

7/621.725

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



**Mémoire de fin d'études
pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux électriques

Thème :
stabilité de la tension d'un réseau électrique

Présenté par :
- Tahri abdelmoumene
- Yahi fouzia

Sous la direction de :

Mr S. GOUAIDIA

JUIN 2012



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



**Mémoire de fin d'études
pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux électriques

Thème :
stabilité de la tension d'un réseau électrique

Présenté par :
- Tahri abdelmoumene
- Yahi fouzia

Sous la direction de :

Mr S. GUAIDIA

JUIN 2012



A la mémoire de mon père (que Dieu ait son âme) qui,
n'a pas eu le plaisir de recueillir le fruit de tant de sacrifices.

Remerciements

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur Mr S. GOUAIDIA qui a bien voulu diriger mon travail de recherche.

Je remercie chaleureusement toute ma famille pour son soutien sans faille et la confiance dont il ont fait preuve tout au long de mes études.

J'exprime toute ma gratitude à ma tante M^{me} Yahi- pour son aide et ses conseils éclairés.

Mes remerciements s'adressent aussi à tous mes enseignants qui ont assuré ma formation.

Je tiens à remercier mes oncles et mes tantes maternels pour leurs encouragements.

Mes remerciements vont également à ma grand-mère et à mes tantes paternels qui m'ont soutenue.

FOUZIA

Remerciements

Je tiens à remercier Monsieur S. GOUAIDIA, mon Encadreur qui n'a pas lésiné sur les documents et sur son temps pour m'apporter son aide précieuse et qui ma permis de mener à bien ce travail.

Je tiens aussi à remercier Monsieur K. BOUNAYA pour ces orientations et ses conseils judicieux.

Mes remerciements s'adressent aussi à tous mes enseignants qui ont assuré ma formation.

Et je n'oblier pas mon amie Dr. FATMI Chames eddine qui a aidé moi boucoup à mon travail.

abdelmoumene

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

- à ma mère pour tous les efforts consentis
- à mes sœurs Mouna et Ahlem qui m'ont aidée et soutenue dans ma recherche
- à mon frère Abdeldjallil -toujours présent à mes côtés- et à ma belle- sœur Soumia sans oublier le petit ange Ilef
- à ma grand-mère "Youmma Chérifa"
- à mes tantes paternelles et leurs enfants
- à mes oncles et tantes maternels , à mes cousins et cousines
- à mes amies qui se reconnaîtront et mon binôme Abdelmoumène Tahri.

Fouzia

DEDICACE

Je dédie ce travail à :

Ma Mère,

A mon Père mouhammed,

A Ma Femme,

A ABderaouf,

A mes frères : toufik, ibrahim, abdellatif et lazher,

A mes Soeurs,

Et à tous mes Amis

abdelmoumene

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'accroissant 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 réactives du réseau. La défaillance du réglage de la tension, au niveau des bornes des groupes, a pour conséquence une accélération 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.

A notre époque, et sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue.

Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines (centrales électriques) capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusque chez le consommateur.

Dans un pays, le Transport et la Distribution Publique assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation de la centrale aux abonnés.

Toutes ces raisons supposent une exploitation de réseaux avec un grand respect des limites de stabilité et de sécurité car une forte consommation augmente les risques d'apparition du phénomène d'instabilité.

Donc le problème de la qualité et de la continuité de la tension doit être géré efficacement afin d'assurer une bonne exploitation des réseaux électriques et éviter toutes sortes de perturbations qui pourraient nuire à la distribution et au transport de l'énergie électrique.

C'est pourquoi, nous nous intéresserons - dans ce modeste travail - à l'étude de la stabilité de la tension que nous avons désigné sous le titre: "Stabilité de la tension d'un réseau électrique " qui fera l'objet de notre recherche dans le cadre du mémoire en vue de l'obtention du master.

Cette réflexion nous mènera à déterminer la possibilité de transfert de puissance électrique le long des lignes d'une manière efficace et sans entraves.

Pour atteindre les objectifs visés, ce travail sera organisé en trois chapitres.

Dans le premier chapitre nous nous attèlerons à la description générale des réseaux électriques, à la stabilité d'un réseau électrique et des notes sur la stabilité de tension.

Dans le deuxième chapitre notre regard sera porté sur l'étude de la modélisation du réseau électrique et tous les éléments qui le composent. Nous passerons en revue tout ce qui concerne le problème de la stabilité à savoir: la qualité de la tension, l'analyse de la stabilité de la tension, ses définitions, ses caractéristiques ainsi que les causes de l'instabilité de tension.

Dans le troisième et le dernier chapitre nous expliquerons les principaux concepts de base liés à la stabilité de tension. 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).

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 le premier constat que nous pouvons avancer, est que de toute évidence, il n'y a pas dans la réalité des faits une véritable stabilité de la tension. Cependant nous pouvons à travers différentes manipulations et manœuvres diminuer les marges d'erreurs à peut près jusqu'à zéro afin de la stabiliser.

Historique

Le premier système de distribution de puissance qui a été construit au début des années 1880 repose sur l'idée de Thomas Edison. Il a fourni le courant continu (CC) de l'électricité à certains clients de Manhattan. Cependant, la livraison de l'électricité sur de longues distances DC, tout en gardant presque la même tension faible à tous les consommateurs, était impraticable en raison des pertes élevées associées.

Cette difficulté a été surmontée en utilisant des transformateurs électriques au sein de Courant alternatif Systèmes d'alimentation (AC). Un premier système a été construit en 1886 par George Westinghouse et William Stanley. Systèmes AC rapidement emporté sur les CC, de telle sorte que jusqu'à la fin des années 1890 l'approvisionnement en électricité a été généralisé en AC.

Au début, on avait des systèmes d'alimentation exploités monopolistiquement. Une seule entreprise a fourni les services de production, de transport et parfois la distribution de l'électricité.

Pendant longtemps, tous ces secteurs ont été pensés comme un monopole naturel.

En ce qui concerne la transmission combinée de réseaux de distribution c'est une véritable préoccupation. En plus, la concurrence dans ces secteurs soulève un autre problème lié au fait que, dans un système de pouvoir, le pouvoir obéit aux flux physiques (Kirchhoff) des lois. Ainsi l'inter-connexion des réseaux appartenant à différentes compagnies rivales aurait une incidence sur leurs capacités pour acheminer l'électricité. Par ailleurs, les contraintes environnementales dissuadent la présence de fils (en quantités plus que nécessaires) "couvrant le ciel" ou «détarrant les rues ».

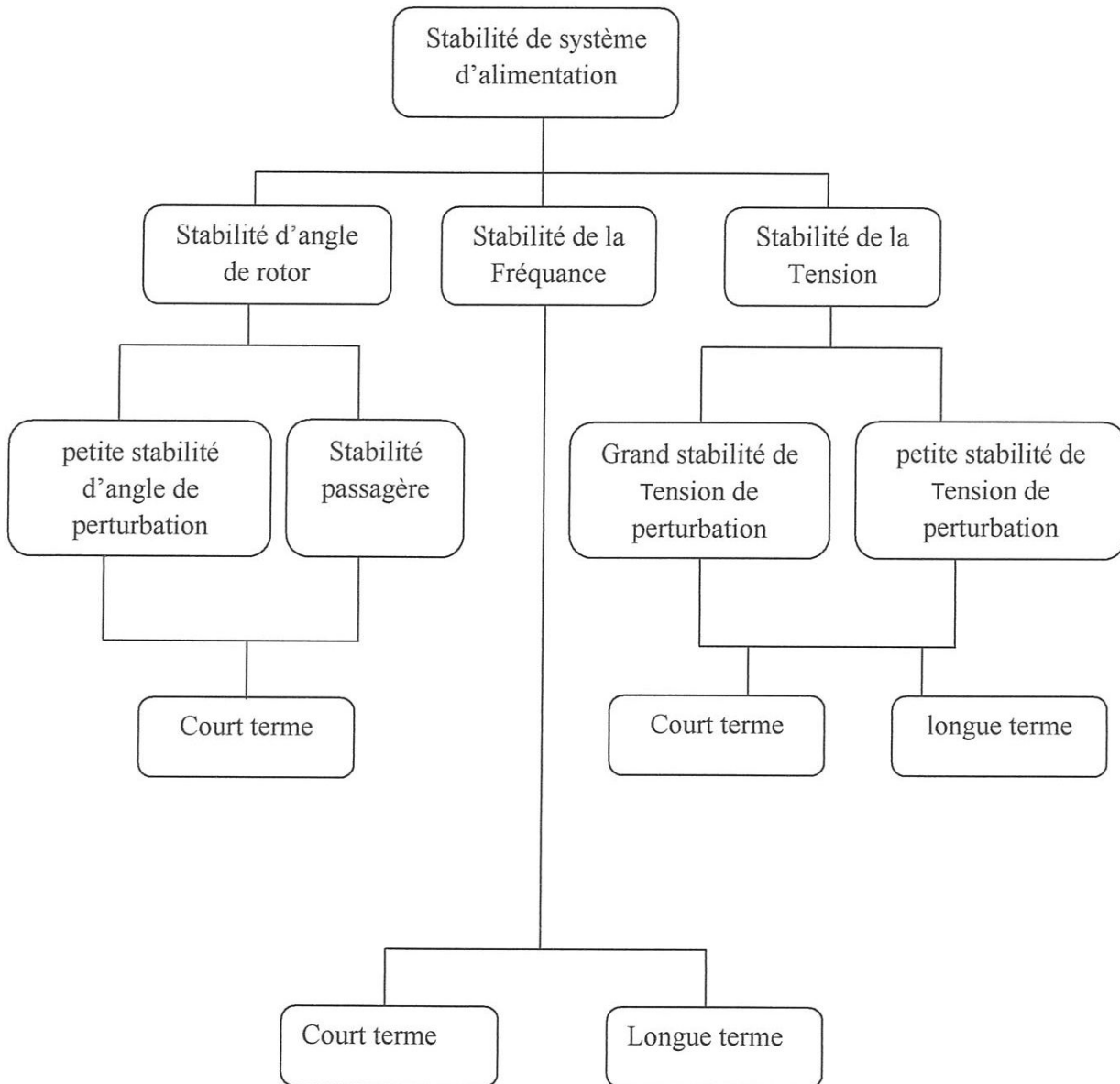
Comme la génération concerne, plus la capacité de la centrale et le coût par unité de sortie donc pour atteindre le plus bas prix de l'électricité les plus grands producteurs vont fonctionner à leur puissance maximale (économies d'échelle). Cette puissance n'a pas donné les incitations économiques pour l'exploitation de nombreuses petites usines concurrentes. Par ailleurs, d'énormes investissements requis pour la construction de grandes centrales électriques ont également été décourageant pour les investisseurs privés potentiels.

Les économies d'échelle atteindront le maximum d'efficacité dans les années 60. A partir de là, elle a commencé à être progressivement minée par une série d'événements tels que: une technologie significative, l'amélioration du rendement de la turbine , la baisse du prix du gaz et la révocation de l'interdiction de la combustion du gaz qui avaient été imposées dans certains pays .

De toute évidence, la turbine à gaz et les petites unités à cycle combiné sont devenues moins chères que les anciens plants. Cela a créé dans les locaux du mouvement la libéralisation de la Génération du segment. Par ailleurs, des différences significatives de prix entre puissances voisines des systèmes ont apporté une motivation supplémentaire pour la création d'un marché libre où ils peuvent concourir ensemble.

Commencé au Chili en 1982, le processus de dégroupage des services d'électricité est aujourd'hui répandu dans le monde. La déréglementation des marchés de l'électricité a été alimentée par décision politique et des changements dans l'idéologie. Elle appartient à un vaste processus de l'économie de libéralisation qui englobait la restructuration des différents services, comme le gaz naturel, les télécommunications, les compagnies aériennes, etc. Le but initial de la déréglementation était double: faire baisser les prix et améliorer la fiabilité.

Classification



Chapitre I :

Généralité sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

La stabilité d'un système électrique est son aptitude de retrouver l'état normal ou l'état stable après avoir subi une perturbation. Contrairement à l'instabilité c'est la perte de synchronisme.

Donc il faut que toutes les machines qui sont raccordées au réseau restent synchrones entre elles.

La perte du synchronisme entraîne la coupure du réseau en plusieurs sous-réseaux par action des protections, dont l'équilibre : production-consommateur n'est plus nécessairement assuré.

Les études de la stabilité ne sont pas effectuées systématiquement, mais uniquement sur le cas représentatif des situations les plus contraignantes qui seront rencontrées en exploitation.

Nous étudierons dans le premier chapitre .

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 (fig. I.1).

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.

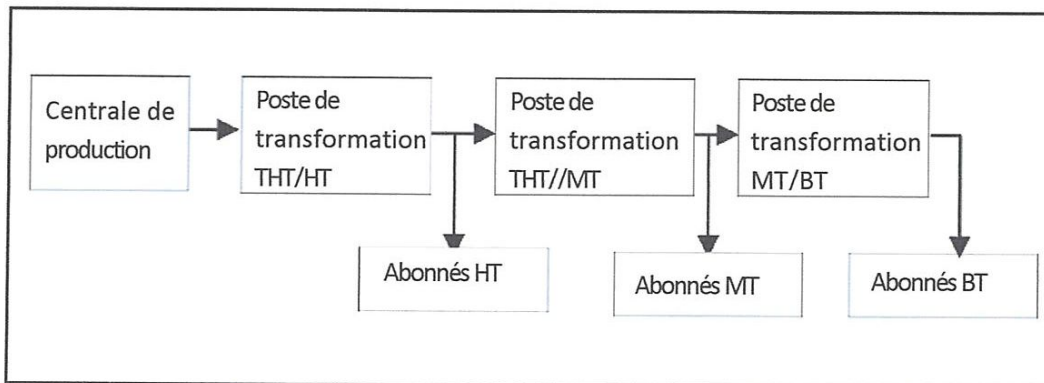


Fig. I.1:Schéma d'un réseau électrique

I.2.1 Les niveaux de tensions des réseaux

Les réseaux électriques sont hiérarchisés (fig. I.2) d'une façon générale, la plupart des pays mettent en œuvre :

- Un réseau de transport THT 220 800 KV.
- Un réseau de répartition HT 60170 KV.
- Un réseau de distribution MT 5 36 KV (selon CEI).
- Un réseau de livraison de l'abonné BT 400/230 V.

Cette hiérarchie c'est-à-dire, les niveaux de tensions utilisés varient considérablement d'un pays à l'autre en fonction des paramètres liés à l'histoire électrotechnique du pays, ses ressources énergétiques, sa surface et finalement des critères technico-économiques.

I.2.2 Topologie des réseaux

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet.

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes.

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension.

Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale ou des réseaux à structure arborescente.

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux.

I.2.3 Description des réseaux électriques

I.2.3.1 *Le réseau de transport THT*

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau THT que sont en principe branchés les centrales de grandes puissances (> 300 MW).

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Ces réseaux sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant en général à la limite thermique de la ligne. Une attention particulière doit être portée à l'effet couronne qui peut donner lieu en THT, à des pertes très significatives suivant le climat et l'altitude.

Les pylônes de lignes sont équipés en général de deux ternes (2 fois 3 phases) voir quatre et même six ternes.

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

I.2.3.2 *Le réseau de répartition HT*

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

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux.

1.2.3.3 Le réseau de distribution MT

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes.

Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements.

On distingue, à travers le monde, différents systèmes de distribution MT. Citons principalement :

- Le Système nord-américain

A neutre distribué directement mis à la terre ; l'ossature triphasée est composée de quatre fils, et les dérivations, à distribution monophasée entre phase et neutre, comportent un ou plusieurs fils de phase, suivant la puissance à desservir, plus le neutre.

- Le Système utilisé par exemple en Grande-Bretagne ou en Irlande, se fait à partir d'ossatures triphasées à trois fils sans neutre distribué alimente des dérivations qui peuvent être à deux fils de phase ;
- Le Système australien ; particulièrement économique, est constitué d'ossatures à trois fils sans neutre distribué, avec, entre autres, des dérivations monophasées à un seul fil avec retour par la terre (cette solution nécessite une faible résistivité du sol) ;
- Le Système français, entièrement triphasé en ossatures et dérivations, à neutre non distribué.

On distingue par ailleurs :

- Les réseaux ruraux généralement de types aériens, arborescents et bouclables,
- Les réseaux urbains essentiellement enterrés et bouclables.
- Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents.

➤ Régimes de neutre MT

Le choix du régime du neutre d'un réseau MT engage l'avenir, car chaque système entraîne l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection contre les défauts. Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau MT (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux des écrite et de qualité de service. On rencontre ainsi à travers le monde des systèmes variés neutre isolés.

L'intérêt de ce système est de favoriser une bonne qualité de service. En cas de défauts entre phase et terre, il permet d'éviter des déclenchements, les courants

de défauts étant limités à des valeurs très faibles (sauf lorsque les départs, surtout s'ils sont constitués de câbles souterrains, sont longs et la tension de desserte élevée, auquel cas le courant capacitif devient non négligeable). De plus, le système à neutre isolé a l'inconvénient de générer des surtensions importantes en régime transitoire (lors des manœuvres).

- Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction (dite de Petersen)

Le principe consiste à insérer dans le neutre une réactance $L\omega$ égale à la capacitance du réseau $1/C\omega$ présente un réel intérêt en dépit de son coût.

Le réseau se comporte vu du défaut comme étant hautement impédant (circuit LC parallèle) et le courant de défaut est faible et auto extincteur. Il présente néanmoins les mêmes inconvénients, les surtensions transitoires au moment des manœuvres étant toutefois un peu moins élevées.

- Neutre relié directement à la terre

Cette technique engendre des courants de défauts entre phase et terre très importants.

C'est pourquoi, pour des raisons de sécurité, afin de limiter le retour du courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche et par lequel circule une part notable du courant de défaut. ce système présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles.

Il conduit à des déclenchements fréquents, mais permet une élimination sélective des défauts, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs.

Les courants de court-circuit élevés entraînent des contraintes importantes sur les matériels. Ce système nécessite une surveillance de la continuité du conducteur de neutre. Une rupture de celui-ci serait dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre, liés aux courants élevés d'écoulement à la terre. La présence du conducteur de neutre permet la réalisation de dérivations monophasées.

- Neutre relié à la terre par impédance

L'intérêt de cette impédance est de limiter les valeurs des courants de court-circuit sur défauts entre phase et terre, tout en ayant des surtensions modérées. Les valeurs relativement peu élevées des courants de défauts ne nécessitent pas l'ajout d'un conducteur de neutre.

1.2.3.4 Le réseau de livraison BT

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230V(380/220 en Algérie). Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement. Le réseau BT permet de distribuer au consommateur ;

le 230 V (1 phase + neutre) - 2 fils

Ou **le 400 V (3 phases + neutre) - 4 fils**

Le réseau BT se caractérise essentiellement par la façon dont sont gérés le neutre et la mise à la terre des masses (appareillage domestique). On appelle conducteur de protection électrique PE, le conducteur qui interconnecte les masses et les met à la terre. Il peut être ou non confondu avec le neutre. Ces subtilités sont définies par la norme CEI 364 qui traite de la protection des personnes et des biens dans les immeubles ($U < 1000$ V). On distingue trois systèmes :

- IT le neutre BT est isolé ce qui permet une continuité de fonctionnement au premier défaut. On utilise ce principe dans les hôpitaux ou certains processus manufacturiers.

- TT ce système suppose une claire distinction des terres neutres et des terres des masses, distinction qui peut être difficile à réaliser.
- TN c'est le système le plus répandu.

On distingue les régimes :TN-C ou neutre et PE sont confondus (PEN) et TN-S ou neutre et PE sont séparés (PE + N).

I.2.4 La qualité d'énergie électrique⁽¹⁾

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps et dans l'espace de l'ensemble du système production / transport / consommation.

Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophes.

Ainsi la notion de qualité de l'électricité apparaît sous l'aspect de (cf. fig. I.1) :

- La continuité de fourniture : c'est la disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).
- La forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée) ; dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence :
 - phénomènes à haute fréquence (kHz \forall MHz) : surtensions à fronts raides dues à la foudre ou à manœuvres (ex. sectionneurs, interrupteurs, certains disjoncteurs).
 - phénomènes à basse fréquence (50 Hz \forall kHz) : surtensions de manœuvre, harmoniques,
 - phénomènes autour de la fréquence industrielle (0 \forall 100 Hz) : fluctuations rapides (20 ms \forall 1 s) ou lentes (supérieures à la seconde) telles que déséquilibre, creux de tension dus à la mise en service de fortes charges ou à un court-circuit dans la distribution.
 - La variation de fréquence peut résulter :
 - d'un court-circuit proche d'une source,
 - d'une très grosse variation de puissance de la source,
 - du passage sur une source de remplacement ou de secours.

Dans ce cadre, la stabilité dynamique ~~objet de ce cahier technique~~ étudie l'évolution de la fréquence, de la tension et de la puissance suite à des perturbations importantes.

I.3 Stabilité d'un réseau

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal (celui pour lequel il a été conçu) en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation⁽²⁾.

Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs.

Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constantes et présentes des valeurs nominales. La fréquence, donc est la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau.

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées. Il faut distinguer :

- La stabilité en régime statique : le réseau a un comportement stable, c'est-à-dire que, soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.
- La stabilité en régime transitoire : lorsque l'on passe d'un état stable statique à un autre, suite à une perturbation durable voulue ou non, ce changement d'équilibre s'accompagne d'un régime variable oscillatoire amorti considéré comme acceptable eu égard à des fourchettes prédéfinies de U , f , t .
- L'instabilité en régime transitoire est observée lorsque, suite à une perturbation importante, le régime oscillatoire est divergent. Il induit une perte d'alimentation ou un nouvel état stable inacceptable (ex : moteur qui « rampe »).

- La stabilité en régime dynamique : le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers fonction des perturbations envisagées. Les études de stabilité dynamique consistent à :
 - envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source électrique, variation de charge, contraintes de processeur,
 - prédire le comportement du réseau face à ces perturbations,
 - préconiser les mesures à prendre en exploitation telles que type de protection, réglage de relais, délestages, configurations pour éviter les modes de fonctionnement indésirables.

Ces études permettent donc la maîtrise du comportement du réseau considéré, qu'il soit public ou privé, H.T. ou B.T. Ainsi on définit trois types de stabilité que nous évoquerons dans ce qui suit.

I.3.1 Stabilité en régime dynamique

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. En effet, dans un réseau électrique les seules énergies stockées sont l'énergie cinétique des machines tournantes et l'énergie des condensateurs ; leurs capacités de stockage sont de quelques secondes.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes.

Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable.

Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour déterminer les moyens à mettre en œuvre afin d'éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux industriels qui comportent un ou des groupes générateurs et des moteurs.

Ce paragraphe permet de comprendre pourquoi l'instabilité peut apparaître, quelles en sont les causes les plus fréquentes et quels sont les effets induits. Il indique quelles sont les précautions à prendre. Il montre comment se déroule une étude et en donne un exemple.

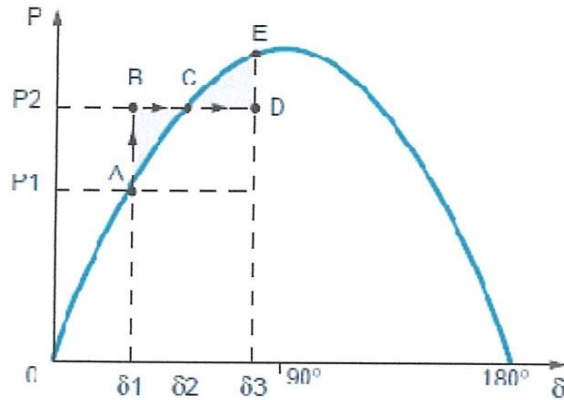


fig.I.2: déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique⁽²⁾.

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Considérons le cas d'un à-coup de puissance sur la turbine : celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2 (cf. fig. I.2).

L'augmentation lente de la puissance de P_1 à P_2 ferait passer lentement du point A au point C en restant sur la courbe. Mais l'application brusque de cet échelon de puissance n'est pas possible.

Il est en effet impossible, compte tenu des inerties mécaniques, de passer d'un angle d_1 à un angle d_2 brusquement. D'où le passage instantané du point A au point B ; ensuite l'angle d augmente de d_1 à d_2 . Mais en arrivant au point C la stabilisation n'est pas immédiate, l'inertie amène jusqu'au point D. De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par stabiliser le phénomène, après éventuellement quelques oscillations.

Les calculs concernant les énergies montrent que la position du point E est définie par la loi des aires : les aires ABC et CDE sont égales. En conséquence, l'angle interne maximal d_{max} peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

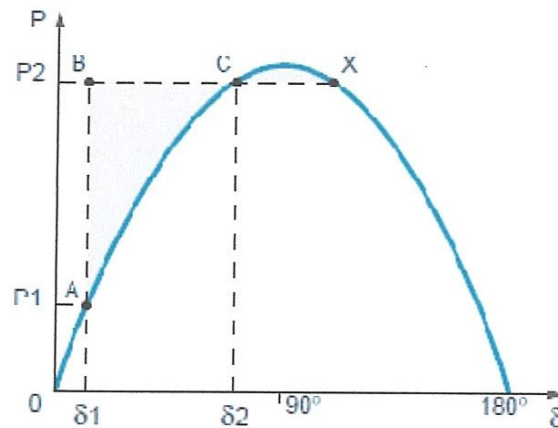


fig. I. 3 : instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique⁽²⁾.

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P1 et P2 soit tellement importante que la loi des aires ne puisse plus s'appliquer (cf. fig. I. 3).

Il n'y a pas de point D qui corresponde à la loi des aires. L'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X : à ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue. Si le réseau est alimenté par d'autres sources, il y a perte de synchronisme par survitesse.

Il en découle deux remarques importantes :

- les risques de pertes de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau ou de la turbine,
- les risques de pertes de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique.

Cette constatation s'exprime par la notion de puissance synchronisante

$$P_s = \frac{dP}{d\delta} = \frac{EU}{X} \cdot \cos \delta$$

qui montre que pour une variation donnée de la puissance appelée, la modification de l'angle électrique est d'autant plus faible que l'angle est petit.

A noter qu'en réalité dans le régime transitoire, interviennent en plus de X les réactances transitoires et sub-transitoires des machines, qui prennent en compte les variations temporelles de flux.

Mais les régulations de vitesse et de tension jouent un rôle capital pour améliorer le comportement du groupe face au réseau.

I.3.2 Stabilité en régime statique

Le réseau a un comportement stable ; cela signifie que lorsqu'il est soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.

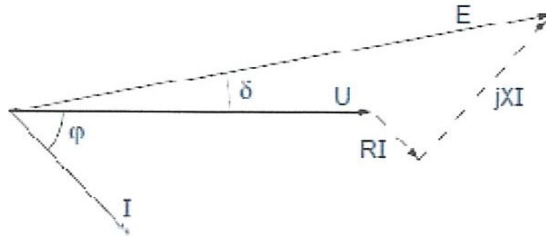


fig. I.4 : Diagramme vectoriel correspondant à la machine⁽³⁾

Le diagramme vectoriel correspondant est celui de la figure. I. 4 : l'angle interne d de la machine est défini comme l'angle entre les vecteurs U et E . Cet angle est égal à celui dont le rotor est décalé par rapport à sa position de fonctionnement à vide (si $I = 0$, $d = 0$).

En négligeant R , un calcul rapide montre que la puissance électrique active transmise au réseau se calcule par :

$$P = \frac{E \cdot U \sin \delta}{X} \quad \leftarrow \sin \delta$$

Il est clair que la puissance électrique transmise au réseau est limitée à $\frac{E \cdot U}{X}$, la valeur de valeur qui est atteinte pour $d = 90^\circ$.

On peut représenter P en fonction de δ (cf. fig. I.5).

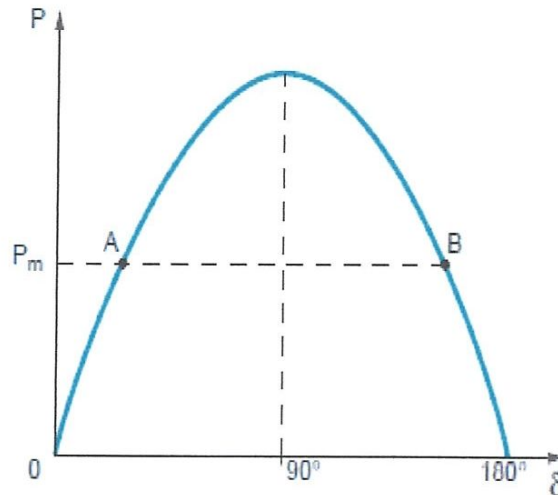


fig. I.5 : puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne⁽²⁾

Sur ce schéma la puissance mécanique P_m , fournie par la machine entraînée (turbine ou diesel par exemple), est représentée par une droite horizontale. Le point de fonctionnement est donné par l'intersection de cette ligne horizontale avec la sinusoïde. En fait deux points de fonctionnement A et B sont possibles.

Partant de A et si, pour une raison quelconque, l'angle δ augmente, la puissance transmise au réseau va augmenter, et donc la machine va ralentir, ce qui fait diminuer δ , le point de départ est retrouvé : le fonctionnement est stable. Un raisonnement identique montre que le point B est instable, comme tout point sur la partie rectiligne de la courbe.

En ne supposant plus que $R = 0$, la limite pour δ est un angle ψ tel que

$$\tan \psi = -\frac{X}{R}$$

La stabilité statique d'un alternateur (c'est-à-dire son aptitude à répondre à une variation lente de la charge) peut être énoncée selon deux considérations pratiques complémentaires :

- le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à un angle limite proche de 90° .
- la puissance active transmise au réseau est limitée. Elle est maximale lorsque la limite de stabilité est atteinte.

courants des générateurs. La période d'étude d'intérêt peut se prolonger de plusieurs minutes. L'instabilité est due à la perte d'équilibre à long terme.

1.5 Conclusion

Cet partie montre l'intérêt d'une méthode d'estimation locale de la stabilité. L'indice proposé, basé sur la sensibilité de la tension en chaque nœud par rapport au niveau de la demande dans le réseau est adapté à tout type de réglage du réseau : très compensé ou non. On peut comparer cette approche off line à celle développée par B. Milosevic dans ⁽⁷⁾ où l'indice local de stabilité en tension est donné par un calcul d'équivalent thévenin en temps réel. L'analyse off line offre ici l'avantage de mieux prendre en compte les différentes contraintes du réseau (flux maximal sur chaque ligne, injection de puissance réactive maximale pour chaque générateur ou compensateur).

Son application sur un réseau à 2 zones vulnérables et avec différentes fonctions d'optimisation de réglage tertiaire de tension tend à montrer sa pertinence. Une étude ultérieure pourrait préciser l'intérêt d'un réglage qui uniformise la stabilité locale en tension dans un cas d'un réseau où les évolutions de la demande sont aléatoires.

Chapitre II :

Modélisation d'un réseau

II.1 Introduction

La ligne à haute tension est le composant principal des grands réseaux de transport d'électricité⁽⁸⁾. Elle transporte l'énergie par l'intermédiaire de l'électricité de la centrale électrique au consommateur. Ces lignes sont aériennes, souterraines ou sous-marines, quoique les professionnels réservent plutôt ce terme aux liaisons aériennes.

Les lignes à haute tension aériennes sont composées de câbles conducteurs, généralement en alliage d'aluminium, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux. Ces supports peuvent être faits de bois, d'acier, de béton, d'aluminium ou parfois en matière plastique renforcée.

Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions supérieures à 765 kV. De nouvelles lignes (dites « HVDC » pour « High Voltage Direct Current ») à « à courant continu haute tension » permettent de transporter le courant avec moins de pertes sur de plus grandes distances, éventuellement sous l'eau.

Pourquoi utiliser la haute tension ?

Tout transfert d'énergie impose d'utiliser un système⁽⁹⁾ de liaisons associant une grandeur de flux et une grandeur d'effort. Pour le transfert d'énergie par l'électricité, la grandeur d'effort est la tension et la grandeur de flux est l'intensité du courant. La plus grande partie de l'énergie perdue lors de ce transfert dépend de la grandeur de flux, responsable des pertes liées au déplacement. Le choix d'utiliser des lignes à haute tension s'impose dès qu'il s'agit de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures à quelques kilomètres.

Le but est de réduire les chutes de tension en ligne, les pertes en ligne et, également, d'améliorer la stabilité des réseaux⁽¹⁰⁾.

Les pertes en ligne sont principalement dues à l'effet Joule, qui ne dépend que de deux paramètres : la résistance et l'intensité du courant ($P = R.I^2$). L'utilisation de la haute tension permet, à puissance transportée ($P = U.I$) équivalente, de diminuer le courant et donc les pertes. Par ailleurs, pour diminuer la résistance, aux fréquences industrielles, il n'y a que deux facteurs, la résistivité des matériaux utilisés pour fabriquer les câbles de transport, et la section de ces câbles. À matériau de fabrication et section équivalents, les pertes sont donc égales, en principe, pour les lignes aériennes et pour les lignes souterraines.

II.2 Evolution de la tension des réseaux

La tableau suivant donne l'évolution de la tension des réseaux à courant alternatif depuis 1912, année de la mise en service de la première ligne de tension supérieure à 100 kV.

Un pylône d'une ligne à 735 kV d'Hydro-Québec, reconnaissable à ses entretoises en X, qui séparent les quatre conducteurs par phase. Le réseau de transport québécois compte 11 422 km de lignes à 735 et 765 kV, qui acheminent l'électricité des centrales hydroélectriques nordiques vers les centres de consommation du sud.



Ligne	Pays	Tension réseau (kV)	Année
Lauchhammer - Riesa	Allemagne	110	1912 ^[6]
Braunweiler - Ludwigsbourg	Allemagne	220	1929
Boulder Dam - Los Angeles	États-Unis	287	1932
Harspranget - Hallsberg	Suède	380	1952
Moscou - Volgograd	Russie	525	1960
Montréal - Manicouagan	Canada	735	1965
Broadford – Baker	États-Unis	765	1969
Ekibastouz - Kökchetaou	Kazakhstan	1150	1985
Suvereto – Valdicciola	Italie	1050	1981-1995
Minami - Niigata	Japon	1100	1993
Jindongnan - Jingmen	Chine	1100	2009 ^[10]

II.3 La qualité de la tension

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales :

- ▶ Fréquence.
- ▶ amplitude.
- ▶ forme d'onde.
- ▶ symétrie⁽¹¹⁾.

Pour le réseau synchrone algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée,

doit se trouver dans l'intervalle de 50 Hz \pm 1 %.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de \pm 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger) ^(4, 5).

II.4 Définition de la stabilité en tension

La stabilité de tension est définie par VAN CUTSEM T., VOURNAS, C ⁽⁷⁾ comme la capacité d'un système électrique à maintenir des tensions acceptables en chaque bus après une perturbation du système. Plusieurs phénomènes peuvent engendrer une perturbation : défaillance d'un ouvrage de transport ou d'un générateur, variations de charges, modification de la configuration du système, etc.... l'étude présentée dans cet article est restreinte à la stabilité en tension vis-à-vis d'une variation de demande.

Il est particulièrement difficile de prévoir exactement une variation de la demande. Aussi, une approche classique de la stabilité en tension revient à considérer un facteur de charge λ défini comme Suit:

$$S_{DJ} = \lambda. S_{DJ0} \quad (1)$$

Où S_{DJ} est la demande de puissance apparente au nœud j et S_{DJ0} est sa valeur initiale.

La courbe $v_i = f(\lambda)$ représentant la tension pour un nœud j donné, en fonction du facteur de charge du système, chaque point étant calculé pour un état stationnaire du système, est fortement dépendante Du niveau de compensation du système. En effet, dans le cas du système à 2 nœuds représenté en Figure 1, on observe la courbe présentée en figure 3 qui montre que :

- plus l'injection de réactif des charges est importante (système plus capacitif), plus λ_{max} est plus Grand.
- si les charges sont très capacitives, la tension du point d'écroulement augmente. Ainsi, plus le système est capacitif, plus la tension au point d'écroulement est proche de la tension nominale du système.

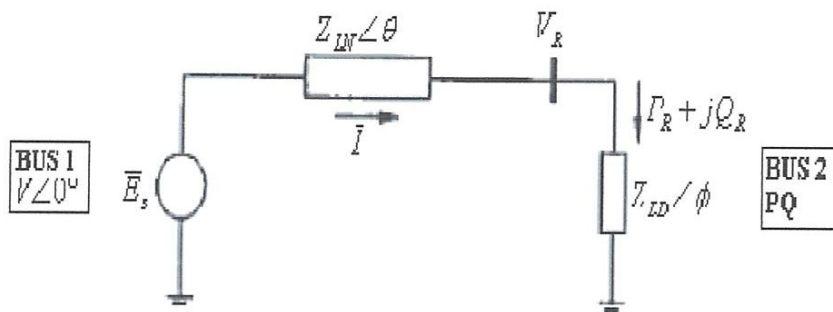


Figure II.1. Système à 2 nœuds⁽⁷⁾

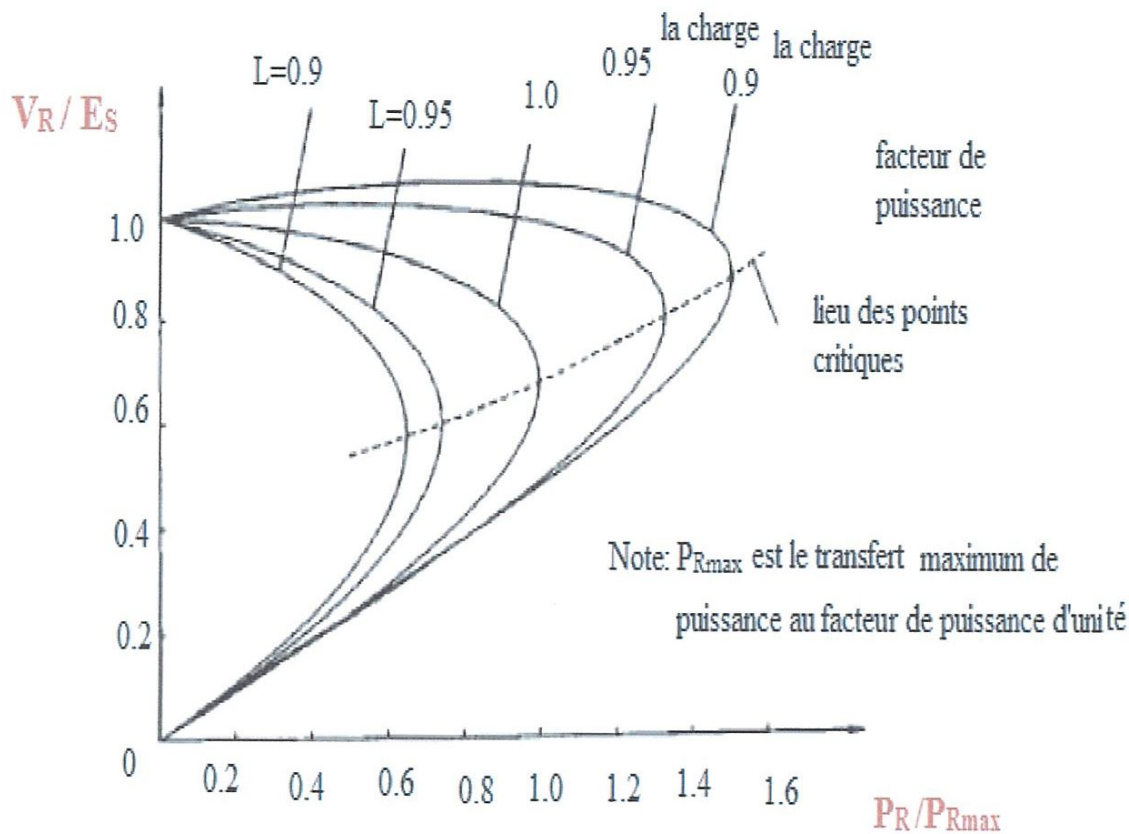


Figure II.2. Représentation de la tension du nœud 2 en fonction du facteur de charge du système et du $\cos \varphi$ du bus 2⁽⁷⁾

II.5 Définition Mathématique de la stabilité en tension

En conditions normales de fonctionnement, les systèmes électriques⁽¹²⁾ opèrent dans un état stable généralement défini par un « load flow ». Pour une distribution de charges ($PD0$, $QD0$), une distribution de la production de puissance active ($PG0$) et des tensions de consigne pour les alternateurs et compensateurs (VG) données, on peut ainsi connaître de manière déterministe l'état du système :

tension V et angle δ en chaque nœud. Dans la suite de l'article, on synthétisera les équations du « load flow » par :

$$g(v, \delta) = 0 \quad (2)$$

Pour connaître l'état du système pour différents facteurs de charge, il faut ajouter une variable d'état supplémentaire à l'équation (2), qui décrit le fonctionnement du système électrique. Le système électrique est alors représenté par :

$$\mathbf{g}(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda}) = \mathbf{0} \quad (3)$$

Cette modélisation du système électrique est notamment limitée par la représentation approximative des demandes. En effet, les puissances demandées sont en réalité souvent dépendantes de la tension.

Nous faisons l'hypothèse supplémentaire que toute augmentation globale de production (pour compenser les pertes de puissance active par exemple) impacte un générateur i au pro rata de sa production initiale P_{Gi0} .

Le Jacobine $\mathbf{J}(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda})$ du système $\mathbf{g}(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda})$ est par ailleurs défini par :

$$\mathbf{J}(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda}) = \begin{pmatrix} \frac{\partial g_1(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \dots & \frac{\partial g_1(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \mathbf{v}} \\ \frac{\partial g_n(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \dots & \frac{\partial g_n(\mathbf{v}, \boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \mathbf{v}} \end{pmatrix} \quad (4)$$

où n est le nombre de nœuds que compte le système étudié.

D'après le concept de « Saddle Node » défini par Sotomayor en 1973 [7], le point d'écroulement est caractérisé par la singularité du jacobine. C'est la raison pour laquelle les méthodes conventionnelles de résolution d'équations telles que newton raphson ne convergent pas, rendant la recherche du point de bifurcation difficile.

Une méthode pour trouver le point de bifurcation d'un système est donc l'augmentation graduelle systématique du facteur de charge du système avec une résolution du système d'équations à chaque pas jusqu'à la non convergence du « load flow ». Cette méthode est toutefois limitée par le caractère extrême du point de bifurcation qui rend la convergence du « load flow » difficile avant même le point de bifurcation. Des méthodes plus efficaces ont donc été développées. Nous présentons ci-dessous deux d'entre elles.

II.6 Outils classique pour l' évaluation de la stabilité en tension (CPF) Continuous Power Flow

Les techniques de CPF constituent un outil très robuste pour le calcul de trajectoires de variables d'état dans un système dépendant d'un ou plusieurs paramètres. Différents méthodes existent et nous nous focaliserons ici sur la méthode développée par c. Canizaris dans ⁽¹⁴⁾. Le système considéré est résumé par l'équation (3) qui, si on appelle x , le vecteur constitué des variables v et δ , devient:

$$g(x, \lambda) = 0 \tag{5}$$

Le CPF est un processus itératif qui, à partir d'une situation initiale définie par (x_j, λ_j) , consiste à calculer une nouvelle situation (x_{j+1}, λ_{j+1}) avec $\lambda_j > \lambda_{j+1}$. Une itération peut être divisée en deux phases:

La prédiction et la correction. La figure 3 résume un pas complet pour obtenir (x_{j+1}, λ_{j+1}) à partir de (x_j, λ_j) .

Ce processus converge ainsi vers λ_{max} .

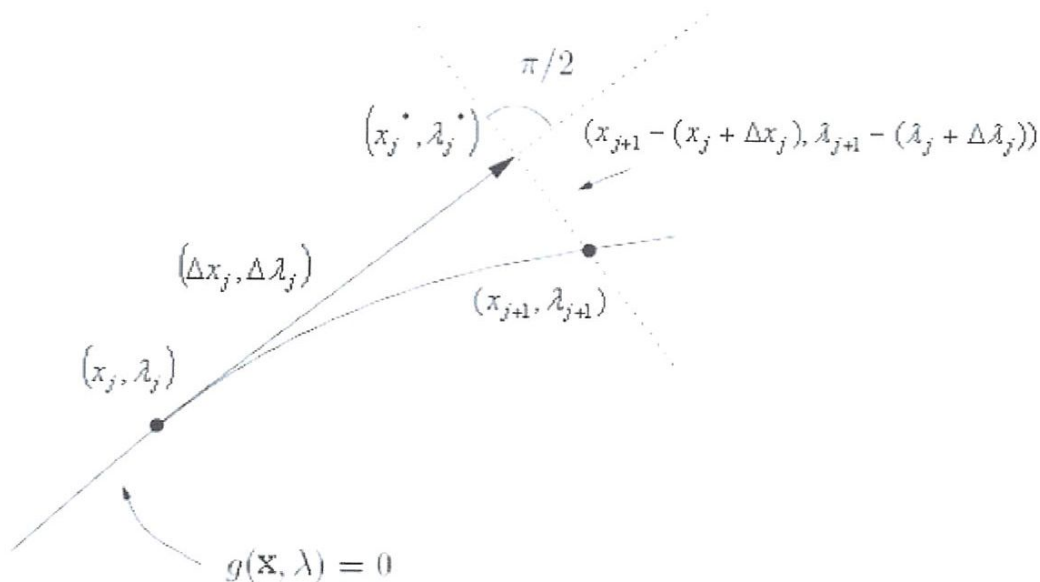


Figure II.3. Description des phases de prédiction et de correction.

Le but de cette étude a donc été d'analyser l'évolution de la chute de tension en chaque nœud du système avant d'arriver au point d'écroulement défini par le CPF, tout en tenant compte des limites pratiques de fonctionnement du réseau (notamment en ce qui concerne les limites de tension des nœuds et d'injection de puissance réactive des générateurs).

L'algorithme de CPF a été utilisé. Il présente effectivement l'avantage de décrire une série de points de fonctionnement possibles où les contraintes suivantes sont vérifiées.

1) limites d'injection de puissance réactive

Un générateur ou élément de compensation (condensateurs, facts,...) est décrit comme un nœud **PV**. Il peut donc fixer la tension en jouant sur la puissance réactive. Cependant, lorsque le générateur arrive à sa limite d'injection de puissance réactive, cette tension de consigne devient variable et le générateur est transformé en nœud **PQ**.

2) limites thermiques des lignes.

Pour chaque ligne, on définit un flux maximal de puissance apparente transmissible.

3) limites de tension

Des limites (maximales et minimales) de tension sont définies en chaque nœud. Elles doivent être vérifiées lors du réglage tertiaire de la tension. Lors du CPF, l'écroulement de tension arrivant en général à des tensions plus faibles que V_{min} , on autorise des tensions inférieurs à la limite théorique.

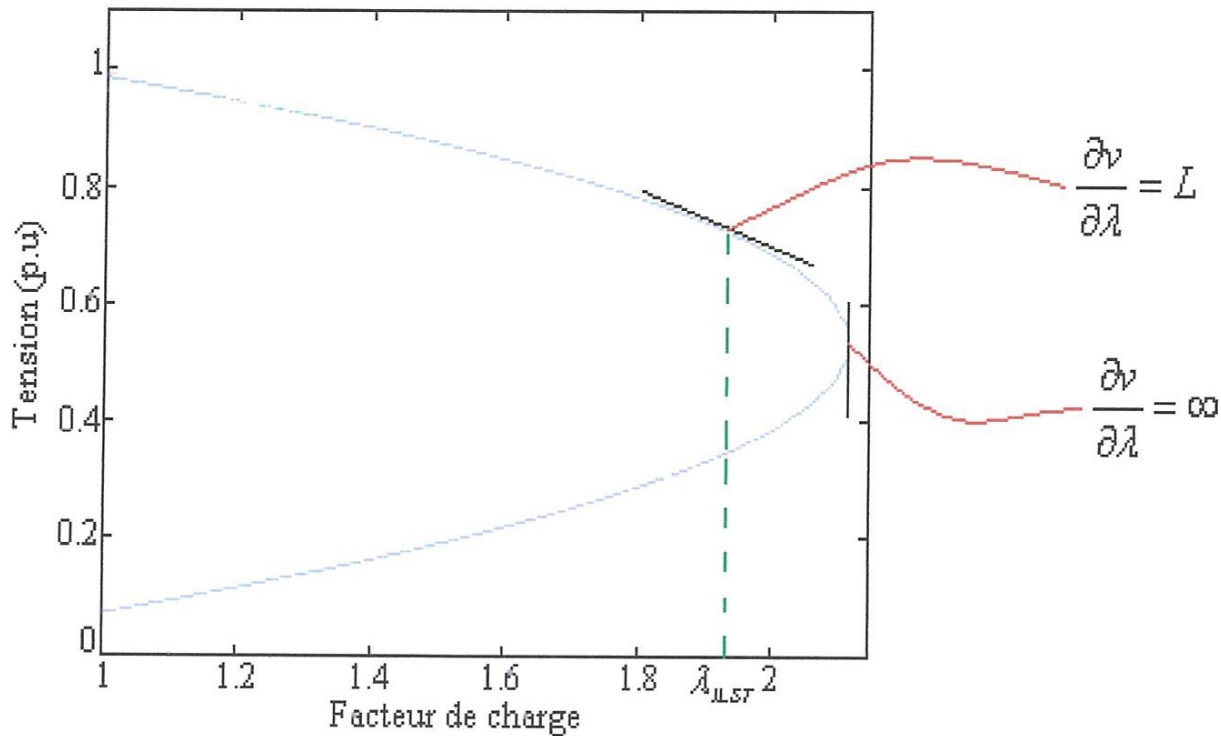


Figure II.4. Principe de base du ILST

II.7 Causes de l'instabilité de la tension

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge

ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive.

II.8 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension

L'une des caractéristiques importantes d'un réseau est la relation entre la puissance reçue PR et la tension à l'extrémité réceptrice VR . Le texte qui suit présente une discussion de cette caractéristique associée à un réseau radial simple.

Les réseaux réels comportant un grand nombre de génératrices et de barres de consommation montrent également une relation semblable entre le transfert de puissance active et la tension de la barre de charge. Puissance de charge en p.u

Le réseau est instable en tension pour une demande de puissance de consommation supérieure à la puissance maximale. Le facteur de puissance de consommation exerce un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension dans le réseau. Le maintien de la tension serait certainement facilité par l'instauration d'un soutien réactif au niveau de la barre de consommation.

La tension critique résultante est élevée, ce qui constitue un aspect très important pour la stabilité de la tension.

II.9 Modélisation des éléments du réseau électrique

II.9.1 Modèle de l'alternateur

Le groupe turbo-alternateur est considéré comme le cœur du réseau électrique, il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. Dans notre cas, le groupe turboalternateur est modélisé par une source de tension constante qui injecte, au niveau du nœud au quel il est connecté, une puissance active P_g et réactive Q_g .

L'alternateur possède deux boucles de régulation automatique, une pour le réglage automatique de la puissance **AGC** (Automatique Génération Control) et l'autre pour le réglage automatique de la tension **AVR** (Automatique Voltage Régulateur).

La production de l'énergie réactive dans un générateur est limitée suivant l'équation (2.1)

$$Q_R^{min} \leq Q \leq Q_R^{max}$$

Cette limitation est due principalement à la limite thermique du bobinage statorique et rotorique ainsi que la limitation de l'angle rotorique permise (30^0).

II.9.2 Modèle de la ligne de transport en π

La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir figure 2.1.

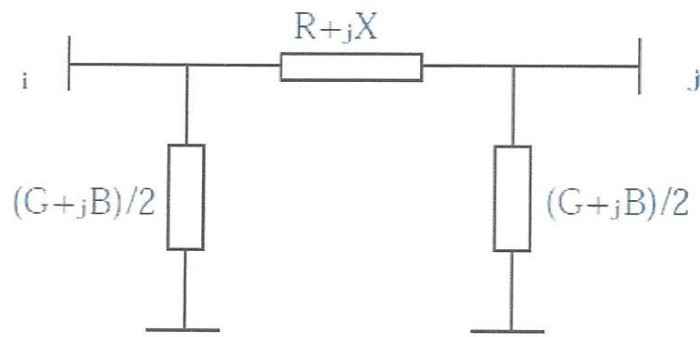


Figure 2.1 Modèle en π d'une ligne électrique.

II.9.3 Modèles des nœuds du réseau

Les nœuds dans un réseau électrique sont divisés en trois types :

- Nœud de charge (**PQ**) : c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.
- Nœud générateur (**PV**) : c'est un nœud 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_g^{min} et Q_g^{max} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (**PQ**).

- Nœud bilan (slack bus) : c'est un nœud 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 nœud bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus.

II.9.4 Modèle du transformateur⁽¹⁵⁾

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique.

Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (figure II.5).

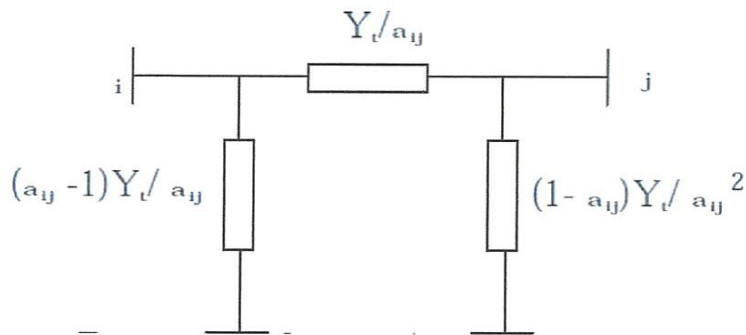


Figure II.5 Modèle d'un transformateur.

Dans un réseau électrique, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge sont des transformateurs régleur de charge (LTC).

Ils disposent des régulateurs automatiques de la tension dans des limites permises de fonctionnement, indépendamment des fluctuations de tension primaire.

II.9.5 Modèle de charges

II.9.5.1 Charges passives⁽¹⁶⁾

Ce sont des consommateurs tels que l'éclairage, le chauffage dont les lois de variation électrique sont du type :

$$P = \left[\frac{V}{V_n} \right]^\alpha \cdot P_n \quad \text{ET} \quad Q = \left[\frac{V}{V_n} \right]^\beta \cdot Q_n$$

avec a et b caractéristiques de la charge.

II.9.5.2 Charges « électronique de puissance »

Un grand nombre de récepteurs : cuves à électrolyse, moteurs à vitesse variable, chauffage à gradateur, etc., entrent dans cette famille de charges.

Ces récepteurs ont en général en commun une forte sensibilité aux variations de tension. Par exemple, un moteur à vitesse variable peut être arrêté complètement pour une variation de tension de l'ordre de $\pm 15 \%$. A cela, peut se rajouter une sensibilité aux variations de fréquence, donc ces appareils font partie des récepteurs sensibles aux problèmes de stabilité des grandeurs électriques.

Il en est de même pour les matériels informatiques^(*).

II.10 Conclusion

Pour l'analyse d'un réseau électrique c'est nécessaire modéliser tous les éléments du système tel que la charge, les lignes, transformateur,ect.

Pour pouvoir appliquer les lois fondamentaux qui régissent notre système.

Chapitre III :

Etude d'un réseau

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 coûts d'exploitation et à maximiser les marges de sécurité du système . Le critère de sécurité apparaît 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 (injections 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 réseaux 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.

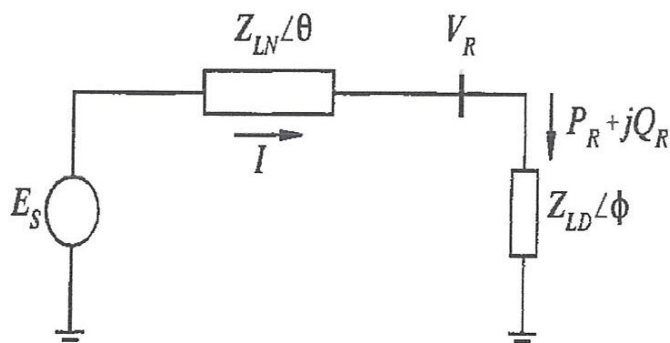
III.1 Concepts de base liés à la stabilité de tension

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.

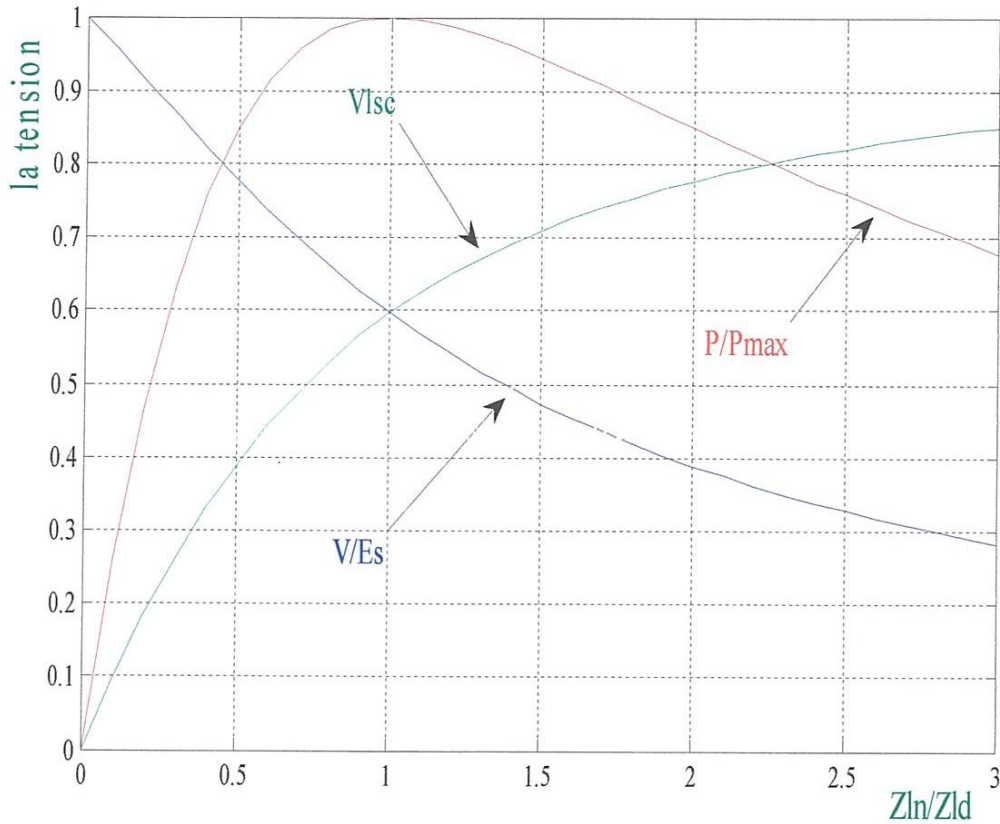
Cette section illustre les concepts de base liés à l'instabilité de tension , premièrement on commence par les caractéristiques du système par l'influence des générateurs, des charges, et des dispositifs de compensation de puissance réactive.

III.2 Caractéristiques du système de transmission

Les caractéristiques d'intérêt sont les relations entre la puissance transmise (P_R), la tension à la fin (V_R), et la puissance réactive injectée (Q_i). Ces caractéristiques sont montrées pour un système radial simple .



a- schéma équivalent



b- courant, tension en fonction de la charge.

Figure III.1: caractéristiques d'un système radial simple

le courant et la puissance sont donnés par les équations suivantes :

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_s}{Z_{LN}} \quad (1.1)$$

$$V_R = (1 + Z_{LD}/\sqrt{F} Z_{LN}) E_s \quad (1.2)$$

$$P_R = Z_{LD}/F (E_s/Z_{LN})^2 \cos \theta \quad (1.3)$$

où

$$F = 1 + (Z_{LD}/Z_{LN})^2 + 2(Z_{LD}/Z_{LN}) \cos(\theta - \emptyset)$$

les courbes de I , V_R et de P_R sont montrées sur la Figure III.1 (b) en fonction de la charge (Z_{LN}/Z_{LD}), avec $\tan \theta = 10.0$ et $\cos \theta = 0.95$. Pour rendre les résultats applicables à n'importe quelle valeur de Z_{LN} , les valeurs de I , V_R et P_R sont relativisés.

Plusieurs méthodes traditionnelles montrent la relation entre V_R et P_R , pour différentes valeurs de facteur de puissance de charge avec E_S constante, comme montré dans Figure III.2. Le lieu des points critiques de fonctionnement est montré par des lignes pointées. Seulement que les points de fonctionnement au-dessus des points critiques représentent des conditions de fonctionnement satisfaisantes.

III.3 Exemple de deux jeux de barres

Considérons un générateur relié à un jeu de barres de charge par une ligne de transmission sans pertes comme montré sur la figure fig.III.2.

Si les deux tensions (E et V) sont maintenues constantes alors le transfert maximum de puissance se produit sous un angle (θ) de 90° .

la relation entre l'angle θ et la puissance transmise (P) à travers la ligne est montré dans fig. III.3.

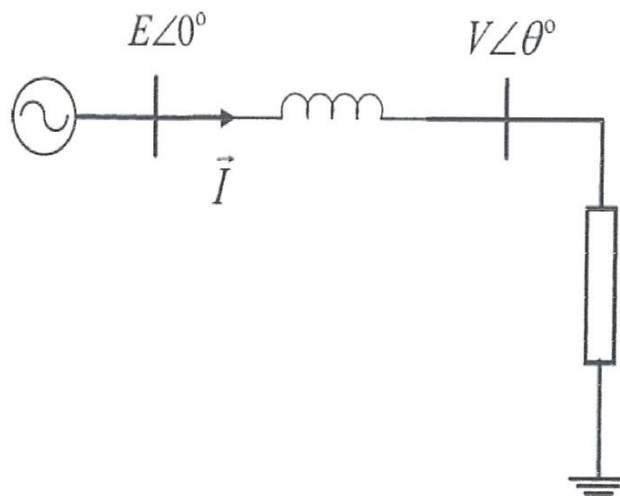


Fig.1.2 système simple de deux jeux de barres

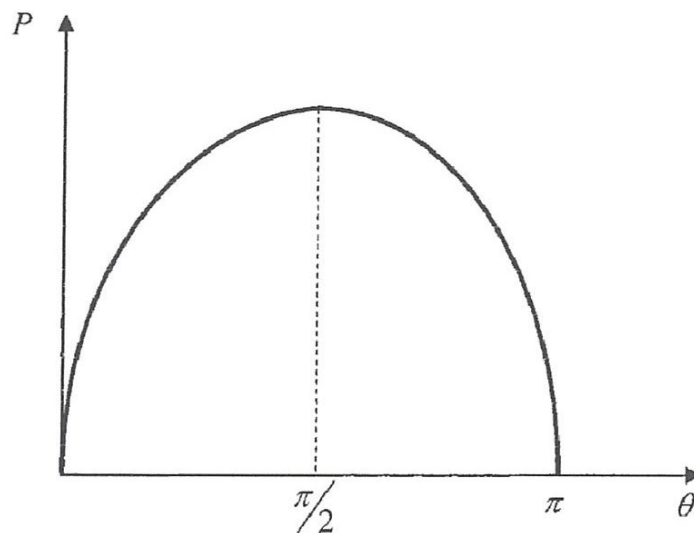


Fig.III.3. Le rapport entre p et θ

Considérons maintenant le même générateur avec une tension constante étant relié à un jeu de barres de charge dont la tension n'est plus constante. Puis la relation entre la tension de jeux de barres de charge et la puissance transmise par la ligne de transmission est montrée dans la fig. III.4.

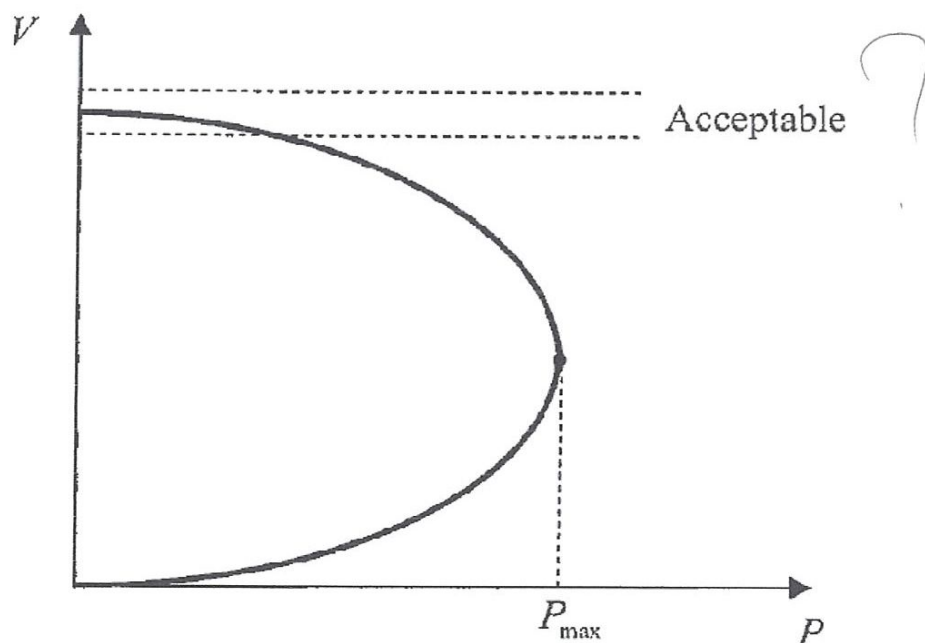


Fig.III.4 la tension de jeux de barres de charge

Avec l'augmentation de la charge la tension à jeux de barres diminue et atteint la valeur critique qui correspond au transfert maximum de puissance .

En général ce transfert maximum de puissance est lié à l' instabilité de tension si la charge est de type puissance constante. Au- delà de ce point il n'y a aucun équilibre.

III.4 Dérivation de la puissance critique et la tension critique

Pour cet exemple simple, une forme de solution pour la tension critique et la puissance maximale correspondante peut être dérivée de la Fig. III.2.

$$\begin{aligned}\vec{V} &= \vec{E} - jX\vec{I} \\ S &= P + jQ = \vec{V}\vec{I}^* = \vec{V} \left(\frac{\vec{E} - \vec{V}}{jX} \right)^* = \vec{V} \left(\frac{\vec{E}^* - \vec{V}^*}{-jX} \right) \\ &= V \angle \theta \frac{(E \angle 0 - V \angle -\theta)}{-jX} = -\frac{EV}{X} \sin \theta + j \left(\frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \right)\end{aligned}$$

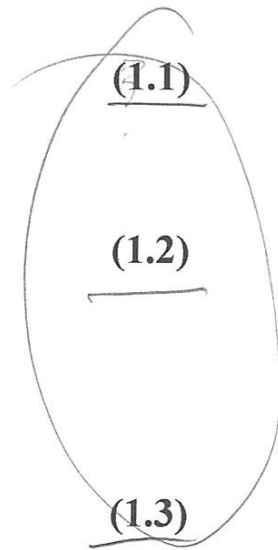
Séparation de la partie réelle et imaginaire

$$P = -\frac{VE}{X} \sin \theta \tag{1.1}$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \tag{1.2}$$

de l'équation 1.1 et 1.2

$$\sin \theta = -\frac{PX}{EV} \tag{1.3}$$



$$\cos \theta = \left(\frac{QX + V^2}{EV} \right)^2 \quad (1.4)$$

Nous savons :

$$\sin^2 \theta + \cos^2 \theta = 1 \quad (1.5)$$

Employons l'équation.1.5 pour combiner l'équations.1.3 et 1.4 dans

$$\left(\frac{-PX}{EV} \right)^2 + \left(\frac{QX + V^2}{EV} \right)^2 = 1$$

L'expression ci-dessus peut être mise dans la forme suivante

$$\frac{V^4}{E^4} + \frac{V^2}{E^4} (2QX - E^2) + \frac{X^2}{E^4} (P^2 + Q^2) = 0 \quad (1.6)$$

tel que

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

puis équation (1.6) devient (où V, P et q sont les quantités normalisées.)

$$v^4 + v^2(2q - 1) + p^2 + q^2 = 0 \quad (1.7)$$

Ø l'angle de facteur de puissance de la charge,

$q = p \tan \emptyset$ dans l'équation.1.7 et simplifié .

$$v^4 + v^2(2p \tan \emptyset - 1) + p^2 \sec^2 \emptyset = 0 \quad (1.8)$$

Equation.1.8 est l'équation quadratique dans le V^2 , où

$$v^2 = -(2p \tan \emptyset - 1) \pm \frac{\sqrt{(2p \tan \emptyset - 1)^2 - 4p^2 \sec^2 \emptyset}}{2} \quad (1.9)$$

V a quatre solutions hors dont deux sont physiquement significatives.

Ces deux solutions correspondent à la plus haute tension et la plus basse tension comme montré dans **fig. III.5**.

Par exemple l'équation .1.9, à $P = 0$, $V = 0$ ou 1 équation

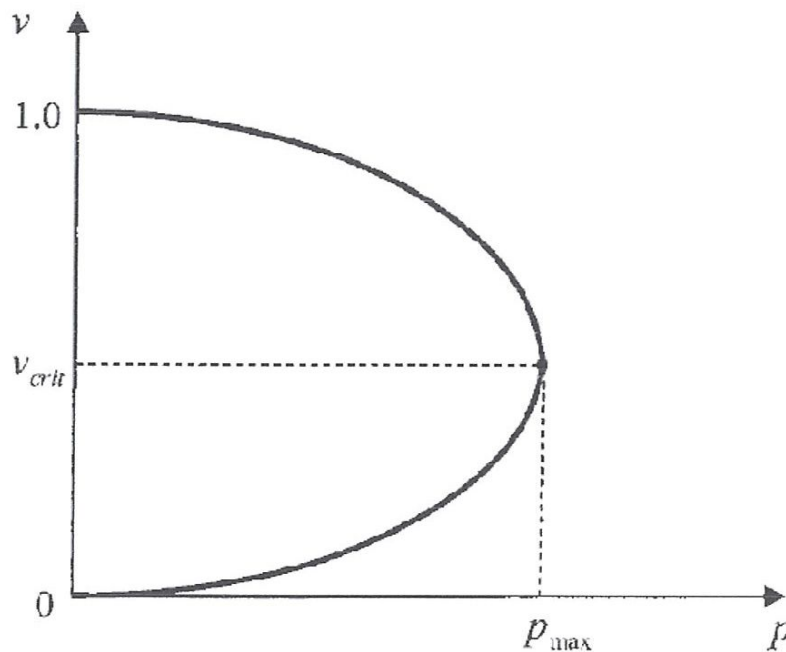


Fig.III.5 De la Variation de v avec le respect de p

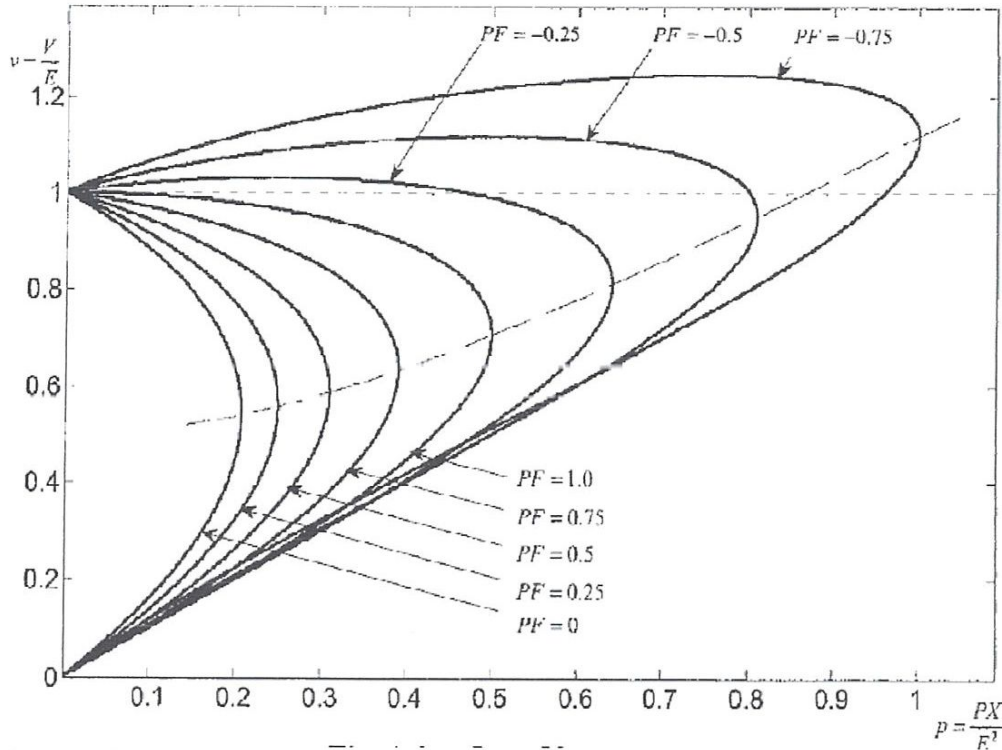


Fig.III.6 courbes de la tension pour différents facteur de puissance

Au point maximum de puissance la limite à l'intérieur de la racine carrée dans l'équation 1.9 est zéro. Dans cette condition, nous pouvons montrer:

$$P_{max} = \frac{\cos\theta}{2(1+\sin\theta)} \quad (1.10)$$

$$v_{crit} = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sqrt{1+\sin\theta}} \quad (1.11)$$

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

$$p_{max} = \frac{1}{2} = 0.5 ; \quad v_{crit} = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0.707$$

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

$$\cos^2\theta = 1 - \sin^2\theta \quad (1.12)$$

De l'équation.1.1, à la puissance maximum conditions , $\sin\theta = -p_{max}/v_{crit}$.

Substitution du $\sin\theta$ dans l'équation.1.12 avec le p_{max} frome l'équation.1.10 et de v_{crit} frome l'équation.1.11.

$$\cos \varnothing = \sqrt{1 + \sin^2 \varnothing} = \frac{1}{2v_{crit}} \quad (1.13)$$

Tableau III.1: Différentes valeurs de points critiques

P_{crit}	V_{crit}	q	\varnothing	θ
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.4.1 Courbes QV

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.

$$v^2 = \frac{-(2q-1) \pm \sqrt{(2q-1)^2 - 4(p^2+q^2)}}{2} \quad (1.14)$$

Si nous maintenons p constant dans l'équation.1.14, puis pour chaque p la relation entre q et v est montré dans la **fig. III.7**.

Nous pouvons obtenir q_{crit} en égalisant la limite à l'intérieur du signe de racine carrée à zéro équation (1.14) Puis

$$q_{crit} = \frac{1}{4} - p^2 \quad (1.15)$$

Et

$$V_{crit} = \sqrt{\frac{1}{2}(1 - 2q_{crit})} \quad (1.16)$$

$$\text{à } p = 0 \quad q_{crit} = 0.25; v_{crit} = 0.5.$$

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 **fig.III.7**

Avec la compensation de condensateur la puissance maximale augmente ,alors que la tension critique correspondante augmente aussi. De la figure fig. III.6, on peut voir que une ligne fortement compensée , les tensions normales deviennent des tensions critiques.

III.4.2.2 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 donné pour maintenir une certaine tension. Par exemple dans fig. III.7 dans la courbe de $p=0.5$, pour maintenir la tension à 1.0 p.u. , une puissance réactive capacitive $q=0.13 \text{ p.u.}$ est nécessaire. Si cette injection de puissance réactive est perdue, la tension sera diminuée à 0.707p.u. d'ou 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 grandes 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 lignes.

Si la ligne est assumée transposée, on peut analyser la ligne par phase. La Figure (6.1) 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.

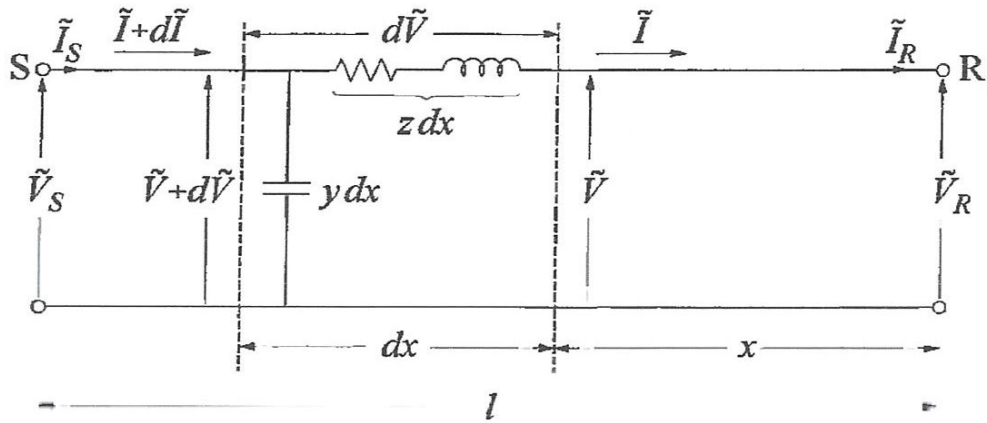


Figure III.6.1 : La tension et courant pour ligne de paramètres distribués

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 :

$$d\bar{v} = \bar{I}(z dx)$$

Par conséquent,

$$\frac{d\bar{v}}{dx} = \bar{I}z \quad (1)$$

Le courant dans l'admittance shunt est :

$$d\bar{I} = \bar{V}(y dx)$$

Par conséquent,

$$\frac{d\bar{I}}{dx} = \bar{V}y \quad (2)$$

Différenciant les équations 1 et 2 par rapport à x , nous obtenons

$$\frac{d^2\bar{v}}{dx^2} = z \frac{d\bar{I}}{dx} = yz\bar{V} \quad (3)$$

et

$$\frac{d^2}{dx^2} = y \frac{d\bar{v}}{dx} = yz\bar{I} \quad (4)$$

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 3 et 4 pour la tension et le courant à une distance X de l'extrémité de réception est

$$\bar{V} = \frac{\bar{V}_R + Z_C \bar{I}_R}{2} e^{yx} + \frac{\bar{V}_R - Z_C \bar{I}_R}{2} e^{-yx} \quad (5)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_R / Z_C + \bar{I}_R}{2} e^{yx} - \frac{\bar{V}_R / Z_C - \bar{I}_R}{2} e^{-yx} \quad (6)$$

où

$$Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (7)$$

La constante Z_C s'appelle l'impédance caractéristique

$$\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta \quad (8)$$

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^{yx} peut être exprimée comme suit :

$$e^{yx} = e^{(\alpha + j\beta)x} = e^{\alpha x} (\cos \beta x + j \sin \beta x) \quad (9)$$

Par conséquent, la première limite dans l'équation 5 augmente dans la grandeur et avance dans la phase à mesure que la distance de l'extrémité de réception augmente. Cette limite s'appelle la tension d'incident.

Augmenté de la deuxième limite exponentielle est :

$$e^{-yx} = e^{-\alpha x} (\cos \beta x - j \sin \beta x) \quad (10)$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{j\omega C}} \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L}\right) \quad (11)$$

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)j\omega C} \approx j\omega\sqrt{LC} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L}\right) \quad (12)$$

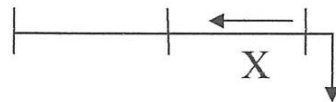
Pour une ligne sans pertes, les équations 5 et 6 se simplifient à :

$$\bar{V} = \bar{V}_R \cos \beta x + jZ_C \bar{I}_R \sin \beta x \quad (13)$$

et

$$\bar{I} = \bar{I}_R \cos \beta x + j(\bar{V}_R/Z_C) \sin \beta x$$

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



$$V_x = V_2 \cos \beta_0 x + j\sqrt{3} Z_C I_2 \sin \beta_0 x$$

$$I_x = I_2 \cos \beta_0 x + j\sqrt{3} \frac{V_2}{\sqrt{3}Z_C} \sin \beta_0 x$$

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

Donc :

$$V_1 = V_2 \cos \beta_0 l + jI_2 Z_C \sin \beta_0 l$$

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

Alors :

$$V_1 = V_2 \cos \theta + jI_2 Z_C \sin \theta$$

D'autre part :

$$\dot{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{V_2}$$

Donc :

$$V_1 = V_2 \cos \theta + jZ_C \sin \theta \frac{P_2 - jQ_2}{V_2}$$

Sachant que

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

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

$$V_1(\cos \beta + j \sin \beta) = V_2 \cos \theta + Z_C \frac{Q_2}{V_2} + jZ_C \frac{P_2}{V_2} \sin \theta$$

donc

$$\begin{cases} V_1 \cos \beta = V_2 \cos \theta + Z_C \frac{Q_2}{V_2} \sin \theta \\ V_1 \sin \delta = Z_C \frac{P_2}{V_2} \sin \theta \end{cases}$$

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 :

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

On a : $Q_2 = P \tan \varphi$

Donc :

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

D'où

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

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 $\cos\varphi = 1$

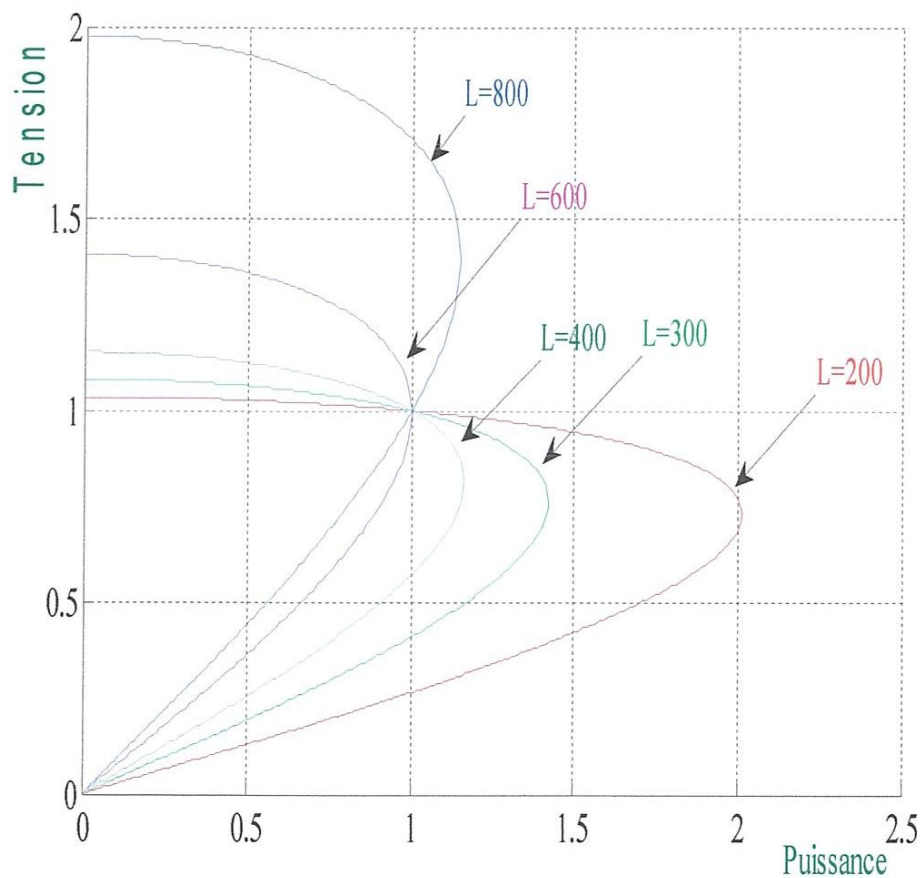


Figure III.8 Représente la relation entre la tension et la puissance au la variation du la longueur

pour une charge avec $\cos\varphi = 0.97$

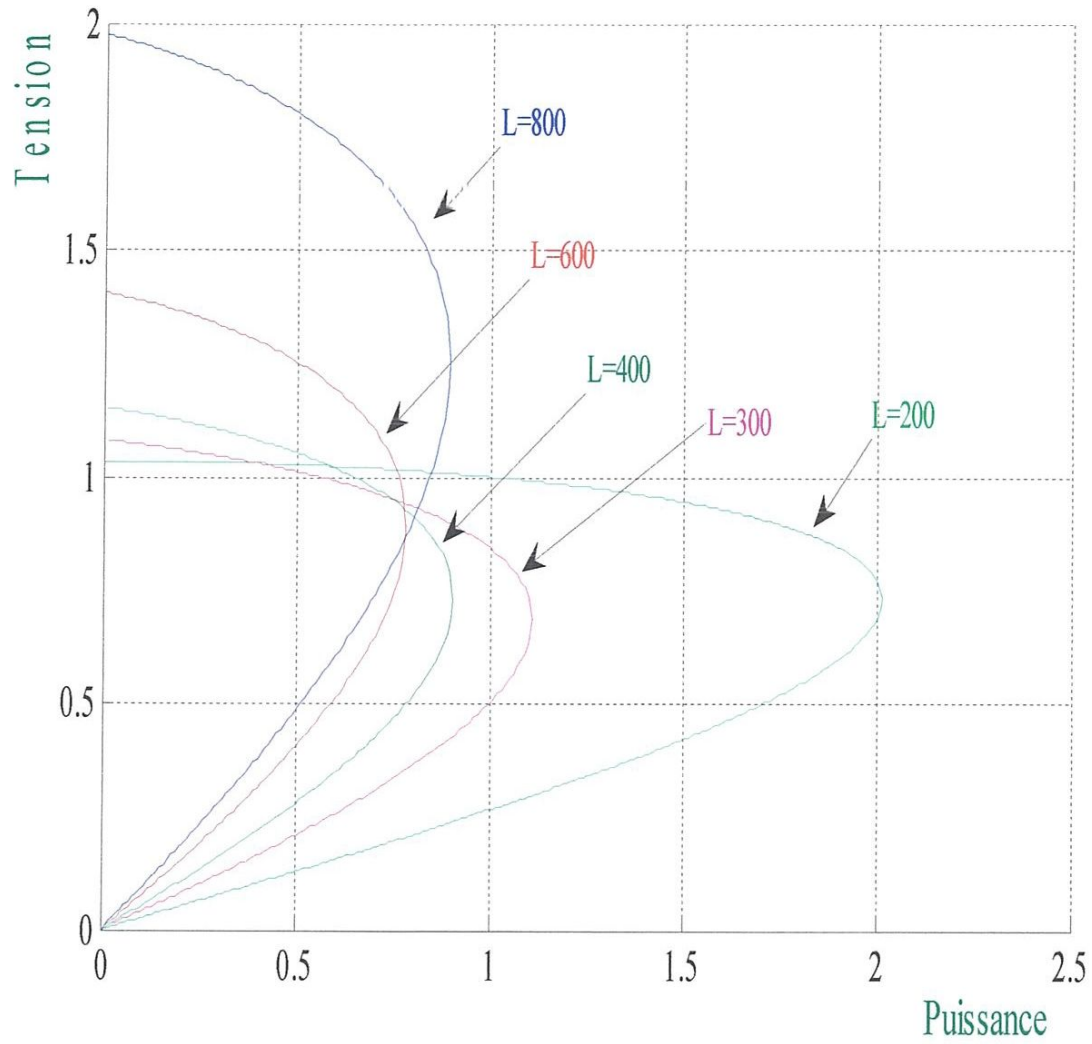


Figure III.9

pour charge avec $\cos\varphi = -0.97$

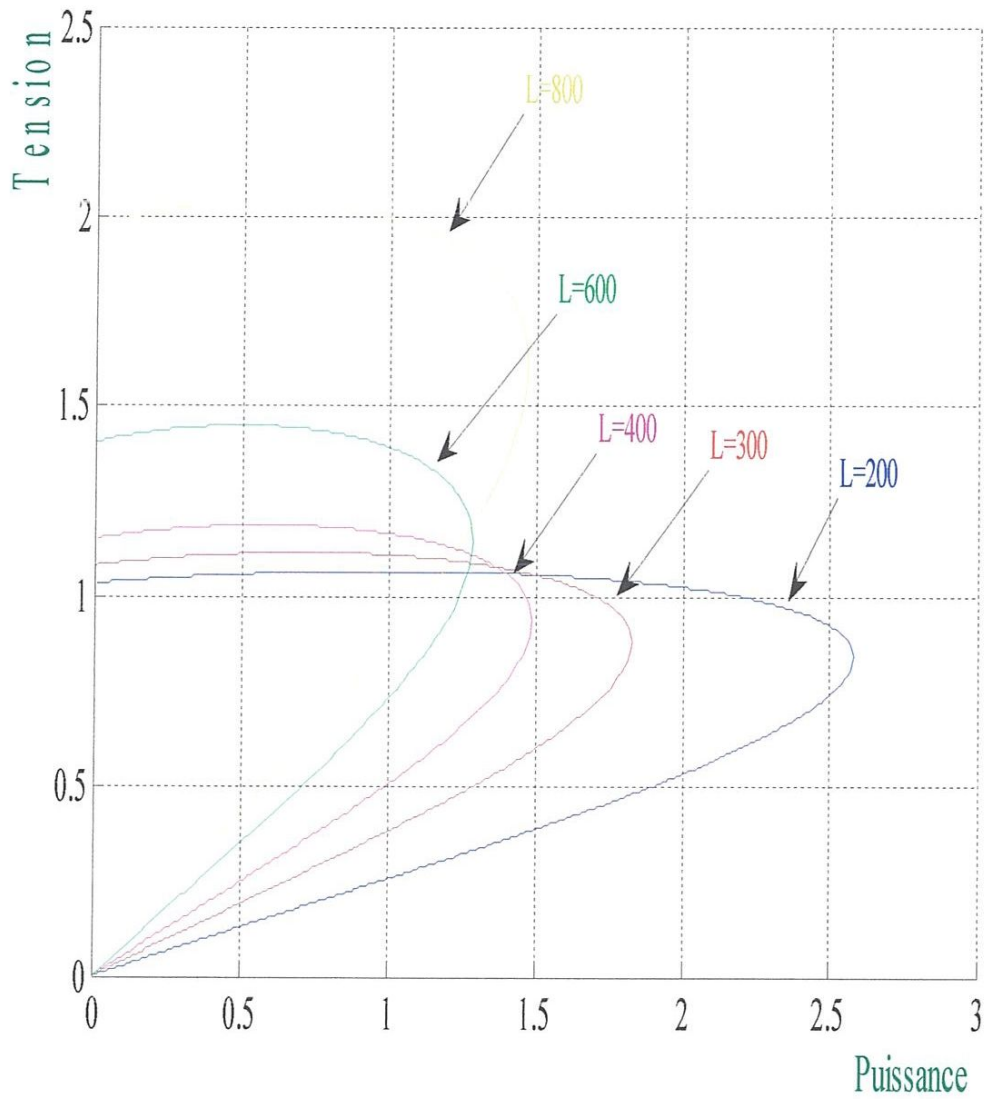


Figure III.10

Interprétation

les figures III.8, III.9 et III.10 respresentes les caratéristiques puissance transmise et tension pour un modèle de ligne à grandes distance pour differentes longueurs.

Pour une longueur $L=200\text{km}$ la puissance maximale transmise $P_{\max}\approx 2 \text{ pu}$ pour le régime à vide $P=0 \text{ pu}$, la tension est dans les limites admissibles.

mais pour $L=400 \text{ km}$, la puissance maximale transmise diminue encore, et en régime à vide la tension dépasse la limite admissible pour cette cause les réseaux à grandes distances ne doivent jamais fonctionner à vide.

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

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

$$\beta=0.0013$$

$$\lambda=5000$$

$$L=800 \text{ km}$$

$$E=1$$

$$\theta=\beta*L$$

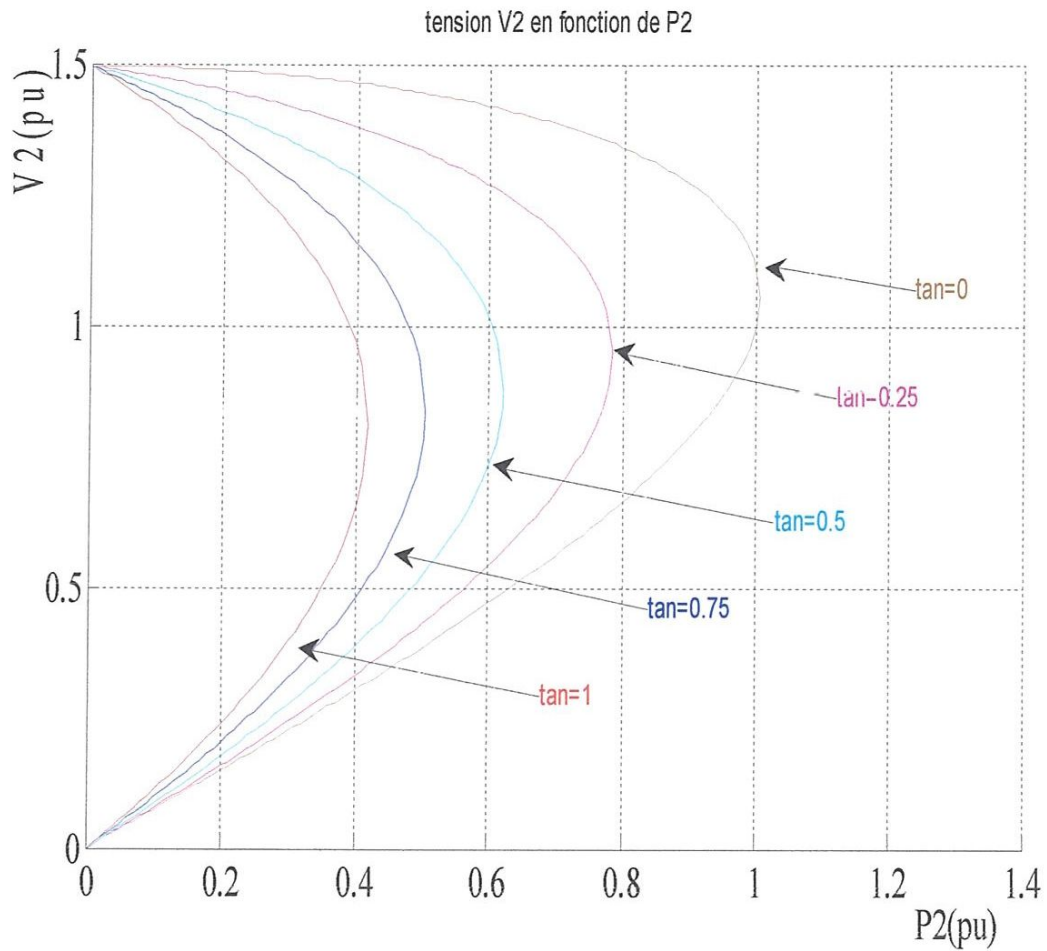


fig. III.11 tension V_2 en fonction de P_2 pour ligne courte.

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 U_2 toujours égale la tension U_1 .

III.6 Réseau test de quatre nœuds

soit le réseau de quatre nœuds montré sur la figure III.6.1

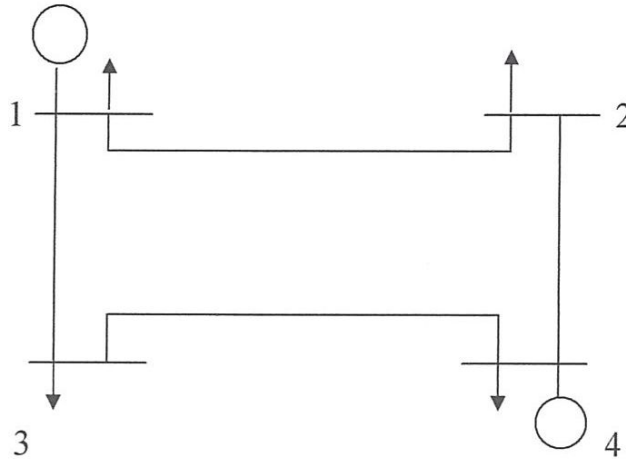


Figure III.6.1 diagramme unifilaire du réseau quatre nœuds

Tableau 1 données des jeux de barres

Numéro	code	Charge				Génération				
		Mg	Degré	MW	MVAR	MW	MVAR	Qmin	Qmax	MVAR
1	1	1	0	50	30.99	0	0	0	0	0
2	0	1	0	170	105.35	0	0	0	0	0
3	0	1	0	200	123.94	0	0	0	0	0
4	2	1	0	80	49.58	318	0	-50	100	0

code:

1: jeux de barres balancier (slack bus)

2: jeux de barres de génération (PV bus)

0: jeux de barres de charge (PQ bus)

les valeurs de Q de la charge sont calculées à partir du P correspondant supposer

des valeurs d'un facteur de puissance de **0.85**.

Tableau 2 : données des lignes.

bus (1)	bus (2)	R	X	1/2B	type ligne
1	2	0.01008	0.05040	0.05125	1
1	3	0.00744	0.03720	0.03875	1
2	4	0.00744	0.3720	0.03875	1
3	4	0.01272	0.06360	0.06375	1

on applique la méthode de Newton-raphson pour calculer le réseau ci-dessus.

pour cela nous utiliser un programme en Matlab,

la puissance de base :

$S_B=100MVA$.

tension $V=230$ kV

$$V=f(P_3)$$

Pourcentage	Tension (nœud 3) (pu)	Puissance active totale (p.u)
0%	0.959	5
20%	0.954	6
40%	0.952	7
60%	0.949	8
80%	0.943	9
100%	0.939	10
120%	0.932	11
140%	0.924	12
160%	0.915	13
180%	0.911	14
200%	0.905	15

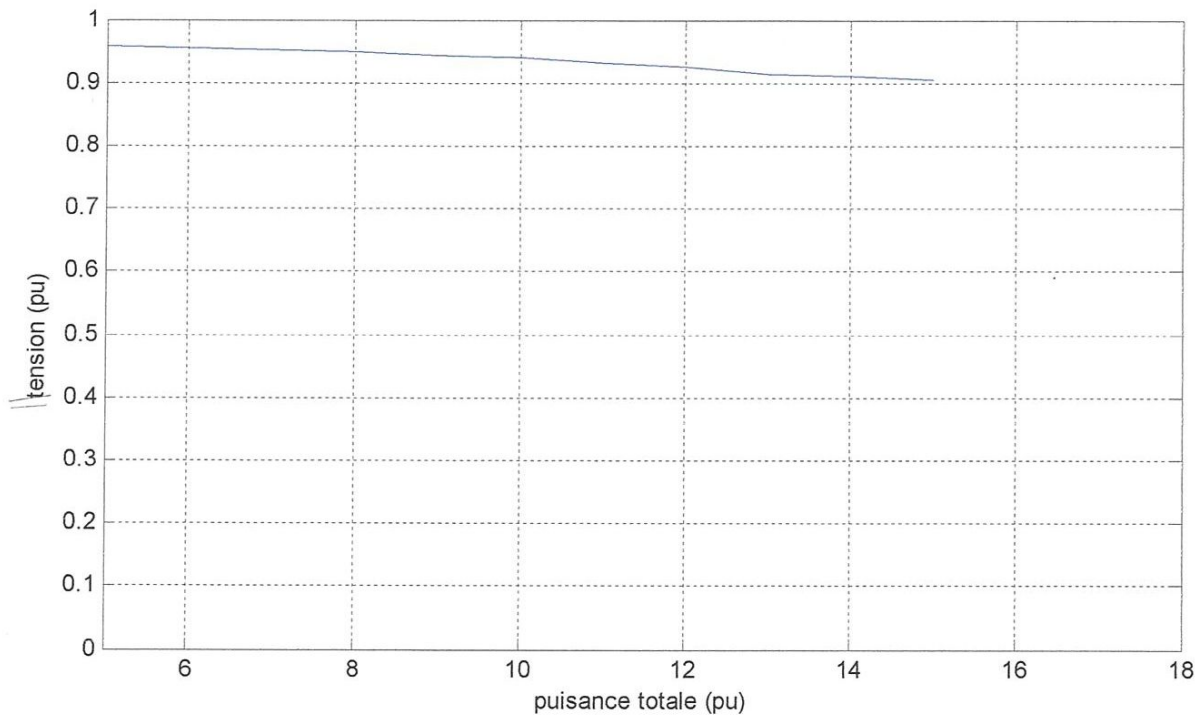


Figure III.6.2 De la tension en fonction de P $V = f(P)$.

tension du jeux de barres 3 en fonction de la puissance active totale.

d'après la figure III.6, si la puissance active totale varie, la tension varie aussi. puisque le module de la tension est lié à la puissance active. on voit que si la puissance active augmente le module de la tension dans le nœud (3) considéré diminue, est reste diminuer jusqu'a une valeur critique. pour que le système reste stable la tension doit être comprise dans des limites.

Pour maintenir la tension il est nécessaire d'utiliser d'autres moyens pour le contrôle de la tension, qui sont les moyens de compensation de l'énergie réactive.

III.7 Conclusion

La limite de stabilité de tension dépend essentiellement à la puissance max transportable, c'est-t-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 ce ci en plaçant un compensateur série, ce dernier à pour effet de diminuer la réactance totale; c'est une nouvelle technique qui vise à améliorer la stabilité d'un réseau.

Conclusion générale

A l'issue de ce travail on peut faire la conclusion que la stabilité de la tension est une contrainte déterminante quant à l'installation et le maintien des régimes normaux des systèmes électriques. La tension représente, en fait, la présence ou la disponibilité d'une énergie potentielle de neutre électrique.

De ce fait toutes fluctuations de la charge, qui est de règle générale implique une variation de la tension. Pour garantir une disponibilité de niveaux constante de l'énergie électrique, il est, donc, indispensable de contrôler et de régler le plan de tension.

L'un des moyens utilisés pour ce but est le contrôle de flux de puissance réactive dans les réseaux électriques pour une installation et une distribution adéquate des sources de puissance réactive dans les divers nœuds de charge (des réseaux).

En fin ce travail a permis donc de relever l'impact du plan de tension sur l'amélioration des caractéristiques de régime en d'autres termes sur la qualité de l'énergie électrique.

Bibliographie

Bibliographie

- ⁽¹⁾ Cahier Technique Schneider n° 185 / p.4
- ⁽²⁾ Cahier Technique Schneider n° 185 / p.9
- ⁽³⁾ Cahier Technique Schneider n° 185 / p.8
- ⁽⁴⁾ B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels» Cahier Technique n° 185.
- ⁽⁵⁾ J P. Kundur « Power System Stability and Control » IEEE Transactions on Power System 1994.
- ⁽⁶⁾ Richard Gagnon « Étude de la Ferrésonance dans les réseaux compensées séries et shunt » thèse doctorat université de LAVAL, QUEBEC. Canada, Mai 1997.
- ⁽⁷⁾ Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Chap. 1" The voltage control problem in power systems" Université degli Studi di Cassino Septembre 2006, Italie.
- ⁽⁸⁾ PANCIATICI, P., BENA, F., PRUVOT, P., JANSSENS, N., DEUSSE, J., STUBBE, M., «Le RéglageCentralisé de Tension : un Element Clé pour l'Exploitation Optimale des Systèmes Electriques», CIGRE session. 1998, Paris, France, Cigré Paper 39-116, 1998.
- ⁽⁹⁾ TAYLOR, C.W., “Reactive Power Today, Best Practices to Prevent Blackouts”, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 4, No 5, pp. 104 – 102, 2006.
- ⁽¹⁰⁾ HAYASHI, Y., MATSUKI, J., “Loss minimum configuration of distribution system considering N-1security of dispersed generators”, IEEE Trans. on Power Syst.,Vol. 19, No 1, pp. 636-42, 2004.
- ⁽¹¹⁾ Michel Crappe « *Commande et régulation des réseaux électriques* » Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- ⁽¹²⁾ TAYLOR, C.W., Power System Voltage Stability, New York: McGraw Hill, 1994.

- (¹³) VAN CUTSEM T., VOURNAS, C., Voltage Stability of Electric Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- (¹⁴) CANIZARES, C.A., ALVARADO, F.L., "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems," IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 8, No. 1, pp. 1-8, 1993.
- (¹⁵) Cahier Technique Schneider n° 185 / p.6.
- (¹⁶) Cahier Technique Schneider n° 185 / p.7.
- (*)Mémoire Online - contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC) - Houari BOUDJELLA.htm

Sommaire

Introduction générale	01
Historique	04
Classification	06

Chapitre I: Généralité sur les réseaux électriques

I.1 Introduction	07
I.2 Les réseaux électriques	07
I.2.1 Les niveaux de tensions des réseaux	08
I.2.2 Topologie des réseaux	08
I.2.3 Description des réseaux électriques	09
I.2.3.1 Le réseau de transport THT	09
I.2.3.2 Le réseau de répartition HT	09
I.2.3.3 Le réseau de distribution MT	10
I.2.3.4 Le réseau de livraison BT	12
I.2.4 La qualité d'énergie électrique	13
I.3 Stabilité d'un réseau	14
I.3.1 Stabilité en régime dynamique	15
I.3.2 Stabilité en régime statique	18
I.3.3 Stabilité en régime transitoire	20
I.4 stabilité de tension	20
I.5 Conclusion	21

Chapitre II: Modélisation d' un réseau

II.1	Introduction	22
II.2	Evolution de la tension des réseaux	23
II.3	La qualité de la tension	24
II.4	Définition de la stabilité en tension	24
II.5	Définition mathématique de la stabilité en tension	26
II.6	Outils classique pour évaluation de la stabilité en tension (CPF)	28
II.6.1	Saddle Node Bifurcation (SNB)	29
II.6.2	Un estimateur local	29
II.7	Causes de l'instabilité de la tension	31
II.8	Caractéristique et analyse de la stabilité de la tension	31
II.9	Modélisation des éléments du réseau électrique	32
II.9.1	Modèle de l'alternateur	32
II.9.2	Modèle de la ligne de transport en π	32
II.9.3	Modèles des nœuds du réseau	33
II.9.4	Modèle du transformateur	34
II.9.5	Modèle de charge	34
II.9.5.1	Charges passives	34
II.9.5.2	Charges « électronique de puissance »	35
II.10	Conclusion	35

Chapitre III : Etude d'un réseau

III Introduction	36
III.1 Concepts de base liés à la stabilité de tension	37
III.2 Caractéristiques du système de transmission	37
III.3 Exemple de deux jeux de barres	39
III.4 Dérivation de la puissance critique et la tension critique	41
III.4.1 Courbes QV	46
III.4.2 Interprétation courbes PV et QV	47
III.4.2.1 Courbes PV	47
III.4.2.2 Courbes QV	48
III.5 Lignes à grandes distances	48
III.6 Réseau test de quatre nœuds	58
III.7 Conclusion	61
Conclusion générale	62
Bibliographie	63