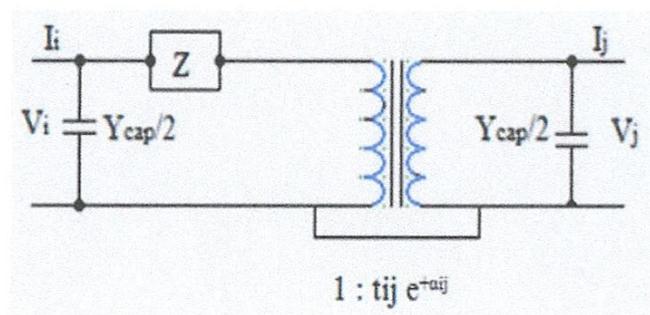


Figure.I.4 : Modèle de transformateur de puissance.

Z : représente les pertes par effet joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées pour moitié au primaire et pour l'autre moitié au secondaire. Le paramètre t_{ij} symbolise le facteur de réglage de tension en charge. Le paramètre α_{ij} symbolise le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barre i et j. il est important de noter que la matrice admittance du réseau électrique qui prend en considération ces variables va être donc ajustée à chaque itération.[3]

Y : c'est la matrice admittance du transformateur qui s'écrit comme suite : [3]

$$I = Y.V \leftrightarrow \begin{bmatrix} I1 \\ I2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y + \frac{Y_{cap}}{2} & -\frac{e^{-j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y \\ -\frac{e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y & \frac{1}{t_{ij}^2} y + \frac{Y_{cap}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \end{bmatrix} \quad (I.1)$$

Dans un réseau électrique, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge sont des transformateurs régleurs de charge (LTC). Ils disposent des régulateurs automatiques de la tension dans des limites permises de fonctionnement, indépendamment des fluctuations de tension primaire. [4]

Ce transformateur est doté de plusieurs prises (côté haute tension) qui permettent de modifier le nombre de spires du primaire, et par conséquent, de faire varier le rapport de transformation. [1]

Le changement de prise peut être effectué : [1]

- Soit manuellement, en fonctionnement à vide.
- Soit automatiquement grâce à des dispositifs appelés régleurs en charge.

Si N_1 est le nombre de spires côté haute tension et N_2 le nombre de spires côté basse tension, le rapport de transformation m est définie par :[1]

$$m = \frac{N_1}{N_2} \quad (I.2)$$

La relation entre la tension du côté primaire et la tension du côté secondaire à vide est :

$$V_2 = \frac{V_1}{m} \quad (I.3)$$

Si la tension du primaire diminue, la tension du secondaire peut être maintenue constante en diminuant le rapport m , c'est à dire en effectuant un changement de prise du côté primaire.

En charge, l'équation (I.3) n'est plus applicable à cause de l'impédance du transformateur, mais le principe de fonctionnement reste le même. [5]

I.3.3. Modélisation de la ligne de transport

La ligne courte de transmission est représentée par son impédance en série. La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (dans les lignes moyennes et longues la résistance de la ligne est souvent négligée car elle est petite par rapport à sa réactance) et une admittance shunt B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . [6]

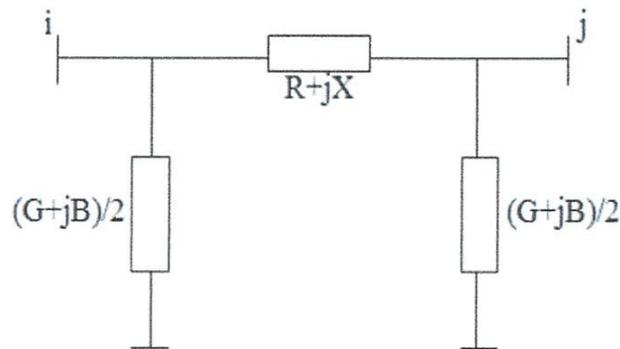


Figure.I.5 : Modèle en π d'une ligne électrique.

I.3.4. Les types des jeux de barre du réseau

Les jeux de barre dans un réseau électrique sont divisés en trois types :

I.3.4.1. Jeux de barre de référence (slack bus)

C'est un jeu de barre connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un jeu de barre bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus. [6]

I.3.4.2. Jeux de barre de générateur (PV)

C'est un jeu de barre connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_{gmin} et Q_{gmax} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le jeu de barre devient alors un jeu de barre (PQ). [6]

I.3.4.3. Jeux de barre de charge (PQ)

C'est un jeu de barre connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues. [6]

I.3.5. Modélisation de charge

Le fonctionnement stable du réseau électrique est assuré par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique.

Les modèles des charges électriques sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique.

I.3.5.1. Le modèle statique

Le modèle statique d'une charge exprime la puissance active et réactive comme une fonction polynomiale ou exponentielle de la tension et parfois de la fréquence. La puissance active et la puissance réactive sont considérées de façon séparée.

Ce sont des consommateurs tels que l'éclairage, le chauffage, les condensateurs... dont les lois de variation électrique sont : [7]

$$P = \left(\frac{V}{V_n}\right)^2 \cdot P_n \quad (\text{Chauffage, éclairage...}) \quad (I.4)$$

$$Q = \left(\frac{V}{V_n}\right)^2 \cdot Q_n \quad (\text{Condensateur}). \quad (I.5)$$

I.3.5.2. Le modèle dynamique

Dans certaines études, les modèles statiques ne sont pas suffisamment précis pour représenter le comportement de la charge. Les modèles dynamiques de charge sont donc nécessaires. La construction de ce modèle de charge peut être basée sur des mesures

expérimentales ou sur l'agrégation de modèles dynamiques des composants élémentaires de charge.

Les moteurs asynchrones ont un rôle prépondérant dans les phénomènes de stabilité, en raison de leur comportement et de leur présence majoritaire dans les réseaux industriels (jusqu'à 80 % de la puissance consommée dans certaines installations). [7]

I.3.6. Modélisation de machine synchrone

Les machines synchrones constituent la première catégorie importante des machines à courant alternatif. Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux. Comme toutes les autres machines, elles sont réversibles et peuvent fonctionner indifféremment en générateur ou en moteur. Dans notre étude on a besoin de modéliser des unités de génération. [8]

I.3.6.1. Composition de la machine synchrone

Une machine synchrone comporte un stator et un rotor, le rotor est l'inducteur, le stator est l'induit (''armature'' en anglais).

I.3.6.1.1. Le stator

Le stator a une périphérie généralement lisse et porte, dans des encoches, des enroulements appelés 'circuit d'armature', ou plus simplement ''phases''. Lorsque la machine fonctionne en moteur, ces enroulements reçoivent du courant alternatif du réseau, et lorsque la machine fonctionne en alternateur, ils ont fourni au réseau. On se réfère ainsi à des machines monophasées (1 seul enroulement au stator), biphasées (2 enroulements ou stator), triphasées (3 enroulements ou stator) ... [8]

I.3.6.1.2. Le rotor

Le rotor porte le circuit d'excitation, dans lequel on envoie un courant continu. Il y a 2 types :

- a- **Rotor à pôles lisses** : Lorsque sa périphérie est parfaitement lisse (à l'exception des encoches, naturellement). Dans ce cas, la réluctance du circuit magnétique, entre rotor et stator est pratiquement constante et indépendante de la position du rotor.

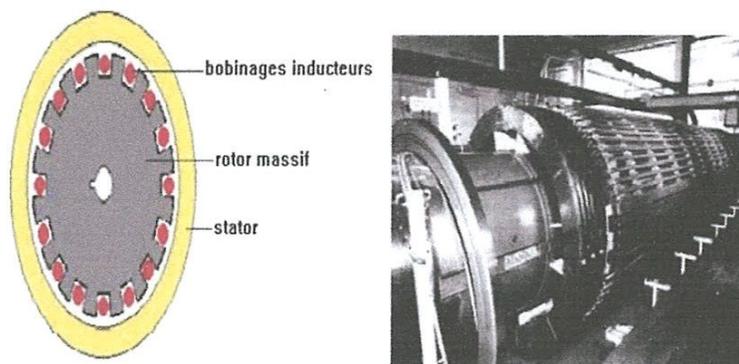


Figure.I.6 : Machine à pôles lisses.

b- **Rotor à pôles saillants** : Lorsque sa périphérie est rectangulaire, s'il y a plusieurs paires de pôles. La figure.I.6 représente le principe d'une machine à pôles lisses. La figure.I.7 représente le principe d'une machine à pôles saillants. [8]

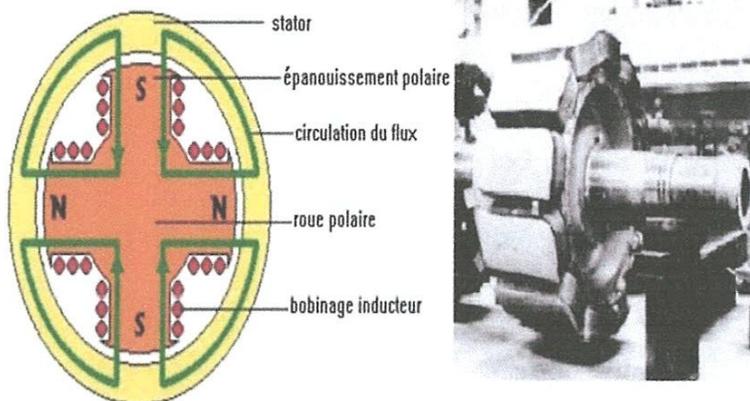


Figure.I.7 : Machine à pôles saillants.

I.3.6.2. Modèle de générateur synchrone

Le modèle d'un générateur synchrone est comme la figure suivante l'indique : [7]

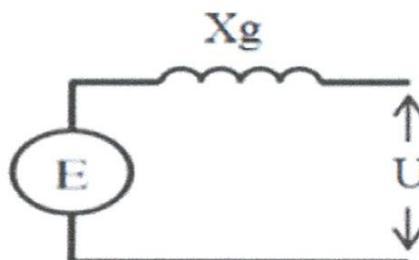


Figure.I.8 : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.

La puissance active délivrée par une machine synchrone est égale à :

$$P_e = U.I. \cos \phi = \frac{|E||U|}{X_g} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (I.6)$$

Lors d'une forte perturbation, comme un court-circuit, la réactance x_d' change, donc la puissance P_e n'est pas le même avant, pendant et après le défaut. [9]

Pour la machine synchrone, toutes les séquences de l'impédance Z^{012} sont purement réactives, avec : [10]

- l'impédance directe : notée par Z^1 .
- l'impédance inverse : notée par Z^2 .
- l'impédance homopolaire : notée par Z^3

I.3.6.3. Vitesse de synchronisme

Une machine synchrone est caractérisée par le fait qu'elle tourne à une vitesse constante (en régime permanent), appelée vitesse de synchronisme, lequel représenté avec l'expression suivant : [8]

$$\omega_{sm} = \frac{\omega}{P} \quad (I.7)$$

On peut retrouver ce résultat par un raisonnement direct :

Si le rotor n'a qu'une paire de pôles, il induit dans une bobine de stator une tension dont la période est égale au temps mis par le rotor pour faire un tour, c'est-à-dire dont la fréquence est égale au nombre de tours par seconde :

$$n_{tr/s} = f_{(HZ)} \quad (I.8)$$

En désignant alors par N la vitesse de rotation en tr/mn, on a :

$$N_{tr/mn} = 60f_{(HZ)} \quad (I.9)$$

Plus généralement, pour une machine à p paires de pôles, la vitesse de rotation en tr/mn, est donc :

$$N = \frac{60f}{P} \quad (I.10)$$

La relation (I.10) est une forme équivalente de la relation (I.7), plus commode pour les applications pratiques.

I.3.6.4. Caractéristique angulaire d'une machine synchrone

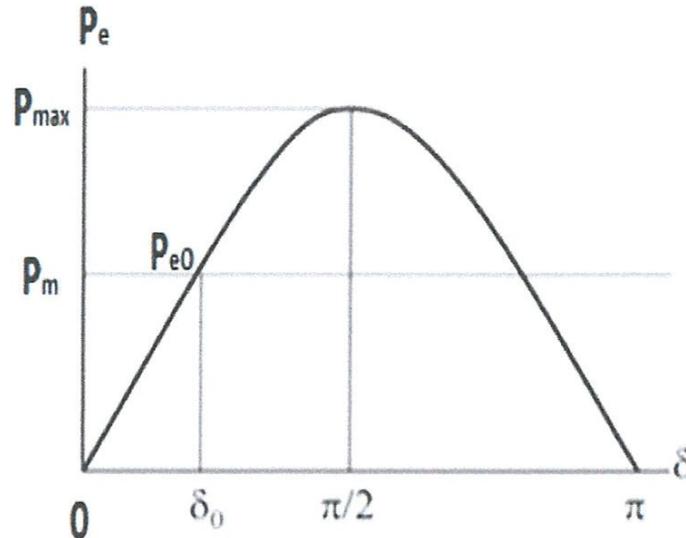


Figure.I.9 : Caractéristique angulaire d'une machine synchrone

En fonctionnement nominal équilibré, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale, en négligeant les pertes, à la puissance mécanique fournie par la turbine. [1]

Deux angles internes sont possibles quand la puissance délivrée par le générateur est égale à la puissance mécanique qui lui est fournie.

L'angle interne du générateur est régi par l'équation suivante :

$$\frac{j \cdot \omega_m}{p} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (I.11)$$

D'après cette équation si la puissance mécanique est supérieure à la puissance électrique consommée, alors l'angle interne augmente et inversement.

I.3.6.5. Machine synchrone –nœud infini

Un bus infini (ou nœud infini) est un bus idéal présentant une tension et une fréquence invariable. Le système de puissance d'une grande capacité comparé à la machine synchrone considérée est approximativement un bus infini. Une perturbation sur la machine n'affecte donc pas le réseau. [11]

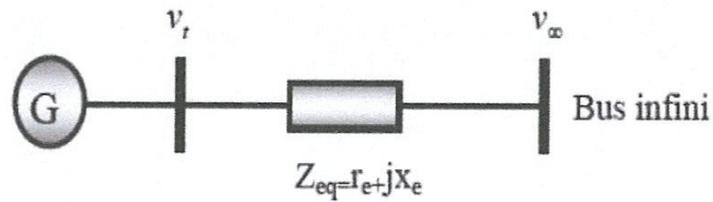


Figure.I.10 : Machine synchrone connectée à un nœud infini.

I.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisés les différents composants du réseau électrique à savoir : les lignes de transport qui modélisé avec un schéma π , les transformateurs et les transformateurs de réglage, les trois types des jeux de barre, les différents types de charges (statiques et dynamique) et les machines synchrones. Chaque élément dans le réseau électrique est à une influence sur la stabilité, c'est pour ça la modélisation des éléments de réseau est présentée premièrement dans ce chapitre, et dans le chapitre suivant on va présenter l'esprit de ce mémoire.

CHAPITRE II :
MÉTHODES
D'ANALYSE DE LA
STABILE DE LA
TENSION.

II.1. Introduction

Plusieurs événements d'effondrement de tension à travers le monde montrent que les réseaux électriques fonctionnent près de leurs limites de stabilité. Ce problème est d'autant plus aggravé par la libéralisation du marché de l'électricité. En conséquence les marges de stabilité de la tension sont assignées encore plus loin pour répondre aux besoins du marché.

Ce chapitre donne un aperçu général sur la stabilité de tension et ses outils d'analyse. Des notions générales sur la stabilité du réseau électrique se trouvent au début de ce chapitre. Dans une deuxième phase, les différentes définitions liées à la stabilité de tension de plusieurs organismes spécialisées ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension seront présentées. La dernière section de ce chapitre sera consacrée à une présentation relativement détaillée des différents outils d'analyse et d'évaluation de la stabilité statique de tension. Parmi ces outils d'analyse, la marge de stabilité de tension a donné de grandes performances en termes de précision des résultats obtenus dans l'évaluation de la stabilité de tension. De ce fait, la méthode de calcul de cette marge de stabilité de tension appelée écoulement de puissance en continu sera présentée d'une façon détaillée dans ce chapitre.

II.2. Stabilité des réseaux électriques

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [12]. Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classifier les types de la stabilité comme la figure II.1. [6]

II.2.1 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire est définie comme la capacité des générateurs synchrones d'un réseau à maintenir le synchronisme après avoir été soumis à une ou des perturbations. L'instabilité se traduit par des oscillations angulaires de certains générateurs menant à la perte de leur synchronisme avec les autres générateurs.

La stabilité angulaire est classifiée dans deux catégories : la stabilité des angles de rotor aux petites perturbations et la stabilité des angles de rotor aux grande perturbations, encore appelée stabilité transitoire. [13]

Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système. Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire. [6]

II.2.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. [6]

II.2.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoires)

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court-circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotorique et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles. [6]

II.2.2. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée. [6]

II.2.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations. [6]

II.2.3.1 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 telles que : une variation faible de la charge, de la production... etc.

II.2.3.2 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.

Dans ce mémoire, nous nous intéressons seulement à la stabilité de tension. Une étude détaillée sera présentée dans la section suivante :

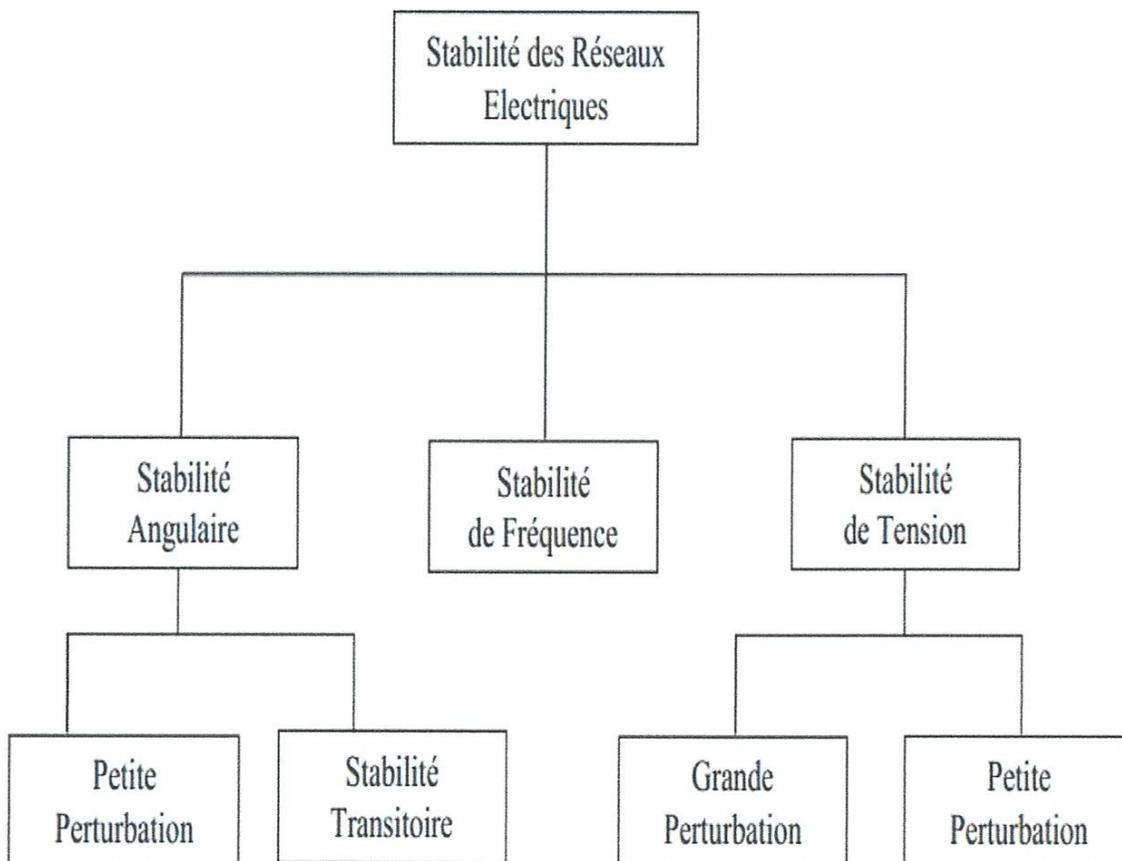


Figure II.1 : Classification des types de stabilité des réseaux électriques

II.3. Stabilité de tension

Dans les années précédentes, la stabilité angulaire a été le sujet préférentiel de beaucoup d'études et de recherches spécialement après la multiplication des réseaux interconnectés. Ces travaux ont contribué à l'émergence de nouvelles technologies qui ont considérablement contribué à l'atténuation des oscillations dues à l'instabilité angulaire. Cependant, sous l'influence des perturbations, le réseau électrique apparaît un autre type d'instabilité, qui est caractérisé par des chutes de tension en certaines zones, sans altérer systématiquement le synchronisme entre les générateurs. Ce phénomène est désigné sous le nom d'effondrement de tension. L'analyse des événements d'instabilité de tension, montre que les autres types d'instabilité peuvent se produire à différentes étapes d'un effondrement de tension.

L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément. Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature. [14]

Définitions CIGRE

- Un réseau électrique, à un état de fonctionnement donné, est stable du point de vue stabilité de tension aux petites perturbations, si les tensions près des charges sont identiques ou près de la valeur initiale (pré-perturbation) suite à une faible perturbation.
- Un réseau électrique à un état de fonctionnement donné et sujet à une perturbation, est de tension stable, si la tension près des charges est identique ou près de la valeur initiale de fonctionnement (pré-perturbation).
- Un réseau électrique subit un effondrement de tension si les tensions de post-perturbation sont au-dessus des limites acceptables. [14]

Définition IEEE

- 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. [14]

II.3.1. Causes d'instabilité de tension

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique. [2] 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 [15] ; 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. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante.

II.3.1.1 Production trop éloignée de la consommation

Dans la plupart du temps les sources d'énergie électrique se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension.

II.3.1.2 Manque local d'énergie réactive

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise [13]. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs [15]. La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique,

l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension.

Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la figure II.2.

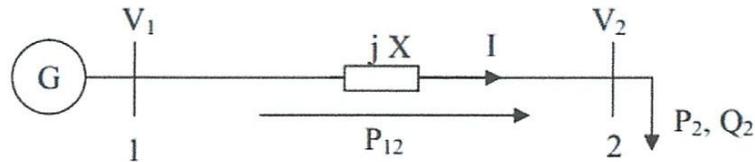


Figure II.2 : Réseau électrique à deux nœuds

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \quad (\text{II.1})$$

$$= V_2 \left[\frac{V_1 \sin \delta + jV_1 \cos \delta - V_2}{jX} \right]^*$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \left[\frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \right]$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.2})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (\text{II.3})$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.4})$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (\text{II.5})$$

Pour la puissance active au jeu de barre 2, l'équation (II.2) montre clairement que lorsque la puissance P_2 augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance δ afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquent, la puissance réactive Q_2 diminuera ou même reviendra négative à cause de la diminution du

$\cos\delta$. Autrement, l'équation (II.5) montre que la puissance réactive Q_1 augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement. On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés.

La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec $P=0$) ou des compensateurs statiques (FACTS).

II.3.1.3 Charge appelée trop importante

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies [16,17,18,19]. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

II.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. [14]

II.4.1. 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 terme 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. [14]

II.4.2. Analyse statique

L'analyse de la stabilité de la tension peut être effectuée en utilisant différentes méthodes. L'une des méthodes la plus utilisée consiste à déterminer le point de charge maximale en utilisant la courbe P-V ou la Courbe Q-V avec l'aide de calcul de l'écoulement de puissance.

Dans cette méthode, la distance entre le point de fonctionnement et le point de charge sont pris comme critère de stabilité.

L'analyse de stabilité de tension peut également être effectuée en utilisant la bifurcation comme critère de stabilité. La valeur singulière minimale ou valeur propre minimale aide à trouver le point de fonctionnement critique. Dans l'analyse modale le système est représenté en utilisant des vecteurs propres. Au point d'effondrement de la tension, les solutions des équations de l'écoulement de puissance connaissent un problème de convergence. Pour éviter ce problème de convergence, des indices de stabilité de tension sont proposés en se basant sur les équations e l'écoulement de puissance.

Ces indices donnent des informations telles que les jeux de barres critiques et les branches critiques.

II.4.3 Calcul de la marge de puissance réelle en utilisant la courbe P-V

Dans analyse de stabilité de tension, la relation entre la puissance transmise à la charge et la tension du jeu de barres de charge n'est pas faible. La variation de la puissance transférée d'un jeu de barres à un autre jeu de barres influe sur la tension des jeux de barres. Cela peut être étudié en utilisant la courbe P-V.

Pour un réseau, les jeux de barres de charge (PQ) sont identifiés pour tracer les courbes P-V. Le modèle de la charge est considéré comme une puissance réelle constante qui est représentée par l'équation II.6.

$$P = P_0(1 + \lambda K_L) \quad (\text{II.6})$$

Où :

P_0 : est la puissance réelle de base.

Λ : est le facteur de charge.

K_L : facteur d'incrémentement de la charge.

La solution des équations d'écoulement de puissance est considérée comme système de base.

Étapes de l'analyse de courbe P-V

1. Sélectionnez un jeu de barres de charge, faites varier la puissance réelle de la charge en utilisant le facteur de charge λ et on incrémente le facteur de charge k . On Garde le facteur de puissance comme constant.

2. Calcul de la solution de l'écoulement de pour la charge actuelle et enregistrer la tension du jeu de barres de charge.

3. Augmentez le facteur de charge par petite quantité et répétez l'étape 2 jusqu'à ce que la solution de l'écoulement de puissance ne convergence pas.

4. La courbe P-V est tracée en utilisant les tensions calculées du jeu de barres de charge pour des valeurs incrémentées de la charge. La marge réelle de puissance est la différence entre la charge de base et la charge maximale à laquelle l'effondrement de tension se produit.

Dans la courbe P-V représentée sur la figure II.3, il y a trois régions liées à la charge de puissance réelle P . Dans la première région jusqu'à la limite de charge, les équations de l'écoulement de puissance ont deux solutions pour chaque P dont l'un est une tension stable et l'autre est une tension instable. Si la charge est augmentée, les deux solutions se confondre pour P maximum. Si la charge est encore augmentée, les équations de l'écoulement de puissance n'ont pas de solutions.

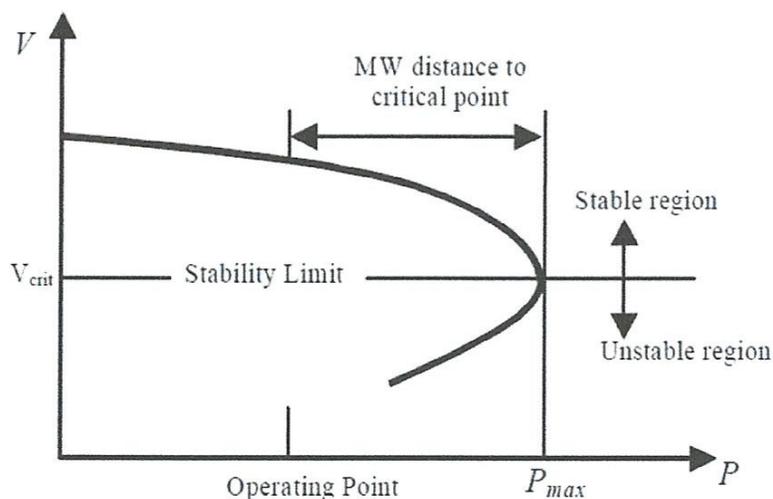


Figure II.3 : les trois régions liée a la charge.

II.4.4 Calcul de la marge de puissance réactive à l'aide de la courbe Q-V

Les courbes QV sont actuellement une méthode d'analyse nécessaire à la stabilité de la tension dans de nombreux bureaux d'études. Les courbes QV montrent la sensibilité et la variation de la tension du jeu de barre par rapport à des injections de puissance réactive. Elle détermine les (MVAR) et les marges de tension par rapport au point d'instabilité et permet de fournir des informations sur l'efficacité des sources de puissance réactive dans le contrôle de la tension dans les différentes parties du système.

Une courbe V-Q typique est représentée à la figure II.4.

Près du point d'effondrement de la courbe Q-V, les sensibilités deviennent très importantes puis inversent le signe. En outre, on peut voir que la courbe montre deux valeurs possibles de tension pour la même valeur de puissance. Le système d'énergie électrique fonctionnant à une tension plus faible nécessiterait courant très élevé pour produire l'énergie.

C'est pourquoi la partie inférieure de la courbe est classée en tant que région instable et système ne fonctionne pas dans cette région.

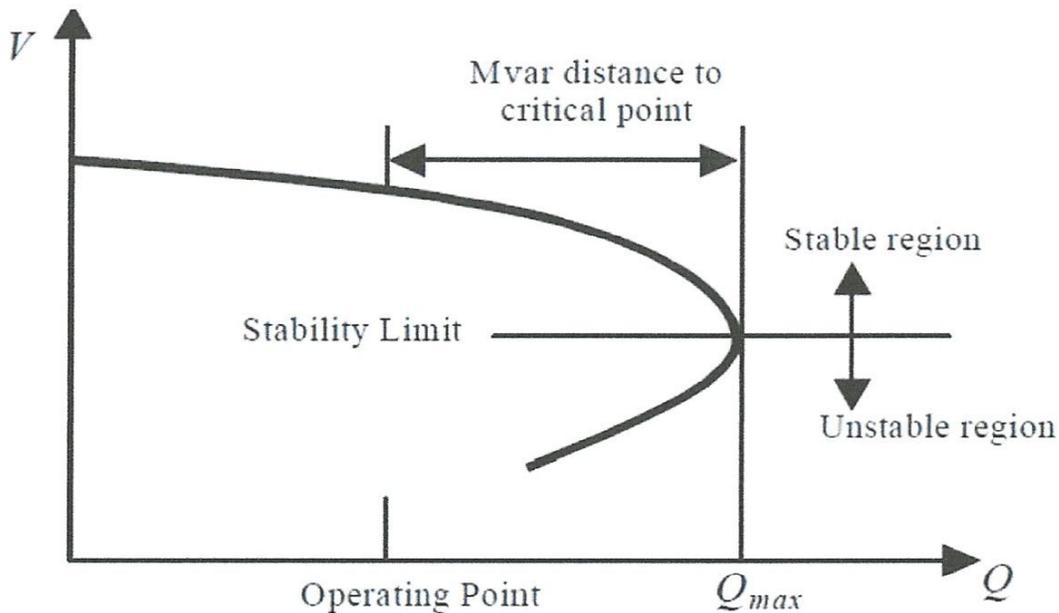


Figure II.4 : Une courbe V-Q typique.

Le modèle de charge de puissance réactive constante est donné par l'équation suivante :

$$Q = Q_0(1 + \lambda K_L) \quad (\text{II.7})$$

Où :

Q_0 : est la puissance réactive de charge de base.

λ : est le facteur de charge.

K_L : est le facteur d'incrémentement de la charge.

La solution du système d'équations d'écoulement de puissance est considérée comme un cas de base.

Étapes de l'analyse de courbe Q-V

1. Sélectionnez un jeu de barres de charge, faites varier la puissance réactive en utilisant le facteur de charge λ et le facteur d'incrémentement K_L . Gardez la puissance réelle de la charge constante.

2. La puissance réactive fournie par chaque générateur doit être ajuster.

3. Faire la solution de l'écoulement de puissance pour les conditions actuelles de charge et enregistrer les valeurs de la tension du jeu de barres de charge.

4. Augmentez le facteur de demande de charge λ par petite quantité et répétez l'étape 3 jusqu'à ce que la solution du système des équations de l'écoulement de puissance ne convergence pas.

5. La courbe Q-V est tracée en utilisant les tensions du jeu de barres de charge calculées pour les valeurs de charge incrémentées.

6. La marge de puissance réactive est la différence entre la charge à laquelle l'effondrement de tension se produit et la charge de base.

II.4.5 Inconvénients des courbes P-V et des courbes Q-V

Bien que les deux méthodes sont largement utilisées comme indice pour déterminer la proximité de l'effondrement de la tension, mais ils ont peu d'inconvénients.

- Dans les deux méthodes, un seul jeu de barres est pris en compte pour la variation de charge. Donc il n'y a pas d'informations sur les jeux de barres critiques, l'écoulement de puissance doit être fait pour plusieurs jeux de barres ce qui prend beaucoup de temps.

- Lorsque le système d'énergie électrique approche du point critique, un problème de convergence se produit en résolvant les équations de flux de puissance.

- Ces méthodes ne donnent pas d'informations utiles sur les causes de l'instabilité de la tension.

II.4.6 Méthode de valeur singulière minimale

La méthode de la valeur singulière minimale est proposée en tant qu'indice de la proximité de point d'effondrement de tension par Thomas et Lof [15]. Cette méthode est basée sur la matrice jacobéenne JR du système énergétique. Dans cette méthode, le déterminant de JR est calculé jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur minimale en augmentant la charge sur le système. Cela ne donnera que la proximité de l'effondrement de la tension mais ne fournit pas de causes spécifiques d'instabilité de la tension telles que les lignes critiques et les générateurs atteignent les limites réactives. Comme le système présente un comportement non linéaire du point de fonctionnement stable à la limite de bifurcation, il ne peut pas donner une mesure linéaire ou absolue au point d'effondrement de la tension.

II.4.7. Ecoulement de puissance en continu (Continuation Power Flow)

L'une des méthodes simples de calcul de la marge de charge est le calcul d'écoulement de puissance à chaque incrémentation de la charge, jusqu'à la divergence du programme. Malheureusement cette méthode fournit des résultats non précis à cause de singularité ou de mauvais conditionnement de la matrice Jacobéenne autour du point d'effondrement [16]. En plus, cette méthode classique ne trace pas la partie inférieure de la courbe de tension qui est utilisée par d'autres méthodes d'analyse [16]. La proposent une méthode efficace nommée Ecoulement de Puissance en Continu (CPF : Continuation Power Flow) afin d'éviter la singularité de la matrice Jacobéenne près du point d'effondrement. L'algorithme est basé sur une reformulation légère des équations d'écoulement de puissance et l'application d'une méthode de para métrisation locale [17]. Durant l'application de cette méthode, la matrice Jacobéenne reste bien conditionnée même autour du point d'effondrement [17].

L'avantage de l'écoulement de puissance en continu réside, non seulement dans sa capacité de trouver le point critique d'effondrement de tension mais aussi la détermination du

tracer de la courbe PV complète (partie supérieure et inférieure) d'une façon exacte. Ses caractéristiques intéressantes amènent plusieurs compagnies de production d'énergie électrique à utiliser cette méthode comme pourvoyeur d'un indice efficace d'évaluation de la proximité du système du point d'effondrement [18].

L'écoulement de puissance en continu se base sur la méthode Préviation-correction afin de résoudre le problème d'écoulement de puissance avec un bon conditionnement de la matrice jacobéenne. Dans cette méthode, l'incrémentation de la charge est considérée comme une nouvelle variable du problème d'écoulement de puissance [17]. La figure II.5, illustre le principe de base de l'écoulement de puissance en continu. D'après la figure on peut remarquer que la méthode démarre par une solution de base (solution initiale du programme d'écoulement de puissance classique), puis elle estime la prochaine solution correspondant à une valeur différente de la charge [17]. La solution estimée est alors corrigée en utilisant la méthode classique de Newton-Raphson en la considérant comme solution initiale du programme d'écoulement de puissance conventionnel [17].

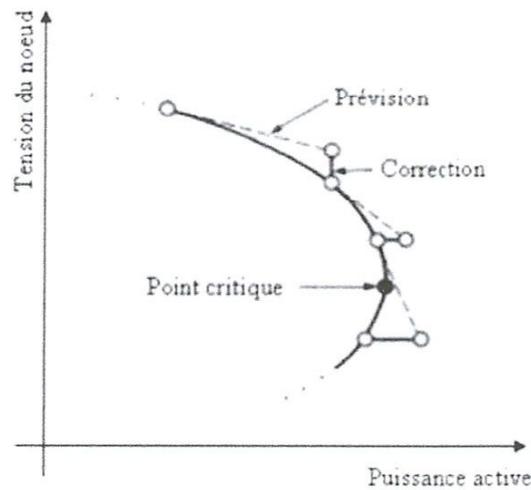


Figure II.5 : Principe d'écoulement de puissance en continu.

Comme nous avons mentionné précédemment, l'écoulement de puissance en continu se base sur une nouvelle formulation du problème d'écoulement de puissance classique. En plus des variables d'état standard (amplitudes et angles de la tension), la charge est considérée comme une nouvelle entrée dans le calcul. L'équation (II.8) représente la nouvelle formulation du problème d'écoulement de puissance.

$$F(\delta, V, \lambda) = 0, \quad 0 \leq \lambda \leq \lambda_{critique} \quad (II.8)$$

Où :

δ : Représente le vecteur des angles des tensions nodales.

V : Est le vecteur des amplitudes des tensions nodales.

λ : Représente le facteur de la charge.

Ainsi, la dimension de F devient $2n_1 + n_2 + 1$, tel que n_1 représente de nombre de nœuds PQ et n_2 représente le nombre de nœuds PV . La solution de base $(\delta_0, V_0, \lambda_0)$ est connue en utilisant l'écoulement de puissance conventionnel, dans ce cas $\lambda_0 = 0$ (cas de base).

II.4.7.1. Prévion de la nouvelle solution

Une fois la solution de base trouvée ($\lambda_0 = 0$), une prévion de la prochaine solution peut être faite par la tangente à la solution de base. Ainsi, la première tâche dans le processus de prévion consiste à calculer le vecteur tangent. La dérivée des deux parties de l'équation (II.8) donne :

$$d[F(\delta, V, \lambda)] = F_\delta d\delta + F_V dV + F_\lambda = 0 \quad (\text{II.9})$$

La factorisation de (II.9) donne :

$$[F_\delta \quad F_V \quad F_\lambda] \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{II.10})$$

Le côté gauche de l'équation (II.10) est une matrice des dérivées partielles multipliée par un vecteur tangent qui représente l'estimation de la nouvelle solution. Il est clair que la dimension de la matrice Jacobéenne est augmentée par une colonne. Quand (F_λ) a été inséré dans les équations d'écoulement de puissance, le nombre d'équations est demeuré sans changement. L'ajout d'une nouvelle équation s'avère donc nécessaire.

Ce problème peut être résolu en choisissant une grandeur différente de zéro pour un des composants du vecteur tangent. En d'autres termes, si t est employé pour désigner le vecteur tangent :

$$t = \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix}, \quad t_k = \pm 1 \quad (\text{II.11})$$

Donc on trouve l'équation :

$$\begin{bmatrix} F_\delta & F_V & F_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \\ \\ t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II.12})$$

Où :

e_k est un vecteur ligne de telle façon que tous ses éléments soient égaux à zéro sauf le k^{th} élément égal 1. Une fois le vecteur tangent trouvé par la résolution de (II.12), la prévision peut être faite comme suit :

$$\begin{bmatrix} \delta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

Où :

« * » : désigne la solution prédite pour une valeur de λ .

σ : représente le pas de calcul choisi de sorte que la solution prédite reste dans le rayon de convergence du correcteur. Une amplitude constante de σ peut être utilisée dans tout le processus de calcul [17].

II.4.7.2. Correction de la solution

Après la prévision de la nouvelle solution, une méthode de correction de cette dernière est nécessaire. En plus, chaque technique fait appel à une méthode de para métrisation afin de désigner l'incrément dans la charge λ . Dans notre cas, on utilise une para métrisation locale [17] :

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix}, \quad x \in \mathbb{R}^{2n_1+n_2+1} \quad (\text{II.14})$$

Et aussi,

$$x_k = \eta \quad (\text{II.15})$$

Où η est la valeur appropriée de x_k nommée le paramètre continu. Le nouveau système d'équations serait :

$$\begin{bmatrix} F(\mathbf{x}) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (\text{II.16})$$

Une fois la valeur appropriée η choisie, on applique la méthode de Newton-Raphson de telle sorte que la solution présumée soit considérée comme une valeur initiale du problème d'écoulement de puissance. Mais la question qui se pose est comment choisir x_k (le paramètre continu) ?

II.4.7.3. Choix du paramètre continu

Il y a plusieurs techniques utilisées pour optimiser le choix du paramètre continu x_k . Mathématiquement, il correspond à la variable d'état qui a la plus grande valeur dans le vecteur tangent. Plus simplement, ceci correspondrait à la variable d'état qui a le plus grand taux de variation près de la solution donnée [17]. Dans le cas des réseaux électriques, le paramètre de charge λ est probablement le meilleur choix lorsque on commence par la solution de base. C'est particulièrement vrai dans le cas des niveaux de charge relativement faibles. Dans ce cas, les grandeurs tensions et déphasages demeurent assez constantes lors des variations de charge. Par contre, une fois que la charge augmente autour du point critique, les grandeurs et les angles de tension changent d'une façon remarquable et λ serait alors un mauvais choix pour le paramètre continu puisqu'il a connu une petite variation par rapport aux autres variables d'état. Pour cette raison, le choix du paramètre continu x_k devrait être réévalué à chaque étape. Une fois le choix effectué pour la première étape, une bonne manière de choisir x_k est d'utiliser l'équation suivante :

$$x_k: |t_k| = \max\{|t_1|, |t_2|, |t_3|, \dots, |t_m|\} \quad (\text{II.17})$$

Où, t est le vecteur tangent de dimension $m = 2n_1 + n_2 + 1$. Noter que x_k porte le même signe que l'élément t_k du vecteur tangent.

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur la stabilité de tension d'un réseau électrique. Le problème d'instabilité de tension peut être favorisé par plusieurs paramètres à savoir : manque local de la puissance réactive, production trop éloignée de la consommation, ou le cas d'une charge demandée très élevée.

Une analyse efficace de la stabilité de tension reste la solution appropriée pour s'éloigner du point d'effondrement. Dans ce mémoire, nous avons présenté les deux types d'analyse qui existent, à savoir, l'analyse statique et l'analyse dynamique. Puis nous avons focalisé notre étude sur l'analyse statique de la stabilité de tension. Les indices d'évaluation de la stabilité de tension sont présentés : la valeur minimale singulière et la marge de stabilité de tension (la marge de puissance réelle en utilisant la courbe P-V et la marge de puissance réactive à l'aide de la courbe Q-V).

Le calcul de la marge de stabilité de tension n'est pas aisé, car l'utilisation du programme d'écoulement de puissance classique ne fournit pas des résultats précis, spécialement autour du point d'effondrement de tension. Cette imprécision dans les résultats est due au problème de singularité de la matrice Jacobéenne qui provoque la convergence du programme de calcul. Pour résoudre ce problème, la méthode d'écoulement de puissance en continu (CPF) est proposée pour vaincre la singularité et le non conditionnement de la matrice Jacobéenne.

CHAPITRE III :

ETUDE D'UN RÉSEAU.

III.1. Introduction

Le gestionnaire de réseau de transport d'électricité (GRT) doit compenser en permanence la consommation et les pertes de puissances active et réactive à l'aide de moyens de production et de compensation, cette mission étant souvent assurée au moyen d'un contrôle hiérarchisé de la fréquence et de la tension. Tel qu'il est défini dans, le réglage tertiaire de la tension consiste ainsi en une optimisation des variables de contrôle du GRT :

- Tension de consigne des alternateurs ou des compensateurs
- Prise des transformateurs et déphasage des transformateurs déphaseurs

Cette optimisation est en général multi objectifs et vise à minimiser les couts d'exploitation et à maximiser les marges de sécurité du système. Le critère de sécurité apparait souvent sous forme de contrainte, mais reste difficile à quantifier. De nombreux incidents dus à une perte de stabilité en tension sont ainsi venus rappeler que cette notion est difficile à maîtriser. Afin de garantir la sécurité d'alimentation des demandes, on cherche donc en général à déterminer le niveau de demande au-delà duquel le système électrique ne peut satisfaire une nouvelle augmentation de la demande. Cet état critique est communément appelé « point d'écroulement ».

Différents outils d'estimation de la stabilité en tension proposent une évaluation globale de la distance au point d'écroulement. Cela correspond à une évaluation de la différence entre le niveau de demande un état statique donné (injection et demandes connues, variables de contrôle fixées) et le niveau de demande au point d'écroulement.

Cet indicateur permet par exemple d'effectuer un réglage tertiaire qui maximise la stabilité en tension, mais son caractère global limite son efficacité dans le cas de réseau comptant plusieurs zones vulnérables.

Nous proposons donc un indicateur local indiquant la marge statique de chaque bus du système par rapport à un niveau critique lié au point d'écroulement.

III.2. Concepts de base liés à la stabilité de tension

Les problèmes de stabilité de tension se produisent normalement dans les systèmes fortement soumis à une contrainte. Tandis que la perturbation menant à l'effondrement de tension peut être lancée par une variété de causes, le problème fondamental est une faiblesse inhérente dans le système d'alimentation.

En plus de la force des niveaux de transfert de réseau et de puissance de transmission, les principaux facteurs contribuant à l'effondrement de tension sont les limites de commande réactives du générateur puissance/tension, des caractéristiques de charge, des caractéristiques des dispositifs réactifs de compensation, et l'action des dispositifs de commande de tension tels que des commutateurs des transformateurs de réglage en charge.

Cette section illustre les concepts de base liés à l'instabilité de tension, premièrement on commence par les caractéristiques du système par l'influence des générateurs, des charges, et des dispositifs de compensation de puissance réactive.

III.3. Stabilité de tension pour un système à deux jeux de barres

L'équation de flux de charge d'un réseau de transmission de base sans compensation comme le montre la figure III.1 est donné par :

$$S = VI^*$$

Où

$$I = \frac{E-V}{X}$$

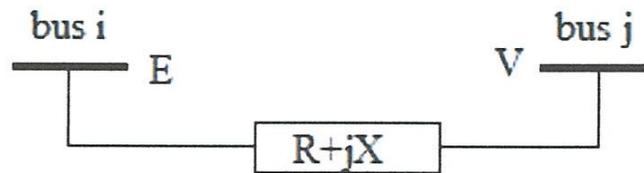


Figure.III.1 : Un modèle de système de transmission de base non compensé.

Qui peut être représenté comme :

$$S = \frac{VE^*}{Z^*} - \frac{VV^*}{Z^*} \quad (\text{III.1})$$

Prendre V comme vecteur de référence, rendements de simplification :

$$S = \frac{EV}{X} \sin \delta - j \left(\frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \right) \quad (\text{III.2})$$

L'expression (III.2) donne l'expression bien connue pour la puissance active et la puissance réactive d'un réseau de transmission sans perte aux jeux de barres de charge comme suite :

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \delta \quad (\text{III.3})$$

Et

$$Q = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (\text{III.4})$$

L'élimination des résultats δ dans l'équation de la tension d'extrémité réceptrice en régime permanent du système représenté par :

$$V^4 = V^2(2QX - E^2) + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (\text{III.5})$$

L'équation (III.5) est une équation quadratique en V^2 , la solution étant :

$$V^2 = \left[\frac{-2QX + E^2}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2)} \right] \quad (\text{III.6})$$

Puisque la valeur imaginaire de V ne porte aucune signification physique, la racine réelle positive donnée par l'équation (III.6) a seulement été considéré ; Ainsi :

$$V = \left[\frac{-2QX + E^2}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2)} \right]^{1/2} \quad (\text{III.7})$$

Pour plus de commodité, le facteur de puissance de l'unité est supposé au jeu de barre de réception et l'expression (III.7) devient :

$$V = \left[\frac{1}{2} E^2 \pm \frac{1}{2} \sqrt{E^4 - 4X^2 P^2} \right]^{1/2} \quad (\text{III.8})$$

L'équation (III.8) signifie que la tension d'extrémité de réception dans un système de transmission non compensé est une fonction de la tension d'émission (E), réactance de système (X) et puissances actives et réactives de réception (P, Q). Considérant le modèle de ligne de transmission le plus simple avec contrôle de la tension à l'extrémité émettrice seulement, i.e. Pour $E = 1.00 \text{ p. u.}$ (constant), l'équation (III.8) réduit à :

$$V = \left[\frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - 4X^2 P^2} \right]^{1/2} \quad (\text{III.9})$$

Les deux racines réelles de V sont égales lorsque l'expression sous le signe radical est nulle, quand :

$$X = \frac{1}{2P} = X_{crit} \quad (\text{III.10})$$

Donc de l'équation (III.10) :

$$V = \left[\frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - \left(\frac{X}{X_{crit}} \right)^2} \right]^{1/2} \quad (\text{III.11})$$

Avec $X < X_{crit}$, l'expression sous le signe radical est toujours réel et pour $X > X_{crit}$ les racines sont imaginaires sans porter de signification physique.

Il a été proposé de définir la valeur de V avec $X = X_{crit}$ en équation (III.9) où (III.11) comme tension critique de réception (V_{crit}) et est donné par : $V_{crit} = 0.707 \text{ p. u}$ pour un système de transmission sans perte non compensé opérant à UPF.

On peut donc en déduire que la valeur critique de la tension de réception V_{crit} est obtenu lorsque la réactance du système est égale à la réactance critique du système ($X = X_{crit}$).

Cet état représente la limite de stabilité de tension du système de transmission de puissance de base sans perte. Mathématiquement, la limite de stabilité de tension est obtenue lorsque les deux racines réelles de l'équation de tension du système convergent vers un point particulier et la jacobine de l'équation de flux de charge devient singulier.

Conceptuellement, la limite de stabilité de tension peut être définie comme l'étape limite dans un système d'alimentation au-delà duquel aucune quantité d'injection de puissance réactive n'élèvera la tension du système à son état nominal. La tension du système ne peut être ajustée que par injection de puissance réactive jusqu'à ce que la stabilité de la tension du système soit maintenue.

III.4. Caractéristiques du système de transmission

Les caractéristiques d'intérêt sont les relations entre la puissance transmise (P), la tension (V), et la puissance réactive injecté (Q). Ces caractéristiques sont montrés pour un système radial simple.

Exemple 1 :

pour un système simple la figure III.2, trouver l'expression pour $P = f(V)$, pour un facteur de puissance de l'unité, déterminer la puissance maximale et la tension à la puissance maximale (la tension critique). Normaliser les variables en fonction de la puissance de court-circuit $\frac{E^2}{X}$ avec :

$$p = \frac{PX}{E^2}, \quad q = \frac{QX}{E^2}, \quad \text{et} \quad v = \frac{V}{E}.$$

Solution :

Les équations (III.3) et (III.4) sont réécrites comme suite :

$$P = \frac{EV}{X} \sin \delta, \quad p = v \sin \delta$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X}, \quad q = v \cos \delta - v^2$$

En utilisant l'identité trigonométrique :

$$v^2 \sin^2 \delta + v^2 \cos^2 \delta = v^2$$

Donc :

$$p = \sqrt{v^2 - v^2 \cos^2 \delta} \tag{III.12}$$

Où $p = \sqrt{v^2 - (q + v^2)^2}$

Au facteur de puissance de l'unité, $p = \sqrt{v^2 - v^4}$; prendre la dérivée et la mettre égale à zéro, nous obtenons la tension critique et la puissance maximale.

$$\frac{dp}{dv} = \frac{1}{2} (v^2 - v^4)^{-1/2} (2v - 4v^3) = 0, 2v^2 = 1 \tag{III.13}$$

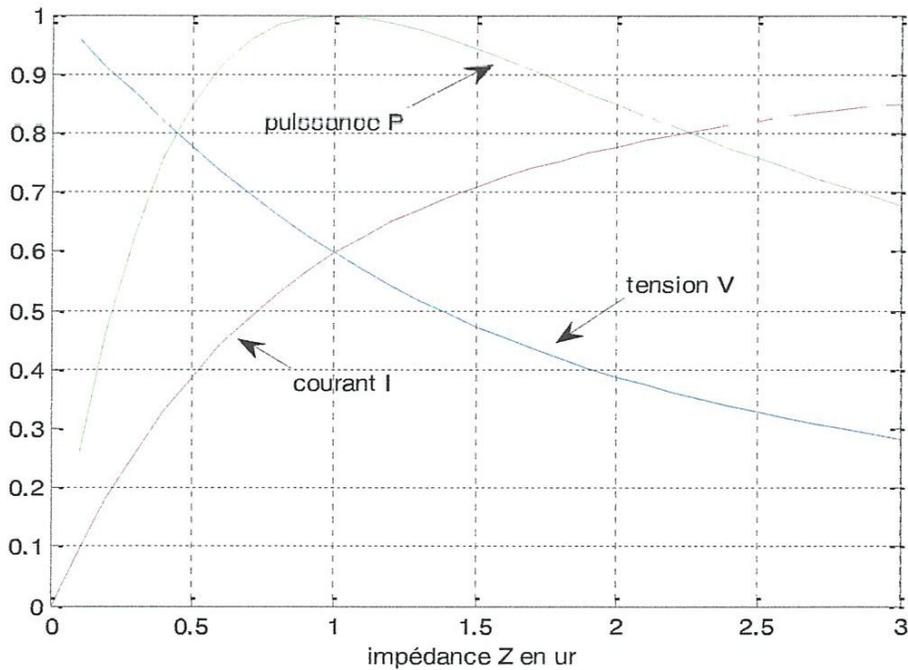
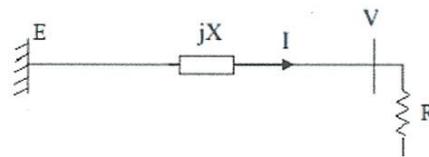


Figure.III.2 : caractéristique d'un système radial simple (courant, tension et puissance en fonction de la charge).

$$\frac{I}{I_{cc}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (R/X)^2}}$$

$$\frac{P}{P_{max}} = \frac{R/X}{0.5[1 + (R/X)^2]}$$

$$\frac{V}{E} = \frac{R/X}{\sqrt{1 + (R/X)^2}}$$

Les relations de tension, de courant et de puissance pour le réseau de résistance et de réactance.

$I_{cc} = E/X$: Est le courant de court-circuit.

P_{max} et V_{crit} sont calculés.

$$v_{crit} = 1/\sqrt{2} = 0.707$$

et

$$p_{max} = \sqrt{1/2 - 1/4} = 0.5$$

Aussi, à la puissance maximale :

$$\delta = \sin^{-1}(p_{max}/v_{crit}) = 45^0$$

Pour le cas de la charge résistive, on peut vérifier que la puissance maximale se produit lorsque la résistance de charge R est égale à la réactance source X.

$$P_{max} = \frac{p_{max}E^2}{X} = \frac{0.5(\sqrt{2}V_{crit})^2}{X} = \frac{V_{crit}^2}{X} = \frac{V^2}{X} \quad (\text{III.14})$$

III.4.1. Méthode de la courbe P-V

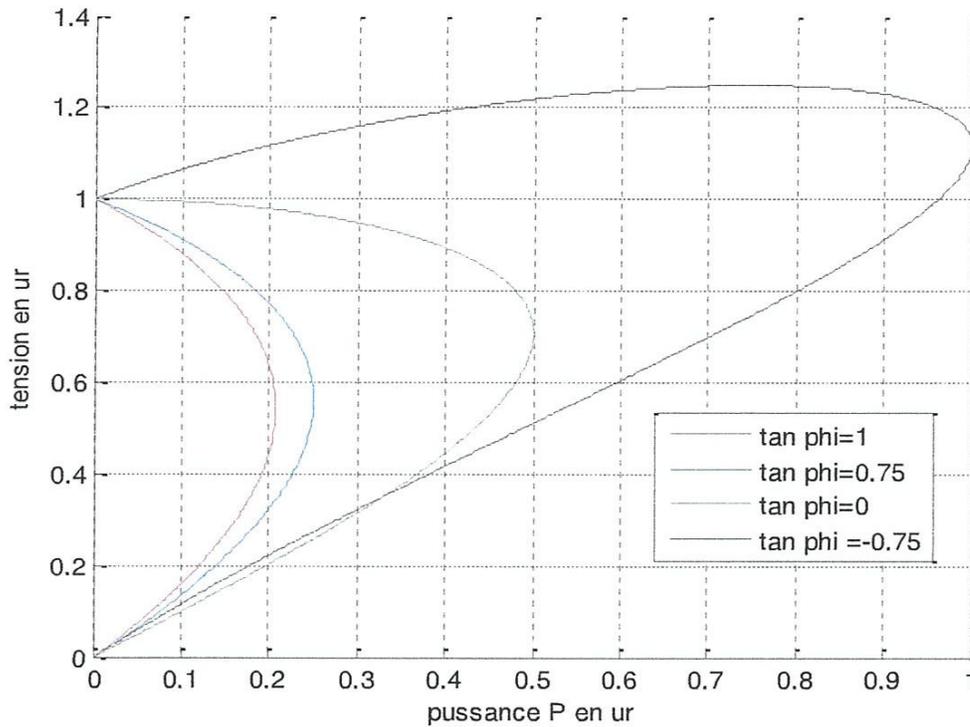


Figure III.3 : courbes de la tension pour différents facteurs de puissance

Au point maximum de puissance la limite à l'intérieur de la racine carrée dans l'équation III.6 est zéro. Dans cette condition, nous pouvons montrer :

$$P_{max} = \frac{\cos \phi}{2(1 + \sin \phi)} \quad (\text{III.15})$$

$$v_{crit} = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (\text{III.16})$$

Au facteur de puissance d'unité $\phi = 0^0$;

$$p_{max} = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$v_{crit} = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0.707$$

Le rapport entre \emptyset et φ à l'état maximum de puissance peut être dérivé comme suite.
 Nous savons :

$$\cos^2 \emptyset = 1 - \sin^2 \emptyset \tag{III.17}$$

De l'équation III.3 à la puissance maximum conditions :

$$\sin \delta = -p_{max}/v_{crit}$$

Substitution du $\sin \theta$ dans l'équation avec le p_{max} frome l'équation et de v_{crit} frome l'équation III.16 :

$$\cos \emptyset = \sqrt{1 + \sin \emptyset} = \frac{1}{2v_{crit}} \tag{III.18}$$

Tableau III.1 : différentes valeurs de points critiques.

P_{crit}	V_{crit}	q	\emptyset	δ
0.5	0.707	0	0	45
0.288	0.577	0.166	30	30
0.207	0.541	0.207	45	22.49
0.1339	0.5175	0.232	60	15
0	0.5	-0.25	90	0
0.866	1	-0.5	-30	60
1.206	1.306	-1.206	-45	67.48
1.86	1.93	-3.22	60	75
.

III.4.2. Méthode de la courbe V-Q

Semblable aux courbes PV on peut également obtenir des courbes QV. Pour chaque courbe de PV le facteur de puissance est constant, tandis que pour chaque courbe de QV le P est maintenue constante.

$$V^2 = \frac{-(2q-1) \mp \sqrt{(2q-1)^2 - 4(p^2 + q^2)}}{2} \quad (\text{III.19})$$

Si nous maintenons p constant dans l'équation III.19, puis pour chaque p la relation entre q et v est montré dans la figure III.4.

Nous pouvons obtenir q_{crit} en égalisant la limite à l'intérieur du signe de racine carrée zéro équation III.19 puis :

$$q_{crit} = \frac{1}{4} - p^2 \quad (\text{III.20})$$

Et

$$V_{crit} = \sqrt{\frac{1}{2}(1 - 2q_{crit})} \quad (\text{III.21})$$

À $p=0$:

$$q_{crit} = 0.25$$

$$V_{crit} = 0.5$$

Semblable aux courbes PV on peut produire les courbes QV pour un P donné dans cette expression, nous avons assumé q positive pour la puissance réactive inductive. Cependant, si nous assumons q en tant que négative pour la puissance réactive inductive, alors la courbe QV peut être montrée dans la figure III.4.

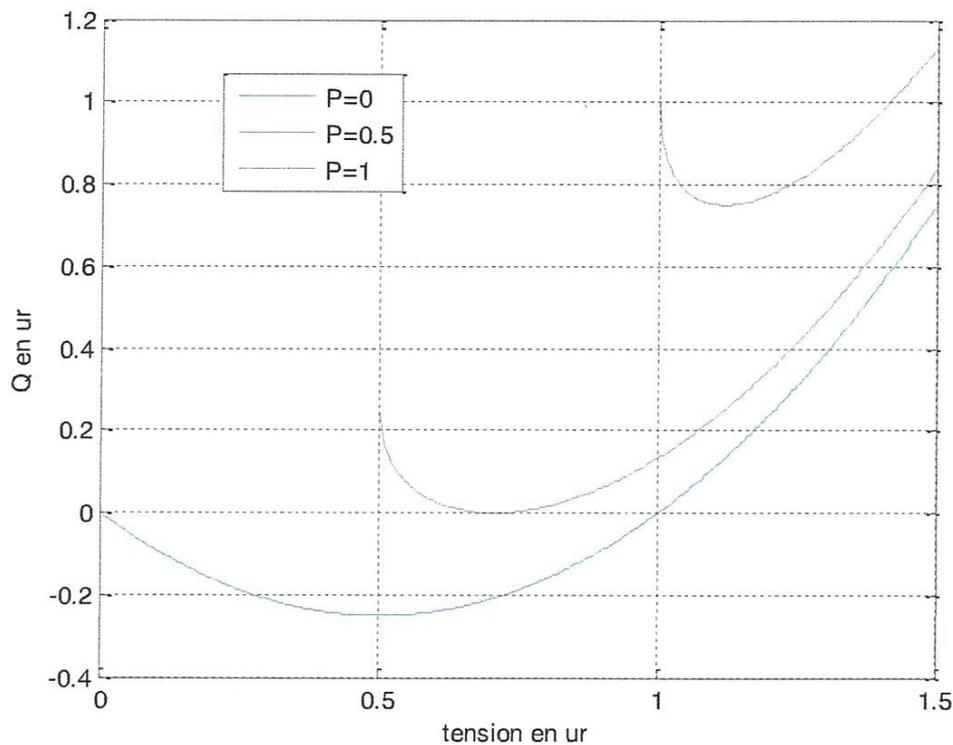


Figure III.4 : Rapport entre la tension et la puissance réactive.

III.4.3. Interprétation courbes PV et QV

III.4.3.1. Courbes PV

Comme montré avant les courbes PV est obtenu à partir de l'équation III.5 ces courbes sont montrées dans figure III.3. Chaque courbe correspond à a facteur de puissance particulier.

Il y a une puissance transmissible maximum. Pour n'importe quelle valeur indiquée de "p" la sont deux tensions possibles (une tension plus élevée avec un courant plus bas et une tension plus basse avec un courant plus élevé).

L'état normal correspond à la solution de la haute tension.

Avec la compensation de condensateur la puissance maximale augmente, alors que la tension critique correspondants augmente aussi. De la figure III.3, on peut voir qu'une ligne fortement compensée, les tensions normales deviennent des tensions critique.

III.4.3.2. Courbes QV

Ces courbes donnent la relation entre q et v pour une puissance réelle P donnée. On détermine la puissance réactive fournie au jeu de barres pour maintenir une certaine tension. Par exemple dans figure III.4, dans la courbe de $p=0.5$ pour maintenir la tension à 1.0 p.u., une puissance réactive capacitive $q=0.13$ p.u est nécessaire. Si cette injection de puissance réactive est perdue, la tension sera diminuée à 0.707 p.u. d'où la valeur critique ($Q=0$ pour $P=0.5$).

Pour $p=0.5$ il n'y a aucune solution si l'injection nette de la puissance réactive est inductive et ceci peut avoir comme conséquence l'instabilité de tension. Pour les jeux de barres critiques, des courbes de QV peuvent être produites par la répartition de puissance.

III.5. Lignes à grande distances

Les paramètres d'une ligne de transmission sont des paramètres distribués ; c'est-à-dire, les effets représentés par les paramètres sont distribués dans toute la longueur de la ligne.

Si la ligne est assumée transposée, on peut analyser la ligne par phase. La figure III.5 montre le rapport entre le courant et la tension le long d'une phase de la ligne en termes de paramètres distribués, avec :

$z = R + j \omega L$: impédance de série par unité longueur/phase.

$y = G + j \omega C$: longueur de la ligne.

Les tensions et les courant sont montrés par des quantités temporelles.

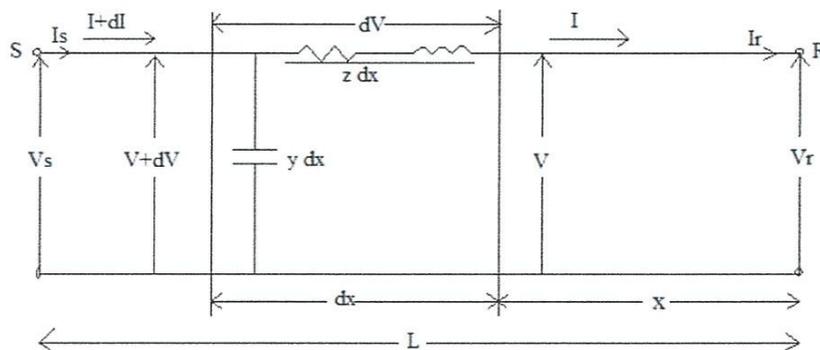


Figure III.5: la tension et courant pour ligne de paramètres distribués.

On considère une section différentielle de longueur d_x à une distance x de la fin. La tension différentielle à travers la longueur élémentaire est donnée près :

$$d\bar{v} = \bar{I}(zdx) \quad (III.22)$$

Par conséquent,

$$\frac{d\bar{v}}{dx} = \bar{I}Z \quad (III.23)$$

Le courant dans l'admittance shunt est :

$$d\bar{I} = \bar{V}(ydx) \quad (III.24)$$

Par conséquent,

$$\frac{d\bar{I}}{dx} = \bar{V}y \quad (III.25)$$

Différenciant les équations III.23 et III.25 par rapport à x , nous obtenons

$$\frac{d^2\bar{v}}{dx^2} = Z \frac{d\bar{I}}{dx} = yZ\bar{V} \quad (III.26)$$

Et

$$\frac{d^2\bar{I}}{dx^2} = y \frac{d\bar{V}}{dx} = yZ\bar{I} \quad (III.27)$$

Nous établirons les conditions limites en supposant que la tension V_R et I_R courant sont connues à l'extrémité de réception ($x = 0$). La solution générale des équations III.26 et III.27 pour la tension et le courant à une distance X de l'extrémité de réception est :

$$\bar{V} = \frac{\bar{V}_R + Z_C \bar{I}_R}{2} e^{yx} + \frac{\bar{V}_R + Z_C \bar{I}_R}{2} e^{-yx} \quad (III.28)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_R / Z_C + \bar{I}_R}{2} e^{yx} + \frac{\bar{V}_R / Z_C - \bar{I}_R}{2} e^{-yx} \quad (III.29)$$

Où

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{y}} \quad (III.30)$$

La constante Z_C s'appelle l'impédance caractéristique

$$\gamma = \sqrt{yZ} = \alpha + j\beta \quad (\text{III.31})$$

Tel que γ s'appelle la constante de propagation.

Les constantes γ et Z_C sont des quantités complexes. La partie réelle de la constante de propagation γ s'appelle la constante d'atténuation α et la partie imaginaire la constante de phase β . Ainsi le terme exponentielle $e^{\gamma x}$ peut être exprimée comme suit :

$$e^{\gamma x} = e^{(\alpha+j\beta)x} = e^{\alpha x} (\cos \beta x + j \sin \beta x) \quad (\text{III.32})$$

Par conséquent, la première limite dans l'équation III.28 augmente dans la grandeur et avance dans la phase à mesure que la distance de l'extrémité de réception augment. Cette limite s'appelle la tension d'incident.

Augmenté de la deuxième limite exponentielle est :

$$e^{-\gamma x} = e^{-\alpha x} (\cos \beta x - j \sin \beta x) \quad (\text{III.33})$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{j\omega C}} \simeq \sqrt{\frac{L}{C}} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L}\right) \quad (\text{III.34})$$

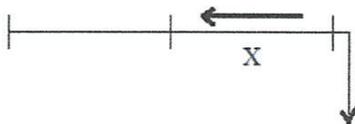
$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)j\omega C} \simeq j\omega\sqrt{LC} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L}\right) \quad (\text{III.35})$$

Pour une ligne sans pertes, les équations III.28 et III.29 se simplifient à :

$$\bar{V} = \bar{V}_R \cos \beta x + jZ_C \bar{I}_R \sin \beta x \quad (\text{III.36})$$

$$\bar{I} = \bar{I}_R \cos \beta x + j(\bar{V}_R/Z_C) \sin \beta x \quad (\text{III.37})$$

Pour une ligne sans pertes, le courant et la tension à n'importe quel point, sont donnés par les expressions :



$$V_x = V_2 \cos \beta_0 x + j\sqrt{3} Z_C I_2 \sin \beta_0 x \quad (\text{III.38})$$

$$I_x = I_2 \cos \beta_0 x + j\sqrt{3} \frac{V_2}{\sqrt{3}Z_C} \sin \beta_0 x \quad (\text{III.39})$$

D'où la tension à l'entrée d'une ligne (mono phase)

Donc :

$$V_1 = V_2 \cos \beta_0 l + j Z_C I_2 \sin \beta_0 l \quad (\text{III.40})$$

En pose que : $\theta = \beta_0 l$

Alors :

$$V_1 = V_2 \cos \theta + j Z_C I_2 \sin \theta \quad (\text{III.41})$$

D'autre part :

$$I_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\overline{V_2}} \quad (\text{III.42})$$

Donc :

$$V_1 = V_2 \cos \theta + j Z_C \sin \theta \frac{P_2 - jQ_2}{\overline{V_2}} \quad (\text{III.43})$$

Sachant que

$$\dot{V}_2 = V_2$$

$$\dot{V}_1 = V_1$$

$$V_1 = (\cos \beta + j \sin \beta) = V_2 \cos \theta + Z_C \frac{Q_2}{V_2} + j Z_C \frac{P_2}{V_2} \sin \theta \quad (\text{III.44})$$

Donc

$$\begin{cases} V_1 \cos \beta = V_2 \cos \theta + Z_C \frac{Q_2}{V_2} \sin \theta \\ V_1 \sin \delta = Z_C \frac{P_2}{V_2} \sin \theta \end{cases} \quad (\text{III.45})$$

En élevant au carré et sommer les deux équations et relativisée par rapport à V_2 et

$$P_C = \frac{V_1^2}{Z_C}$$

On a :

$$V_1^2 \cos^2 \theta V_2^4 + (2Q_2 \cos \theta \sin \theta - 1)V_2^2 + (P^2 + Q_2^2) \sin^2 \theta = 0$$

(III.46)

On a :

$$Q_2 = P \tan \varphi$$

Donc :

$$V_1^2 \cos^2 \theta V_2^4 + (2P \tan \varphi \cos \theta \sin \theta - 1)V_2^2 + (P^2 + Q_2^2) \sin^2 \theta = 0$$

(III.47)

D'où

$$V_1^2 \cos^2 \theta V_2^4 + (2P \tan \varphi \cos \theta \sin \theta - 1)V_2^2 + (P^2(1 + \tan^2 \varphi)) \sin^2 \theta = 0$$

(III.48)

C'est l'équation qui relie la tension de la charge à la puissance active demandée.

Pour l'étude de l'effet de la longueur sur la stabilité, on varie la longueur de la ligne avec un facteur de puissance constant, puis on trace la caractéristique :

$$V_2 = f(P)$$

$$Z_C = 250 \text{ ohm}$$

$$\beta = 0.0013 \text{ rad/km}$$

$$E = 1 \text{ pu}$$

$$\theta = \beta * L$$

$$X = \sin(\theta)$$

Pour une charge avec $\cos \varphi = 1$

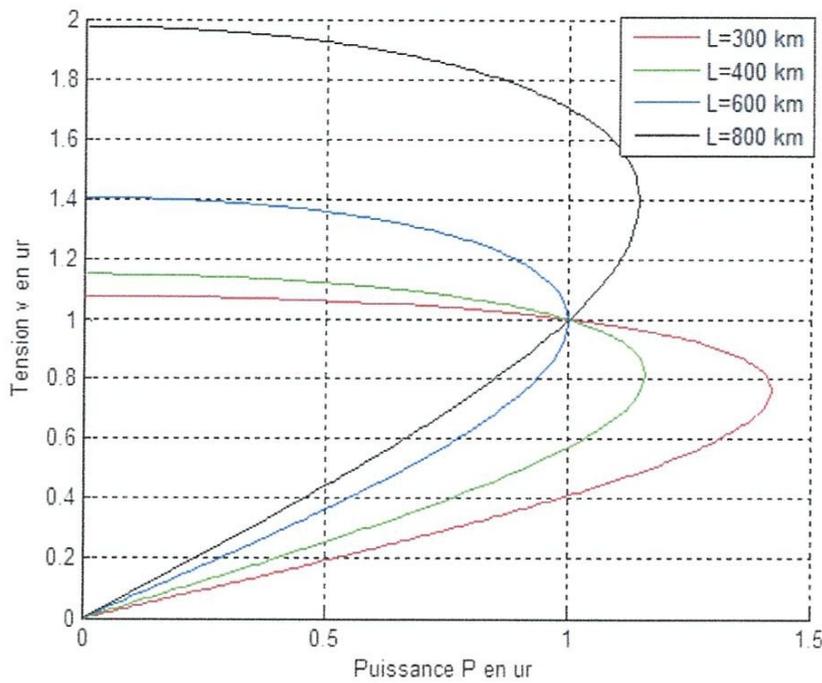


Figure III.6 : la relation entre la tension et la puissance au la variation du la longueur

Pour une charge avec $\cos \varphi = 0.75$

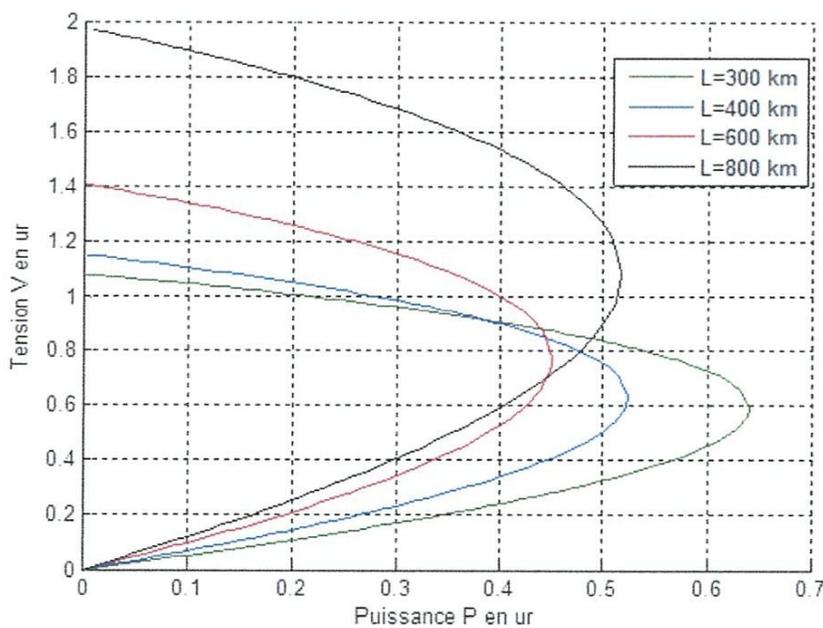


Figure III.7 : la relation entre la tension et la puissance au la variation du la longueur.

Pour une charge avec $\cos \varphi = -0.75$

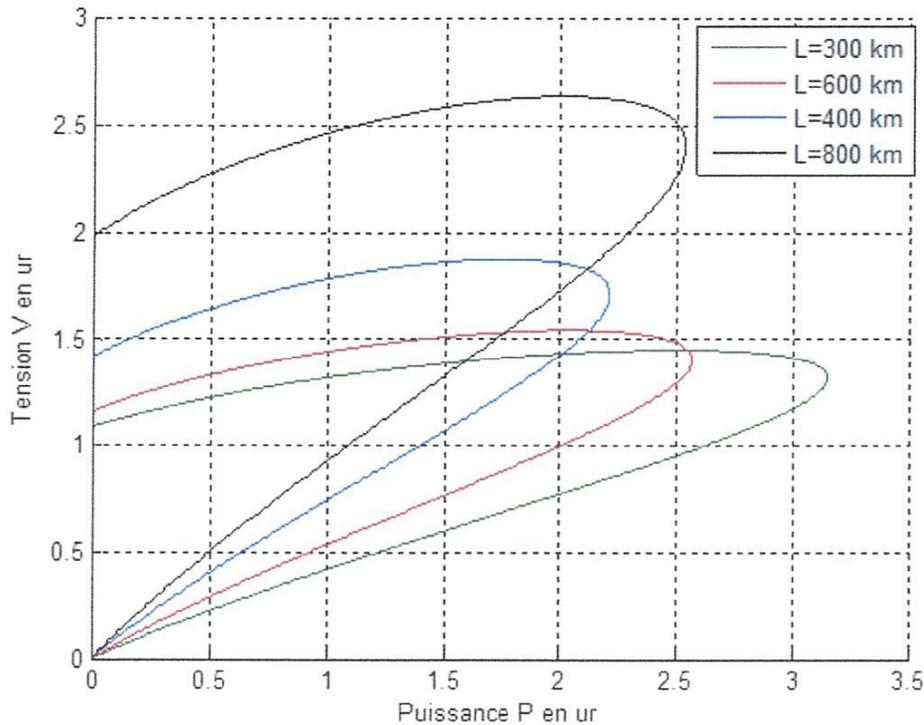


Figure III.8 : la relation entre la tension et la puissance au la variation du la longueur

Interprétation

Les figures III.6, III.7, III.8 représentent les caractéristiques puissance transmise et tension pour un modèle de ligne à grandes distance pour différentes longueurs.

Dans le cas $\cos \varphi = 1$ un point d'intersection pour tous les longueurs c'est le régime naturel

U_2 en fonction de P_2 pour les lignes à grande distances.

U_1 Fixée

$\beta=0.0013$;

$\beta=0.06 \cdot \pi / 180$;

$\lambda=5000$;

$L=800$

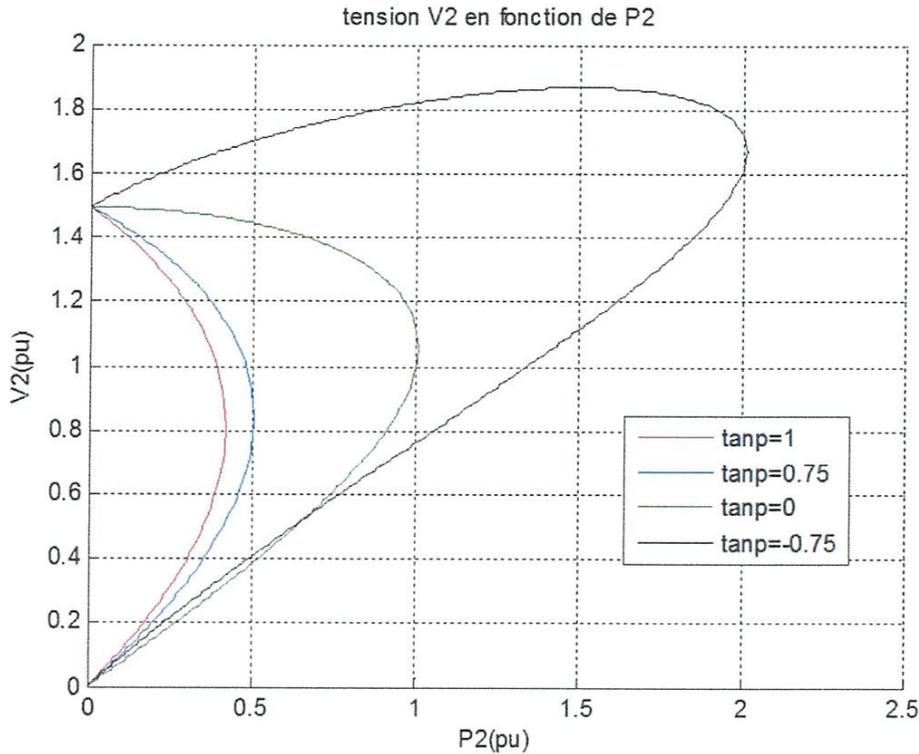


Figure III.9: tension V_2 en fonction de P_2 pour ligne courte

L'analyse des mêmes caractéristiques pour le modèle de ligne courte, on constate que la puissance maximale dépend du facteur de puissance. Mais pour le régime à vide la tension V_2 toujours égale la tension V_1 .

III.6. Détermination de la tension la plus basse, En utilisant la sensibilité de puissance réactive :

La méthode de Newton-Raphson : l'équation d'écoulement de charge de Newton-Raphson fondamentale est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{III.49})$$

Cependant, les ligne de transmission du système d'alimentation ont un rapport X/R très élevé ; pour un tel système, le changement de puissance réel ΔP est moins sensible au changement de l'amplitude de tension et est le plus sensible au changement d'angle de phase $\Delta \theta$.

De même la puissance réactive est moins sensible aux variations de l'angle de phase et dépend principalement des variations du magnétisme de tension.

Par conséquent, il est raisonnable de mettre à zéro les éléments J_2 et J_3 de la matrice jacobienne. Ainsi, l'équation III.49 devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{III.50})$$

Où l'élément diagonale et hors diagonale de J_4 est comme suit :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum |V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{III.51})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i \neq j \quad (\text{III.52})$$

Ici, Les éléments diagonales de J_4 indique la sensibilité de la puissance réactive du jeu de barre i . $\partial Q_i / \partial |V_i|$ indique également le degré de faiblesse du jeu de barre i . $\partial Q_i / \partial |V_i|$ étant plus haut ou $\partial |V_i| / \partial Q_i$ étant plus bas le degré de faiblesse du jeu de barre i devient moindre. Alternativement, la valeur la plus élevée de $\partial |V_i| / \partial Q_i$ correspond au jeu de barre le plus faible du système.

III.7. La méthode de simulation autonome d'identifier le jeu de barre le plus faible d'un réseau d'alimentation de multi jeux de barres

Dans ce procédé, la sensibilité de la puissance réactive est utilisée comme indice pour trouver le bus de charge le plus faible dans un réseau d'alimentation multi jeu de barre, les simulations sont effectuées sur un système de test de 25 jeu de barre, 35 lignes.

Pour ce système de test, un programme Matlab a été développé, les éléments diagonaux $[\partial Q_i / \partial |V_i|]$ de J_4 sont obtenus pour trouver le jeu de barre le plus faible du système. En prenant l'inverse de celui-ci. $\partial |V_i| / \partial Q_i$ Est calculé pour chaque jeu de barre de charge du système comme indiqué dans le tableau III.2.

À partir du tableau III.2, on observe que le jeu de barre numéro 4 est le jeu de barre le plus faible du système et le jeu de barre numéro 15 est le jeu de barre le plus fort du point de vue de la stabilité de tension puisque la valeur dV/dQ_i du jeu de barre 4 est la plus élevée et le jeu de barre 15 est le plus bas.

Tableau III.2 : numéro de jeu de barre et ses valeurs correspondantes dV/dQ

Numéro de jeu de barre	$\partial V_i /\partial Q_i$
2	0.0494
3	0.0396
4	0.0895
5	0.0351
6	0.0314
7	0.0325
8	0.0231
9	0.0457
10	0.0400
11	0.0577
12	0.0507
13	0.0268
14	0.0363
15	0.0169
16	0.0190
17	0.0189
18	0.0504
19	0.0481
20	0.0357
21	0.0257

Exemple 2 :

Les données de ligne et les données de jeu de barre d'un système à 7 jeux de barres et à 11 lignes sont données dans les tableaux III.3 et III.4 respectivement, pour trouver le jeu de barre le plus faible du système.

Tableau III.3: les données de ligne du réseau d'alimentation à 7 jeu de barre et 11 lignes

Ligne	Du jeu de barre	Au jeu de barre	L'impédance de ligne	B/2	Changement de rapport de prise
1	1	2	$0.02+j0.26$	0	1
2	1	3	$0.08+j0.24$	0	1
3	2	3	$0.06+j0.15$	0	1
4	2	4	$0.05+j0.14$	0	1
5	3	5	$0.04+j0.15$	0	1
6	2	5	$0.06+j0.15$	0	1
7	3	6	$0.02+j0.20$	0	1
8	4	5	$0.08+j0.25$	0	1
9	5	7	$0.04+j0.14$	0	1

Tableau III.4: les données de jeu de barre du réseau d'alimentation à 7 jeu de barre et 11 lignes

N° de Jeu de barre	$P_d(p.u.)$	$Q_d(p.u.)$	$P_g(p.u.)$	$Q_g(p.u.)$	$V(p.u.)$	Angle de phase de tension	Type de jeu de barre
1	0	0	?	?	1.06	0	
2	1.0	1.0	0	0	1.0	0	P-Q
3	0	0	1.5	0.75	1.0	0	P-Q
4	1.2	0.25	0	0	1.0	0	P-Q
5	0.4	0.25	0	0	1.0	0	P-Q
6	0.35	0.1	0	0	1.0	0	P-Q
7	0.3	0.2	0	0	1.0	0	P-Q

Solution :

Les éléments diagonaux de J_4 du système donné sont obtenus à partir de la méthode de Newton-Raphson. Les éléments diagonaux de J_4 tels qu'obtenus dans cette simulation sont donnés dans la troisième colonne du tableau III.5, à partir de laquelle l'indice de sensibilité de puissance réactive est calculé et donné dans la quatrième colonne du même tableau.

À partir du tableau III.5, on observe que la valeur de l'indice de sensibilité à la puissance réactive, c'est-à-dire $\partial|V_i|/\partial Q_i$ est la plus élevée pour le jeu de barre 4. Ainsi, dans ce cas, le jeu de barre n° 4 est le jeu de barre le plus faible du système considéré. De même, le jeu de barre n°7 et le jeu de barre n° 6 les jeux de barres les plus faibles du système, respectivement.

Tableau III.5 : valeur de $\partial|V_i|/\partial Q_i$ (sans compensation)

N° de SI	N° de jeu de barre de charge	éléments diagonaux de J_4	valeur de l'indicateur $\partial V_i /\partial Q_i$
1	2	41.4552	0.0241
2	3	48.4814	0.0206
3	4	22.6544	0.0441
4	5	57.0633	0.0175
5	6	34.8749	0.0287
6	7	28.7526	0.0348

III.8. Conclusion

La limite de stabilité de tension dépend essentiellement à la puissance max transportable, c'est-à-dire que la condition la plus importante de stabilité si que la puissance active demandée ne dépasse pas la limite max que la ligne est capable de transporter.

La stabilité est aussi influencée par la nature de la charge, est d'autre grandeur permanent sont la longueur et la réactance de la ligne.

Donc pour pouvoir améliorer la limite de stabilité d'un réseau on doit agir sur la réactance et ceci en plaçant un compensateur série, ce dernier a pour effet de diminuer la réactance totale ; c'est une nouvelle technique qui vise à améliorer la stabilité d'un réseau.

Conclusion générale

En fin de ce travail, nous avons traité le problème de la stabilité statique de tension des réseaux électriques, des notions de base sur la stabilité de tension ont été présentée dans ce mémoire

Une modélisation des différents éléments des réseaux électrique a été présentée en vue d'analyser la stabilité transitoire dans les réseaux électriques. On a porté plus d'intérêt à la machine synchrone puisqu'elle joue un rôle pré mondial dans l'analyse de la stabilité transitoire gouverné par l'équation mécanique.

Pour déterminer la proximité de l'effondrement de la tension ont utilisé les deux méthodes des courbes P-V et des courbes Q-V et nous tenons à préciser que pour l'étude de réseaux nous avons fait appel au programme "Matlab" grâce auquel nous pourrions calculer les différents régimes et différentes caractéristiques du système (les courbes QV et PV). Et l'application d'une méthode d'analyse de stabilité sur un réseau 7 jeux de barres et à 11 lignes

Donc, on conclut que, la prise en compte du modèle de la charge est indispensable pour une analyse efficace de la stabilité de tension.

Bibliographie

- [1] H.ALKHATIB, « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : Optimisation de la régulation par une méthode méta heuristique », thèse de doctorat de l'université PAUL CEZANNE D.AIX-MARSEILLE, Le 5 décembre 2008
- [2] A.ROUABHI et Y.TEBBAKH, « Amélioration de la Stabilité Dynamique des Réseaux Electriques par les Algorithmes Génétiques », Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique, El-Harrach, Alger
- [3] S.MOUASSA, « Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS », mémoire de magister en Electrotechnique de l'Université de Setif1, Algérie.
- [4] A.LAIFA, « Evaluation de la Stabilité de Tension d'un Réseau d'énergie électrique développement et Application Des Indices De Stabilité », mémoire de Magister, Ecole Nationale polytechnique, 27 juin 1995
- [5] G. Andersson, Modeling and analysis of Electric Power Systems, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [6] R.BENABID, « Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques», mémoire de Magister en Electrotechnique de l'Université de Amar Telidji,Laghouat, le 04/09/2007.
- [7] B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels » Cahier Technique Schneider n° 185.
- [8] R.ACHOUR, H. CHENAKER, « Détermination des paramètres internes de la machine synchrone par une approche temporelle », mémoire d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'Université de Mohamed Khider, Biskra, 2005.
- [9] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI, « Apport de L.UPFC sur la stabilité des réseaux électriques », thèse de doctorat de l'Université de Henri Poincaré, NancyI, le 13 octobre 2003.
- [10] H.SAADAT, « Power System Analysis », McGraw-Hill Companies, 1999.
- [11] chao-rong et Yuan-Yih Hsu, « Synchronous machine steady- state stability analysis using an artificiel neural network », IEEE transactions on energy conversion, Vol. No. 1, March 1991.
- [12] P. Kundur, et al. « Definition and Classification of Power System Stability », IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp.1387-1401, May 2004.
- [13] P.Kundur, « Power System Stability and Control », New York: McGraw-Hill, 1994.

- [14] Yanfeng Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December 2005.
- [15] P.A. Lof, G. Anderson, and D.J.Hill, "Voltage stability indices for stressed power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 326-335, Feb. 1993.
- [16] A. Kazemi, and B. Badrzadeh, " Modeling and Simulation of SVC and TCSC to Study their Limits on Maximum Loadability Point," *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 26, pp. 619-626, Apr. 2004.
- [17] Venkataramana Ajjarapu and Colin Cristy, "The Continuation Power Flow: A tool For Steady State Voltage Stability Analysis, " *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp.416-423, 1992.
- [18] Talpasai Lakkaraju, "Selection of Pilot Buses for VAR Support and Voltage Stability Risk Analysis", Master of science thesis, Lane Department of Computer Science and Electrical Engineering Morgantown, West Virginia, USA, 2006.