

République Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**

CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED

INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie électrique et Electronique

Spécialité : Réseaux Electriques

Présenté par : MANANE Hamida

Thème

**Analyse de la stabilité statique de tension
des réseaux électriques**

Soutenu le 29 juin 2011

Devant le jury composé de :

Mr.	ZELLOUMA Laid	MC	Président
Mr.	LABDANI Rafik	MC	Examineur
Mr.	DJEGHADER Yacine	MA (A)	Rapporteur

2010-2011

SOMMAIRE

Introduction générale	1
------------------------------	----------

Chapitre I : Ecoulement de puissance

I-1-Introduction	3
I-2- Définition de l'écoulement de puissance	3
I-3-But de l'étude de la r'écoulement de puissance	3
I-4-Résolution du problème de l'écoulement de puissance	4
I-4-1-Modélisation du système électrique	4
I-4-2- Classification des nœuds du système	5
I-4-3-Classification des variables et des contraintes d'un système	6
I-4-4-Algorithmes de résolution du problème de l'écoulement de puissance	6
I-5-Exemple de démonstration pour deux jeux de barres	8
I-5-1-Les équations de l'écoulement de puissance	9
I-5-2-Equations de l'écoulement de puissance (sous forme réelle)	11
I-5-3-Quelques observations sur les équations de l'écoulement de puissance	11
I-6-Forme générale des équations de l'écoulement de puissance	12
I-7-La technique itérative de Newton-Raphson	14
I-7-1-Représentation géométrique de la méthode de N-R	14
I-7-2-Algorithmme de N-R dans un système de dimension n	14
I-7-3-Arrêt des opérations	15
I-7-4-Algorithmme de N-R appliquée aux équations de l'écoulement de puissance	16
I-8-Conclusion	20

Chapitre II : Stabilité des réseaux électriques

II-1-Introduction	21
II-2-L'objectifs de l'analyse de stabilité des réseaux électriques	21
II-3- Les différents types de la stabilité des systèmes de puissance	22
II-3-1-Un système de puissance	22
II-3-2- La stabilité angulaire	23
II-3-2- Stabilité de fréquence	33

II-3-3 -Stabilité de tension	33
II-4-Les phénomènes et origines d'instabilité des réseaux électriques	34
II.4.1-Les phénomènes d'instabilité des réseaux électriques	34
II.4.2-Les origines d'instabilité des réseaux électriques	34
II-5-Les effets et remèdes d'instabilité des réseaux électriques	35
II-5-1-Dérive en fréquence	35
II-5-2-Dérive de tension	35
II-5.3-Surcharge en cascade	35
II-5-4-Perte de synchronisme	35
II-7-Conclusion	36

Chapitre III : Stabilité de tension

III-1-Introduction	37
III-2-Notion de la stabilité de tension	37
III-2-1-Définitions CIGRE	38
III-2-2-Définition IEEE	38
III-3-Causes d'instabilité de tension	38
III-3-1- Production trop éloignée de la consommation	39
III-3-2- Manque local d'énergie réactive	39
III-3-3- Charge appelée trop importante	39
III-4-Etude paramétrique de stabilité de tension	39
III-4-1- Système test	39
III-4-2- Courbe d'effondrement de tension	40
III-4-3- Analyses et interprétations	41
III-4-4- L'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension	43
III-5- Analyse de la stabilité de tension	43
III-5-1-Analyse dynamique	44
III-5-2- Analyse statique	44
III-5-3- Méthodes d'Analyse de la stabilité statique de tension	44
III-6- Influence des composants du réseau sur la stabilité de tension	45
III-6-1-Réseau d'application	45
III-6-2- Influence du facteur de puissance	46
III-6-3- Influence du TCSC	47

III-6-4- Influence du SVC	48
III-6-5- Influence du transformateur régleur en charge (OLTC)	49
III-6-6- Influence de la nature de charge	50
III-7-Application de l'analyse de stabilité de tension sur le réseau IEEE 30 bus	52
III-7-1- Les tensions des jeux de barres de réseau IEEE 30 bus	53
III-7-2- Courbes de bifurcation des jeux de barres de charges de réseau IEEE 30 bus des différents cas	53
III-7-3-Interprétation des résultats	56
III-8- Conclusion	57
 Conclusion générale	 58
Références bibliographique	

Liste des symboles

- S_{Gi} : La puissance apparente injectée au jeu de barres i .
- $S_{Gi(\min)}$: La puissance apparente minimale injectée au jeu de barres i .
- $S_{Gi(\max)}$: La puissance apparente maximale injectée au jeu de barres i .
- S_{Di} : La puissance apparente demandée au jeu de barres i .
- S_i : La puissance apparente du jeu de barres i .
- V_i : La tension du jeu de barres i .
- P_{Gi} : La puissance active injectée au jeu de barres i .
- P_{Di} : La puissance active demandée au jeu de barres i .
- Q_{Di} : La puissance réactive demandée jeu de barres i .
- P_i : La puissance active du jeu de barres i .
- Q_i : La puissance réactive du jeu de barres i .
- I_i : Le courant qui entre dans le jeu de barres i .
- Y_{ij} : L'admittance de la ligne entre les deux jeux de barres i et j .
- I_{BUS} : Vecteur de courants des jeux de barres.
- V_{BUS} : Vecteur de tensions des jeux de barres.
- Y_{BUS} : La matrice admittance du réseau.
- Z_{BUS} : La matrice impédance du réseau.
- P_{ij} : La perte de puissance active dans la ligne entre les deux jeux de barres i et j .
- Q_{ij} : La perte de puissance réactive dans la ligne entre les deux jeux de barres i et j .
- $|V_i|$: L'amplitude (le module) de la tension du jeu de barres i .
- θ_i : L'angle de phase (l'argument) de la tension du jeu de barres i .
- Y_{sij} : L'admittance série de la ligne entre les deux jeux de barres i et j .
- Y_{pij} : L'admittance parallèle de la ligne entre les deux jeux de barres i et j .
- $|Y_{ij}|$: L'amplitude (le module) de l'élément de la matrice admittance Y_{ij} .
- γ_{ij} : L'angle de phase (l'argument) de l'élément de la matrice admittance Y_{ij} .
- P : Le vecteur de perturbation.
- X : Le vecteur d'état.
- U : Le vecteur de contrôle.

n : Le nombre de jeux de barres.
 $x^{(k)}$: La valeur de x à l'itération k .
 $\Delta x^{(k)}$: L'approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k) .
 $^{(0)}$: indique que les valeurs sont des estimations initiales.
 $[J^{(k)}]$: La matrice Jacobienne.
 $[J^{(k)}]^{-1}$: L'inverse de la matrice Jacobienne.
 G_{ij} : La partie réelle de l'élément Y_{ij} de la matrice d'admittance.
 B_{ij} : La partie imaginaire de l'élément Y_{ij} de la matrice d'admittance.
 ng : Le nombre de générateur.
 P_D : La puissance demandée.
 E : La force électromotrice (f.e.m.) interne ; sa valeur varie proportionnellement au courant continu qui traverse le rotor (hors saturation).
 V : La tension aux bornes de la machine.
 X : La réactance synchrone.
 I : Le courant circulant aux bornes de la machine.
 P : La puissance active de la machine.
 δ : L'angle interne égal à l'angle de phase de E par rapport à V
 C_e : Le couple électromagnétique
 C_r : Le couple résistant
 C_{er} : Le couple électromagnétique résistant.
 p : nombre de paire de pôles de la machine synchrone.
 C_s : Le couple synchronisant.
 P_s : La puissance synchronisant.
 P_m : La puissance mécanique fournie par la machine synchrone.
 C_m : Le couple moteur
 J : Le moment d'inertie des masses tournantes du groupe de production.

Listes des figures

Figure I-1 Exemple d'un réseau électrique à deux jeux de barres	9
Figure I-2 jeu de barres quelconque avec génération, charge et lignes de transmission	13
Figure II-1 Classification des types de stabilité des réseaux électriques	22
Figure II-2 Schéma d'une machine synchrone	23
Figure II-3 Diagramme vectoriel correspondant à un alternateur	24
Figure II-4 Puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne	27
Figure II-5 Déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique	29
Figure II-6 Instabilité suite à une augmentation brutale de la puissance mécanique	32
Figure III-1 Réseau électrique à deux noeuds	40
Figure III-2 Courbe de bifurcation de tension	41
Figure III-3 Schéma synoptique du réseau d'application	46
Figure III-4 Caractéristique PV pour différentes valeurs de $B = \tan \theta$	47
Figure III-5 Influence de TCSC sur la caractéristique PV	48
Figure III-6 Influence du SVC sur la courbe de bifurcation de tension	49
Figure III-7 Influence du OLTC sur la courbe de bifurcation	50
Figure III-8 Influence des modèles de charge sur la caractéristique PV	52
Figure III-9 L'amplitude des tensions des jeux de barres de réseau IEEE 30 bus	53
Figure III-10 Courbe de bifurcation de tension de jeu de barre 7	54
Figure III-11 L'influence de variation de la réactance de branche 15 sur le jeu de barre 12	55
Figure III-12 Influence de variation de facteur de puissance de jeu de barre 7	56

Introduction générale

L'analyse des réseaux électriques est regroupée de trois grandes études sont la stabilité, l'écoulement de puissance et l'analyse des défauts. Dans ce travail nous étudions la stabilité et l'écoulement de puissance. L'écoulement de puissance généralement est appliquée sur les systèmes équilibrés, nous étudions la répartition des puissances sur les différents composants des réseaux électriques mais la stabilité est appliqué sur les réseaux déséquilibrés pour analyser le comportement des réseaux après des perturbations des grandes ou des petites amplitude et nous étudions sa influence sur la tension, le déphasage de tension et les différents grandeurs qui caractérisés les réseaux par conséquence les variations des puissances actives et réactives des réseaux.

La tension et la fréquence sont les deux facteurs principaux déterminant la qualité de l'énergie électrique, ils doivent être maintenues dans les limites correspondant aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations, et de proposer par la suite les moyens de réglage adéquats et les mesures permettant d'améliorer cette capacité et le maintien dans des limites admissibles de ces deux grandeurs [1].

Dans ce présent travail, nous intéressons particulièrement à l'analyse de la stabilité statique de tension.

Le premier chapitre est une étude théorique de l'écoulement de puissance, nous étudions les équations de l'écoulement de puissance, et les classifications des variables, des nœuds et des jeux de barres des réseaux, nous présentons l'application de la méthode de Newton-Raphson sur l'écoulement de puissance.

Dans le deuxième chapitre nous présentons une généralité sur la stabilité des réseaux électriques, ses différents types: stabilité de fréquence, stabilité de tension et stabilité angulaire. Nous étudions à chaque type leur classification aux petites perturbations et aux grandes perturbations selon l'amplitude de ses perturbations.

Le troisième chapitre est une étude spécialement sur la stabilité de tension nous représentons la courbe de bifurcation de tension qui utilise pour étudier l'influence des composants du réseau sur la stabilité de tension comme influence du OLTC (On-load Tap

Changer) , l'influence de la nature de la charge et des autres composants, et enfin on donne un exemple d'application de la stabilité statique de tension sur le réseau IEEE30bus en utilisant la programmation en MATLAB.

Chapitre I : Ecoulement de puissance

I-1-Introduction

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres.

La plupart des analyses d'écoulements de puissance dans les réseaux électriques sont exécutées pour des réseaux équilibrés, permettant une représentation monophasée ou de séquence positive des lignes, des transformateurs, des charges et autres dispositifs.

Cependant, il existe des cas pour lesquels cette représentation n'est pas assez précise, comme c'est souvent le cas avec des systèmes de distribution non équilibrés, ou des systèmes de transmission où les lignes ne sont pas transposées et pour lesquels l'accouplement électromagnétique ne peut être négligé. Par conséquent, une représentation plus précise de tous les composants trouvés dans les réseaux électriques est fortement souhaitable et nécessaire pour surmonter ces complexités [2].

Dans ce chapitre nous étudions l'écoulement de puissance et nous basons sur l'application de la méthode de Newton-Raphson sur l'écoulement de puissance.

I-2- Définition de l'écoulement de puissance

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un nombre de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow) .

I-3-But de l'étude de l'écoulement de puissance

Elle a pour but de déterminer, en régime triphasé permanent (en général équilibré), les tensions en module et en phase en tout point du réseau et les puissances actives et réactives transitant sur toutes les lignes du réseau électrique

L'écoulement de puissance est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires d'un système de production - transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales

électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales à un instant donné tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques [3].

I-4-Résolution du problème de l'écoulement de puissance

Pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque noeud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique approprié.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les noeuds du système.
- La résolution numérique du système.

I-4-1-Modélisation du système électrique

Pour un réseau à n noeuds, les équations reliant les tensions nodales et les courants injectés, sont :

$$V_i = e_i + jf_i \quad (I.1)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad i=1,2,\dots,n \quad (I.2)$$

En pratique, le système est connu par les puissances apparentes injectées. Les n équations complexes se décomposent en $2n$ équations réelles

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (I.3)$$

Donc

$$S_i^* = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (I.4)$$

On remplace: $V_i = e_i + jf_i$ et $Y_{ij} = G_{ij} - jB_{ij}$ dans l'équation (I.4)

$$P_i - jQ_i = (e_i - jf_i) \sum_{j=1}^n (G_{ij} - jB_{ij})(e_j + jf_j) \quad (I.5)$$

Séparons les pertes réelles et imaginaires, on aura :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n (e_i(e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) + f_i(f_j G_{ij} - e_j B_{ij})) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n (f_i(e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) - e_i(f_j G_{ij} - e_j B_{ij})) \end{cases} \quad (I.6)$$

$$\begin{cases} P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (I.7)$$

Avec :

V_i, θ_i : Le module et la phase de la tension au noeud i .

P_i, Q_i : Les puissances active et réactive injectées au noeud i .

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$: La différence des phases entre les noeuds i et j .

I-4-2- Classification des noeuds du système

Chaque noeud est caractérisé par quatre variables : P_i, Q_i, V_i, θ_i . Si on connaît deux des quatre variables en chaque noeud des équations (I.7), nous permettent de déterminer les deux autres. En pratique, le problème se pose autrement. Pour cela il faut classer les noeuds du système comme suit :

1- Noeuds P-V

Pour ce type de noeuds, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive.

2- Noeuds P-Q

Pour ce type de noeuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension

3-Noeuds V-0

Pour ce type de noeud on associe la centrale de production la plus puissante.

Dans un noeud k (noeud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive.

Le problème de l'écoulement de puissance d'un réseau donné est correctement posé si nous considérons, en chaque noeud du réseau, un des types de contraintes ci-dessous :

• P et Q imposés :

Noeud où est connecté une charge (avec le cas particulier P et $Q = 0$), représentent environ 80% des noeuds.

• P et V imposés :

Noeud où est connecté un générateur destiné à soutenir la tension, (environ 20% des noeuds).

• **V et θ imposés:**

Noeud où est connecté un générateur qui joue le rôle de balancier. Il n'y en a qu'un seul.

I-4-3-Classification des variables et des contraintes d'un système

La complexité du système électrique est directement proportionnelle aux nombres des nœuds qu'il contient. Pour cela, afin de faciliter les calculs et expliquer le fonctionnement correct des grands systèmes, il faut classer les différentes variables et contraintes.

1- Classification des variables

Généralement le fonctionnement du système électrique peut être décrit en fonction de six variables pour chaque noeud considéré :

1. P_{Di}, Q_{Di} : Puissances active et réactive consommées au noeud i .
2. P_{Gi}, Q_{Gi} : Puissances active et réactive générées au noeud i .
3. V_i : Module de la tension au noeud i .
4. θ_i : Angle de phase au noeud i .

Ces variables sont généralement divisées en trois groupes :

1-1- Les variables incontrôlables : Ce sont les puissances actives et réactive liées à la consommation. Ses variables sont représentées par un vecteur P.

1-2- Les variables indépendantes ou de contrôle : Ce sont généralement les puissances actives et réactive générées. On peut aussi, selon des cas, considérer des tensions aux noeuds de génération ou les rapports de transformation des transformateurs avec régleur en charge, comme variable de contrôle. Ses variables sont représentées par un vecteur U.

1-3- Les variables dépendantes ou d'état : Les tensions en module et en phase représentant l'état du système. Ses variables sont représentées par un vecteur X.

I-4-4-Algorithmes de résolution du problème de l'écoulement de puissance

Dans ce sous chapitre, nous présentons les différentes méthodes permettant la résolution du problème de la répartition des charges.

1-Méthode de Gauss-Seidel

Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque noeud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions. En général, on calcule le vecteur x qui satisfait le système non linéaire :

$$f(x)=0 \tag{I.8}$$

On peut formuler l'équation (I.8), comme le problème du point fixe, d'où :

$$x=f(x) \tag{I.9}$$

La solution est obtenue itérativement, à partir d'une valeur initiale x^0 :

$$x^{k+1} = f(x^k) \quad (I.10)$$

Nous appliqués la méthode de gauss-seidel dans l'écoulement de puissance

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \right] \quad (I.11)$$

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=i}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{J \neq I}^n Y_{ij} V_j \right] \quad (I.12)$$

$$\max |V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \varepsilon$$

Pour réduire le nombre des itérations requis pour chercher la solution finale, on peut définir un facteur d'accélération qui améliore la valeur de tension nouvelle et accélère les itérations

$$V_{i,accl}^{k+1} = V_i^k + \alpha (V_i^{k+1} - V_i^k) \quad (I.13)$$

Cette accélération α est variée entre 1.0 et 2.0, permet de réduire le nombre d'itérations quand les valeurs finales sont loin des valeurs initiales supposées.

2-Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode se base sur le développement en série de Taylor d'une équation. Cette dernière s'obtient successivement à partir des approximations du premier ordre :

$$f(x) \approx f(x^k) + f'(x^k) \cdot (x^{k+1} - x^k) = 0 \quad (I.14)$$

Où $f' = \frac{\partial f}{\partial x}$ est le Jacobien de $f(x)$. À partir d'une valeur initiale x^0 , on obtient les

corrections Δx^k en résolvant le système linéaire :

$$-f'(x^k) \cdot \Delta x^k = f(x^k) \quad (I.15)$$

Et les nouvelles valeurs x^{k+1} de

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (I.16)$$

Dans le réseau, on corrige l'angle et le module de la tension qui sont donnés par les deux équations :

$$\Delta P_i = P_i^{spe} - P_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (I.17)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spe} - Q_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (I.18)$$

Avec cette notation et en divisant le Jacobien en sous matrices, l'expression (I.17) et (I.18) appliquée au problème de l'écoulement de puissance, se convertit, en un système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix}^k \quad (\text{I.19})$$

La variable ΔV peut être divisée par V :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}^k \quad (\text{I.20})$$

Et l'expression (I.20) en système matriciel est :

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix}^k \quad (\text{I.21})$$

Avec:

$$H_{ij} = \frac{dP_i}{d\theta_j}, M_{ij} = \frac{dQ_i}{d\theta_j}, N_{ij} = \frac{dP_i}{dV_j} \cdot V_j, L_{ij} = \frac{dQ_i}{dV_j} \cdot V_j$$

La matrice du Jacobien a comme éléments :

Pour $i = j$

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2$$

$$M_{ii} = P_i - G_{ii} \cdot V_i^2$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} \cdot V_i^2$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2$$

Pour $i \neq j$

$$H_{ij} = V_i \cdot V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$N_{ij} = V_i \cdot V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$L_{ij} = H_{ij}$$

$$M_{ij} = -N_{ij}$$

Pour chaque itération, on calcule $\left[\Delta \theta, \frac{\Delta V}{V} \right]$, en résolvant le système (I.20). Le processus

s'arrêtera pour $|\Delta P| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q| \leq \varepsilon$ [4].

I-5-Exemple de démonstration pour deux jeux de barres

On peut démontrer d'une façon simple les propriétés fondamentales de l'étude de l'écoulement de puissance par la discussion d'un système à deux jeux de barres qui est montré à la figure (I-1). Un réseau électrique réel ne peut pas être de cette simplicité, mais cela va seulement servir comme objet de démonstration.

Chaque jeu de barres est alimenté d'un générateur. Les générateurs fournissent les énergies S_{G1} et S_{G2} aux jeux de barres. Les charges demandées sont prises de chaque jeu de barres à des quantités S_{D1} et S_{D2} , les deux jeux de barres sont liés par une ligne de transmission caractérisée par une admittance série Y_s et une admittance parallèle Y_p .

Les tensions des jeux de barres sont symbolisées par V_1 et V_2 , respectivement. Pour ce réseau les puissances des deux jeux de barres sont :

$$\begin{cases} P_1 + jQ_1 = P_{G1} - P_{D1} + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \\ P_2 + jQ_2 = P_{G2} - P_{D2} + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \end{cases}$$

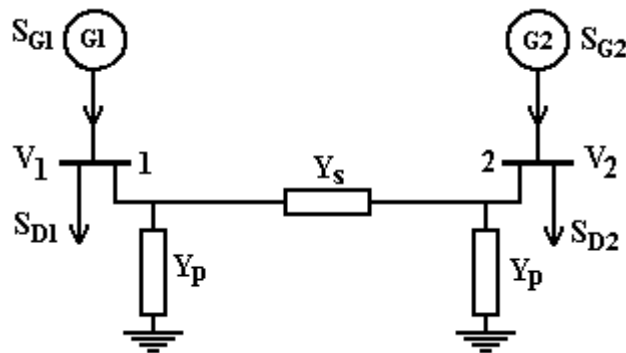


Figure I-1 Exemple d'un réseau électrique à deux jeux de barres

I-5-1-Les équations de l'écoulement de puissance

La construction du modèle mathématique, duquel on peut prédire la forme de l'écoulement de puissance, est essentielle pour la compréhension du mécanisme de l'écoulement de puissance.

Dans la formulation des équations de l'écoulement de puissance l'une des deux matrices (admittance ou impédance) est nécessaire.

La puissance apparente S_1 injectée au jeu de barres 1 est donnée par l'équation $S_1 = V_1 I_1^*$ où I_1 est le courant qui entre dans le jeu de barres 1. Ce courant est composé de deux composantes, une composante $Y_p V_1$ qui s'écoule à travers l'admittance shunt, et une composante $(V_1 - V_2)Y_s$ qui s'écoule à travers l'admittance série de la ligne équivalente du réseau. D'après la loi de Kirchhoff appliquée à un jeu de barres, pour une seule phase, nous avons:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_p + (V_1 - V_2) Y_s \quad (1.22)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_p + (V_2 - V_1) Y_s \quad (1.23)$$

On peut écrire ces deux dernières équations d'une manière plus simple :

$$\begin{cases} I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 \\ I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 \end{cases} \quad (1.24)$$

Avec :

$$\begin{aligned} Y_{11} &= Y_{22} = Y_p + Y_s \\ Y_{12} &= Y_{21} = -Y_s \end{aligned}$$

Maintenant on va introduire les matrices et les vecteurs suivants :

- Vecteur des courants des jeux de barres $I_{BUS} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$
- Vecteur des tensions des jeux de barres $V_{BUS} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$
- La matrice admittance du réseau $Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}$
- La matrice impédance du réseau $Z_{BUS} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}$

On peut alors écrire les équations (I-3) d'une manière plus simple :

$$I_{BUS} = Y_{BUS} V_{BUS} \quad (1.25)$$

$$V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS} \quad (1.26)$$

Ces équations sont complexes, linéaires. La caractéristique de linéarité assure une simple solution des inconnues. Les courants aux jeux de barres seront calculés par la substitution directe dans (I.24), et vice versa. Si les courants sont des inconnus, les tensions aux jeux de barres seront calculées d'après (I.25). Naturellement on a besoin d'inverser la matrice Y_{BUS} .

En réalité, ce sont les puissances qui seront connues et pas les courants, ce qui change la forme des équations (I.24) à :

$$\begin{cases} S_1^* = P_1 - jQ_1 = (Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2)V_1^* \\ S_2^* = P_2 - jQ_2 = (Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2)V_2^* \end{cases} \quad (I.27)$$

Ces équations sont les équations de "l'écoulement de puissance" ou "l'écoulement de charge" recherchées.

La solution de ces équations est plus difficile que la solution du système d'équations linéaires (I.25) et (I.26), car elles ne sont pas linéaires.

I-5-2-Equations de l'écoulement de puissance (sous forme réelle)

On peut écrire les équations (I.27) comme suit :

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = V_1^* \sum_{k=1}^2 Y_{1k} V_k, \quad S_2^* = P_2 - jQ_2 = V_2^* \sum_{k=1}^2 Y_{2k} V_k$$

D'une manière plus compacte on à :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^2 Y_{ik} V_k \quad i=1,2 \quad (I.28)$$

Chaque tension au jeu de barres V_i a une amplitude $|V_i|$ et un angle de phase θ_i ainsi que chaque élément de la matrice admittance est en général de type complexe donc on peut écrire $V_i = |V_i| \angle \theta_i$ et $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij}$

D'ici on peut écrire les équations de l'écoulement de puissance

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \exp(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik}) \quad (I.29)$$

Séparons les parties réelles et imaginaires

$$P_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik}) \quad (I.30)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik}) \quad (I.31)$$

$i=1,2$

Pour l'exemple à deux jeux de barres on a :

$$\begin{cases} P_1 = P_{G1} - P_{D1} = |Y_{11}| |V_1|^2 \cos(\gamma_{11}) + |Y_{12}| |V_1| |V_2| \cos(\theta_2 - \theta_1 + \gamma_{12}) = f_{1p} \\ P_2 = P_{G2} - P_{D2} = |Y_{22}| |V_2|^2 \cos(\gamma_{22}) + |Y_{21}| |V_1| |V_2| \cos(\theta_1 - \theta_2 + \gamma_{21}) = f_{2p} \\ Q_1 = Q_{G1} - Q_{D1} = -|Y_{11}| |V_1|^2 \sin(\gamma_{11}) - |Y_{12}| |V_1| |V_2| \sin(\theta_2 - \theta_1 + \gamma_{12}) = f_{1q} \\ Q_2 = Q_{G2} - Q_{D2} = -|Y_{22}| |V_2|^2 \sin(\gamma_{22}) - |Y_{21}| |V_1| |V_2| \sin(\theta_1 - \theta_2 + \gamma_{21}) = f_{2q} \end{cases} \quad (I.32)$$

I-5-3-Quelques observations sur les équations de l'écoulement de puissance

Les observations concernant les équations du système (I.32) sont :

1. Les équations sont algébriques car elles représentent un système qui travaille en régime permanent.
2. Les équations sont non linéaires, donc il est très difficile d'avoir des solutions analytiques, mais on peut obtenir facilement une solution numérique.
3. L'équilibre des puissances actives donne :

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{D1} + P_{D2} + f_{1p} + f_{2p}$$

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{D1} + P_{D2} + P_L$$

Où P_L : les pertes de puissances actives

4. De même l'équilibre de la puissance réactive donne :

$$Q_{G1} + Q_{G2} = Q_{D1} + Q_{D2} + f_{1q} + f_{2q}$$

$$Q_{G1} + Q_{G2} = Q_{D1} + Q_{D2} + Q_L$$

Où Q_L : les pertes de puissances réactives

5. $f_{1p}, f_{2p}, f_{1q}, f_{2q}$ sont des équations en fonction des tensions

6. Dans les équations du système (I.32) les angles de phase θ_1, θ_2 apparaissent sous forme de différence $(\theta_1 - \theta_2)$ et non θ_1 et θ_2 séparément.

7. D'après les équations du système (I.32) on a 12 variables, et par conséquent, il est impossible d'obtenir une solution pour n'importe quelle variable sauf si nous réduisons les nombres des inconnues et ceci par la fixation des valeurs de quelques variables[5].

I-6-Forme générale des équations de l'écoulement de puissance

Dans le cas générale, pour déterminer les équations de l'écoulement de puissance, on considère que les puissances au jeu de barres i sont équilibrées, donc la puissance de jeu de barres S_i sera égale :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = P_{Gi} - P_{Di} + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (1.33)$$

Les lignes de transmission connectent le jeu de barres i aux autres jeux de barres k dans le réseau électrique.

Les points de connexion des branches des réseaux sont codés par des numéros désignant chaque jeu de barres. Ces nombres spécifient les arrivées des lignes de transmission et des transformateurs. Les numéros sont utilisés pour identifier les types de jeux de barres, l'emplacement des éléments du réseau (condensateurs, inductances shunts et impédances).

Un jeu de barres peut être connecté au maximum à $(n-1)$ jeux de barres. On peut représenter chacune de ces lignes par un schéma équivalent avec une admittance série Y_{Sik} et une admittance parallèle Y_{pik} . Si une ligne n'existe pas l'admittance sera égal à zéro.

Par analogie, par les équations (1.1) et (1.2) on tire l'équation du courant :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{pik} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{Sik} \cdot (V_i - V_k) = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (Y_{pik} + Y_{Sik}) + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (-Y_{Sik}) V_k \quad i=1, \dots, n$$

On peut écrire les équations sous la forme suivante :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n$$

$$\text{Où } Y_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (Y_{pik} + Y_{sik}) \text{ et } Y_{ik} = Y_{ki} = -Y_{sik}$$

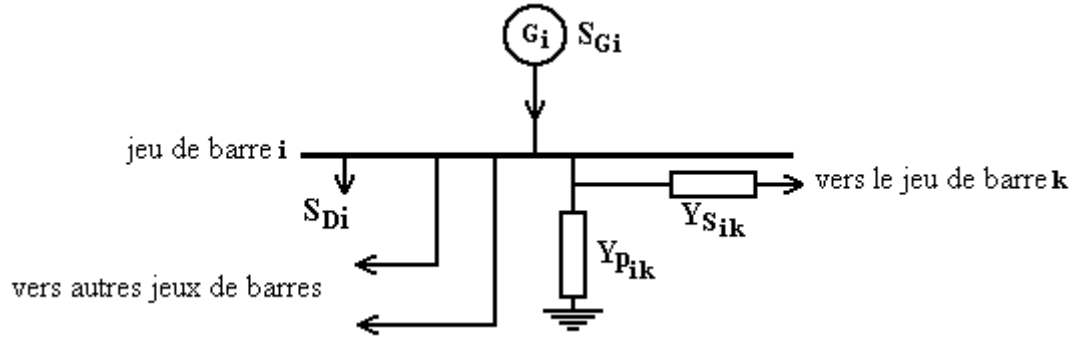


Figure I-2 jeu de barres quelconque avec génération, charge et lignes de transmission

Les vecteurs courant et tension sont d'ordre $(n \times 1)$:

$$I_{Bus} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad V_{Bus} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Et les matrices d'admittance et d'impédance sont d'ordre $(n \times n)$:

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad Z_{Bus} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & \dots & Z_{1n} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & \dots & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix}$$

Du fait que les puissances sont connues et les courants sont inconnus, donc les équations prendront des formes non linéaires :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad i=1,2,\dots,n \quad (I.34)$$

Séparons la partie réelle et imaginaire de l'équation (I.34) on aura :

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik}) = f_{ip} \quad (I.35)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik}) = f_{iq} \quad (I.36)$$

Ces équations expriment l'équilibre des puissances actives et réactives au jeu de barres i

A cause de non linéarité des équations de l'écoulement de puissance, il est très difficile d'avoir des solutions analytiques. Pour cette raison, plusieurs méthodes numériques ont été proposées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance, parmi les quelles on va discuter la méthode de Newton-Raphson [6] .

I-7-La technique itérative de Newton-Raphson

La technique itérative de Newton-Raphson converge avec une même vitesse, mesurée par le nombre d'itérations, pour les larges et courts systèmes, en moins de quatre à cinq itérations en général. C'est pour cette raison que la méthode de N-R est la plus utilisée pour l'étude des larges systèmes.

I-7-1-Représentation géométrique de la méthode de N-R

Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $f(x)$ en chaque point $(x^{(k)}, f(x^{(k)}))$. L'intersection de cette tangente avec l'axe des x fournit le point $x^{(k+1)}$, ($\Delta x^{(k)}$ étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k)).

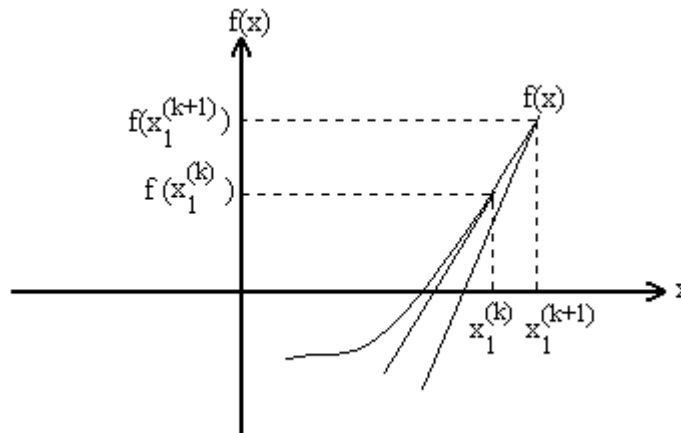


Figure I-3 Représentation géométrique de la méthode de N-R

I-7-2-Algorithmme de N-R dans un système de dimension n

Soit la fonction $f(x) = 0$ de dimension n , tel que :

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} \quad x^{(0)} = \begin{bmatrix} x_1^{(0)} \\ x_2^{(0)} \\ \vdots \\ x_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

On estime que $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ sont les solutions de ces n équations. L'exposant $^{(0)}$ indique que ces valeurs sont des estimations initiales.

On désigne par $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ les valeurs à ajouter à $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ pour trouver les solutions correctes.

Lorsqu'on développe toutes les fonctions en série de Taylor au voisinage du point d'estimation initiale on aura :

$$\begin{aligned}
 f_1(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= 0 \\
 f_2(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= 0 \\
 \vdots & \\
 \vdots & \\
 f_n(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= 0
 \end{aligned}$$

On peut écrire le système de n équations linéaires comme suit :

$$\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ f_2(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)|_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)|_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)|_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)|_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)|_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)|_0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)|_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)|_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)|_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (I.37)$$

Les termes $\left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)|_0, \dots, \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)|_0$ correspondent à la dérivée partielle évaluée avec les valeurs $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$.

Ou dans une notation compacte : $f(x^{(0)}) + j^{(0)} \Delta x^{(0)} \approx 0$

La matrice carrée dite la Jacobienne : $[J^{(0)}]$

De cette dernière équation on tire ensuite le vecteur erreur $\Delta x^{(0)} = -[j^{(0)}]^{-1} f(x^{(0)})$

Mais $\Delta x^{(0)} = x^{(1)} - x^{(0)}$ donc $x^{(1)} = x^{(0)} - [j^{(0)}]^{-1} f(x^{(0)})$

En général : $x^{(k+1)} = x^{(k)} - [j^{(k)}]^{-1} f(x^{(k)})$;

I-7-3-Arrêt des opérations

On a constaté que théoriquement la solution n'est atteinte qu'après une infinité d'itérations. En pratique, on arrête les opérations pour l'un des tests suivants :

1. Si $f(x^{(k)})$ est quasiment nulle.
2. Si l'amélioration de $x^{(k)}$ d'une itération à la suivante ne justifie pas l'effort de calcul supplémentaire.

3. Si la convergence n'est pas obtenue avant un nombre d'itération fixe. Le processus est considéré comme non convergent pour l'estimation initiale ($x^{(0)}$) donnée.

I-7-4-Algorithmme de N-R appliquée aux équations de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance peut être résolu par la méthode de N-R, qui utilise des équations non linéaires pour exprimer les puissances actives et réactives en fonction des tensions. Le problème peut être résolu en utilisant soit les coordonnées rectangulaires soit les coordonnées polaires.

1-Les coordonnées rectangulaires

La puissance au niveau de jeu de barres est donnée par :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (\text{I.38})$$

puisque l'équation de performance du réseau est donnée par :

$$I_{BUS} = Y_{BUS} V_{BUS} \quad (\text{I.39})$$

donc:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (\text{I.40})$$

On remplace: $V_i = e_i + jf_i$ et $Y_{ij} = G_{ij} - jB_{ij}$ dans l'équation (I.40)

$$P_i - jQ_i = (e_i - jf_i) \sum_{j=1}^n (G_{ij} - jB_{ij})(e_j + jf_j) \quad (\text{I.41})$$

Séparons les pertes réelles et imaginaires, on aura :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n (e_i(e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) + f_i(f_j G_{ij} - e_j B_{ij})) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n (f_i(e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) - e_i(f_j G_{ij} - e_j B_{ij})) \end{cases} \quad (\text{I.42})$$

Cette formulation conduite à un système d'équations instantanées non linéaires, deux pour chaque jeu de barres du système. Les puissances actives et réactives P_i et Q_i sont connues et les composantes réelles et imaginaires e_i et f_i sont des inconnues pour tout les jeux de barres sauf le jeu de barres de référence, où la tension est spécifiée et reste constante. De cette façon nous aurons $2.(n-1)$ équations à résoudre pour une solution de l'écoulement de puissance.

La méthode de N-R demande un système d'équations non linéaires exprimant la relation entre les variations des puissances actives et réactives et les composantes des tensions aux niveaux des jeux de barres comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \dots \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial e_{n-1}} & \vdots & \frac{\partial P_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial f_{n-1}} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \vdots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \vdots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial e_{n-1}} & \vdots & \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial f_{n-1}} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \vdots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta e_{n-1} \\ \dots \\ \Delta f_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix} \quad (I.43)$$

Ou d'une manière plus simple on aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & \vdots & J_2 \\ \dots & \vdots & \dots \\ J_3 & \vdots & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \dots \\ \Delta f \end{bmatrix}$$

Les équations qui permettent de déterminer les éléments de la matrice Jacobienne peuvent être dérivées des équations des puissances aux jeux de barres. A partir de l'équation du système (I.41), la puissance active du jeu de barres i ($i=1,2,\dots, n-1$), est donnée par :

$$P_i = e_i(e_i G_{ii} + f_i B_{ii}) + f_i(f_i G_{ii} - e_i B_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (e_i(e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) + f_i(f_j G_{ij} - e_j B_{ij})) \quad (I.44)$$

Les éléments non diagonales de J_1 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_j} = e_i G_{ij} - f_i B_{ij} \quad i \neq j \quad (I.45)$$

Et les éléments diagonales de J_1 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = 2e_i G_{ii} + f_i B_{ii} - f_i B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) \quad (I.45)$$

Cependant, l'équation du courant pour le jeu de barres i est :

$$I_i = c_i + j d_i = (G_{ii} - j B_{ii})(e_i + j f_i) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} - j B_{ij})(e_j + j f_j)$$

Qui peut être séparé en parties réelle et imaginaire :

$$\begin{cases} c_i = e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) \\ d_i = f_i G_{ii} - e_i B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (f_j G_{ij} - e_j B_{ij}) \end{cases} \quad i=1,2,\dots, n \quad (I.47)$$

Donc, les expressions des éléments de la diagonale peuvent être simplifiées par la substitution de la composante réelle du courant c_i dans l'équation (I.45) pour obtenir :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = e_i G_{ii} - f_i B_{ii} + c_i \quad (I.48)$$

De (1.27), les éléments non diagonales de j_2 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_j} = e_i B_{ij} + f_i G_{ij} \quad i \neq j \quad (I.49)$$

Et les éléments diagonales de j_2 sont :

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = e_i B_{ii} + 2 f_i G_{ii} - e_i B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (f_j G_{ij} - e_j B_{ij}) \quad (I.50)$$

La composante imaginaire du courant de l'équation (I.45) est substituée dans (I.46) pour

$$\text{obtenir : } \frac{\partial P_i}{\partial f_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} + d_i \quad (I.51)$$

La puissance réactive de l'équation du système (I.41) est :

$$Q_i = f_i (e_i G_{ii} + f_i B_{ii}) - e_i (f_i G_{ii} - e_i B_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (f_i (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) - e_i (f_j G_{ij} - e_j B_{ij})) \quad (I.52)$$

Les éléments non diagonales de j_3 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = e_i B_{ij} + f_i G_{ij} \quad i \neq j \quad (I.53)$$

Les éléments diagonales de j_3 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = f_i G_{ii} - f_i G_{ii} + 2 e_i B_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (f_j G_{ij} - e_j B_{ij}) \quad (I.54)$$

La composante imaginaire du courant de l'équation du système (I.46) est substituée dans l'équation (I.53) pour obtenir :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = f_i G_{ii} e_i B_{ii} + f_i G_{ii} - d_i \quad (I.55)$$

De l'équation (I.51), les éléments non diagonales de j_4 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_j} = -e_i G_{ij} + f_i B_{ij} \quad i \neq j \quad (I.56)$$

Les éléments diagonales de j_4 sont :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = e_i G_{ii} + 2 f_i B_{ii} - e_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) \quad (I.57)$$

La composante réelle du courant est substituée dans le système d'équation (I.46) pour obtenir :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + c_i \quad (I.58)$$

Pour une estimation donnée des tensions aux jeux de barres, les puissances actives et réactives sont calculées à partir des équations du système (I.41). Les écarts dans la puissance sont les différences entre les valeurs estimées et calculées.

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(k)} &= P_i - P_i^{(k)} \\ \Delta Q_i^{(k)} &= Q_i - Q_i^{(k)} \end{aligned} \quad i=1,2, \dots, n-1 \quad (I.59)$$

Les tensions estimées aux jeux de barres ainsi que les puissances calculées sont utilisées pour calculer les courants aux jeux de barres par ordre pour calculer les éléments du Jacobien. Le système d'équations linéaires (I.43) peut être résolu pour Δe_i et Δf_i , $i=1,2,\dots, n$, par une méthode directe ou itérative. En suite les nouvelles estimations des tensions aux

jeux de barres sont :

$$\begin{aligned} e_i^{(k+1)} &= e_i^{(k)} + \Delta e_i^{(k)} \\ f_i^{(k+1)} &= f_i^{(k)} + \Delta f_i^{(k)} \end{aligned}$$

Le processus est répété jusqu'à ce que $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$, soient inférieure à la tolérance spécifiée.

2-Les coordonnées polaires

En coordonnées polaires on a : $V_i = |V_i| \exp(j\theta_i)$ et $Y_{ij} = |Y_{ij}| \exp(-j\gamma_{ij})$

Remplaçons dans l'équation (I.39), la puissance au jeu de barres i est donnée par:

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \exp(-j(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j))$$

Sachant que : $\exp(-j(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j)) = \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) - j \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j)$

Les composantes actives et réactives de la puissance sont :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j)$$

(I.60)

Les éléments de la matrice Jacobienne qui sont calculées à partir des équations du système (I.60) sont :

$$\begin{aligned} \text{Pour } j_1 : \quad \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} &= |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= - \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.61})$$

$$\begin{aligned} \text{Pour } j_2 : \quad \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} &= |V_i Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_i Y_{ii}| \cos(\gamma_{ii}) + \sum_{j=1}^n |V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.62})$$

$$\begin{aligned} \text{Pour } j_3 : \quad \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} &= -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.63})$$

$$\begin{aligned} \text{Pour } j_4 : \quad \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} &= |V_i Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_i Y_{ii}| \sin(\gamma_{ii}) + \sum_{j=1}^n |V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.64})$$

L'équation liant les variations des puissances aux variations des amplitudes de la tension et les angles de phase pour la méthode de N-R est donnée par :[7]

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & \vdots & J_2 \\ \dots & \vdots & \dots \\ J_3 & \vdots & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \dots \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

L'avantage de la méthode de Newton-Raphson méthode réside justement dans le fait qu'il n'est pas nécessaire de réévaluer l'intégralité de la matrice à chaque itération. Cet atout est majeur pour les études paramétriques ou de fiabilité, car les changements topologiques ou paramétriques résultant des modifications opérées automatiquement sur le réseau affecteront peu le contenu de la matrice.

I-8-Conclusion

L'écoulement de puissance est une méthode d'analyse des problèmes des réseaux électriques pour contrôle la répartition de charge dans ces réseaux.

Dans ce chapitre nous avons étudiions l'écoulement de puissance et nous avons basé sur la méthode de newton-raphson car elle est de méthode par rapport des autres méthodes de analyse numérique.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = e_i G_{ii} + 2 f_i B_{ii} - e_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (e_j G_{ij} + f_j B_{ij}) \quad (I.57)$$

La composante réelle du courant est substituée dans le système d'équation (I.46) pour obtenir :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + c_i \quad (I.58)$$

Pour une estimation donnée des tensions aux jeux de barres, les puissances actives et réactives sont calculées à partir des équations du système (I.41). Les écarts dans la puissance sont les différences entre les valeurs estimées et calculées.

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(k)} &= P_i - P_i^{(k)} \\ \Delta Q_i^{(k)} &= Q_i - Q_i^{(k)} \end{aligned} \quad i=1,2, \dots, n-1 \quad (I.59)$$

Les tensions estimées aux jeux de barres ainsi que les puissances calculées sont utilisées pour calculer les courants aux jeux de barres par ordre pour calculer les éléments du Jacobien. Le système d'équations linéaires (I.43) peut être résolu pour Δe_i et Δf_i , $i=1,2,\dots, n$, par une méthode directe ou itérative. En suite les nouvelles estimations des tensions aux

jeux de barres sont :

$$\begin{aligned} e_i^{(k+1)} &= e_i^{(k)} + \Delta e_i^{(k)} \\ f_i^{(k+1)} &= f_i^{(k)} + \Delta f_i^{(k)} \end{aligned}$$

Le processus est répété jusqu'à ce que $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$, soient inférieure à la tolérance spécifiée.

2-Les coordonnées polaires

En coordonnées polaires on a : $V_i = |V_i| \exp(j\theta_i)$ et $Y_{ij} = |Y_{ij}| \exp(-j\gamma_{ij})$

Remplaçons dans l'équation (I.39), la puissance au jeu de barres i est donnée par:

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \exp(-j(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j))$$

Sachant que : $\exp(-j(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j)) = \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) - j \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j)$

Les composantes actives et réactives de la puissance sont :

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad (I.60)$$

$$\text{Pour } j_1 : \begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} &= \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} &= -\sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.61})$$

$$\text{Pour } j_2 : \begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} &= \sum_{j=1}^n |V_i Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_i Y_{ii}| \cos(\gamma_{ii}) + \sum_{j=1}^n |V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.62})$$

$$\text{Pour } j_3 : \begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} &= -\sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} &= \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.63})$$

$$\text{Pour } j_4 : \begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} &= \sum_{j=1}^n |V_i Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_i Y_{ii}| \sin(\gamma_{ii}) + \sum_{j=1}^n |V_j Y_{ij}| \sin(\gamma_{ij} + \theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad j \neq i \quad (\text{I.64})$$

L'équation liant les variations des puissances aux variations des amplitudes de la tension et les angles de phase pour la méthode de N-R est donnée par :[7]

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & \vdots & J_2 \\ \dots & \vdots & \dots \\ J_3 & \vdots & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \dots \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

L'avantage de la méthode de Newton-Raphson méthode réside justement dans le fait qu'il n'est pas nécessaire de réévaluer l'intégralité de la matrice à chaque itération. Cet atout est majeur pour les études paramétriques ou de fiabilité, car les changements topologiques ou paramétriques résultant des modifications opérées automatiquement sur le réseau affecteront peu le contenu de la matrice.

I-8-Conclusion

L'écoulement de puissance est une méthode d'analyse des problèmes des réseaux électriques pour contrôler la répartition de charge dans ces réseaux.

Dans ce chapitre nous avons étudié l'écoulement de puissance et nous avons basé sur la méthode de Newton-Raphson car elle est de méthode par rapport des autres méthodes de analyse numérique.

Chapitre II : Stabilité des réseaux électriques

II-1-Introduction

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 [8]. Elle est caractérisée par les variations de puissances actives et réactives transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions, des courants et des fréquences associées à ces puissances [9].

La stabilité concerne essentiellement les réseaux de forte puissance, en haute tension et de structure topologique généralement étendue et complexe pouvant avoir un ou plusieurs sites de production d'énergie. Tout fonctionnement correct d'un réseau électrique alternatif est le résultat d'un ajustement permanent de l'équilibre entre production et consommation d'énergie dans le temps et dans l'espace, manifestant ainsi sa stabilité [10].

Dans ce chapitre on étudiera la stabilité des réseaux électriques, leur types, les équations de stabilité statique, dynamique et transitoires, les phénomènes et origines d'instabilité des réseaux électriques.

II-2-L'objectifs de l'analyse de stabilité des réseaux électriques

Le principal objectif de l'analyse de stabilité des réseaux électriques est l'étude du comportement dynamique d'un réseau pour identifier les situations à risque, origines possibles d'instabilité transitoire, et déterminer les dispositions à prendre pour les contrer au mieux, assurant ainsi sa stabilité dynamique. Ces dispositions portent sur :

- l'élimination dans un temps acceptable des incidents électriques par le système de protection,
- l'optimisation des modes d'exploitation,
- le dimensionnement approprié des installations [10].

II-3- Les différents types de la stabilité des systèmes de puissance

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité dépend du lieu, de la nature et de l'amplitude de la perturbation. Cette dernière peut être de nature graduelle ou brusque (variations lentes de la charge, du plan de tension, court circuit sévère, perte d'ouvrages de production ou de transport ...etc.) [8].

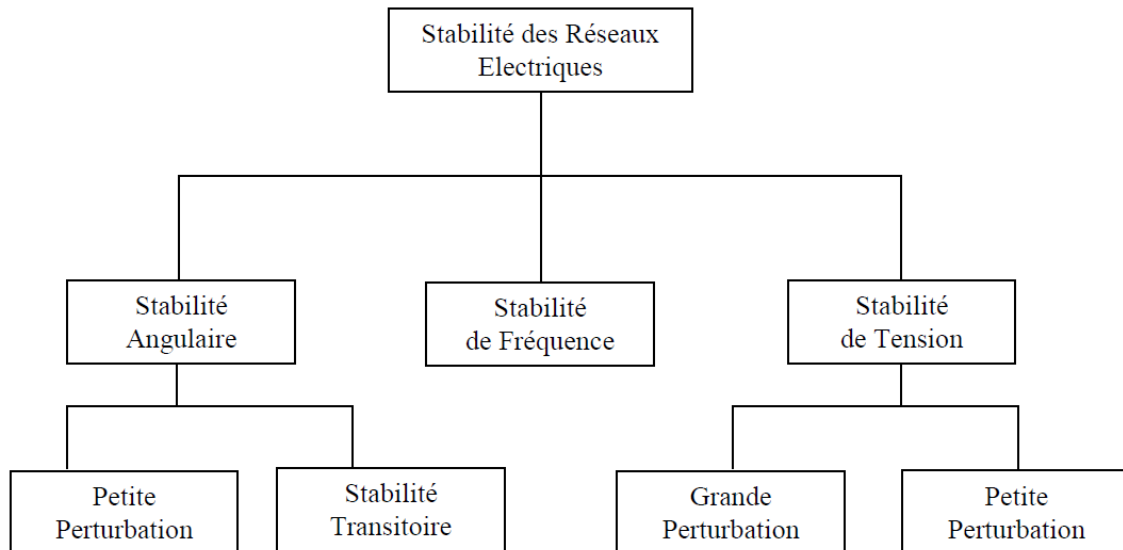


Figure II-1 Classification des types de stabilité des réseaux électriques

II-3-1-Un système de puissance

Un système de puissance est un grand réseau électrique, se compose d'éléments (générateurs, transformateurs, lignes,...), plus ou moins nombreux selon la taille du réseau, interconnectés, formant un système complexe capable de générer, de transmettre et de distribuer l'énergie électrique à travers de vastes étendues géographiques.

La stabilité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée est sa capacité de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique.

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

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

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

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence [11].

II-3-2- La stabilité angulaire

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques: soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. 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 perturbation ou de la stabilité transitoire.

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, ... [8].

Pour bien comprendre le problème dans les réseaux électriques, nous étudions le modèle élémentaire comprenant un alternateur et un réseau infini.

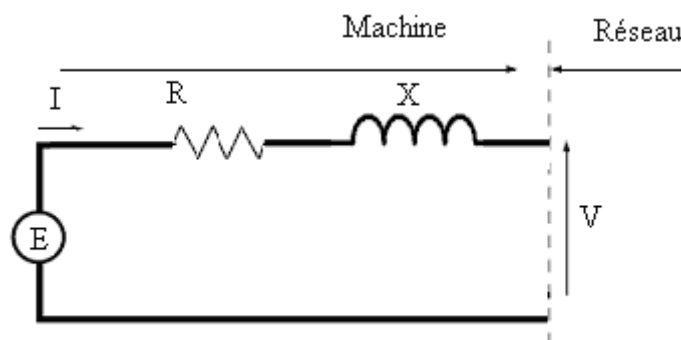


Figure II-2 Schéma d'une machine synchrone

Le diagramme vectoriel correspondant est celui de la figure (I-2)

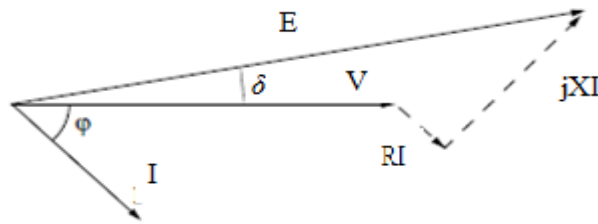


Figure II-3 Diagramme vectoriel correspondant à un alternateur

Si on considère l'impédance de réseau comme réactance ($X=0$),

La puissance active fournie au réseau de puissance infinie est

$$P = 3VI \cos \varphi \quad (\text{II.1})$$

Cette puissance est évidemment égale à la puissance électrique P_e de l'alternateur puisque nous avons négligé toutes les résistances

D'après le diagramme vectoriel on a:

$$E \sin \delta = XI \cos \varphi \quad (\text{II.2})$$

$$\text{Donc } I \cos \varphi = \frac{E}{X} \sin \delta \quad (\text{II.3})$$

D'après (II.1) et (II.3)

$$P = P_e = \frac{3EV}{X} \sin \delta \quad (\text{II.4})$$

L'angle interne δ angle de charge, cet angle est égal à celui dont le rotor est décalé par rapport à sa position de fonctionnement à vide (si $I = 0$, $\delta = 0$) [12].

1-1-Les équations mécaniques de rotor de la machine synchrone

La phase la plus importante qui concerne la stabilité transitoire est l'analyse de la dynamique des rotors des générateurs pendant cette période. Les équations différentielles décrivant ce mouvement sont appelées équations mécaniques (swing équations) dû à la nature oscillatoire des angles rotoriques. Ces derniers sont mesurés par rapport à un repère de référence tournant au synchronisme. Les équations mécaniques peuvent être développées en utilisant les lois fondamentales de la mécanique.

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

$$T_{net} = H\alpha \quad (\text{II.5})$$

où

α : accélération \ décelération du rotor de la machine.

T_{net} : le couple net responsable de α .

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

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

$$E_{KE} = \frac{1}{2} H w_m^2 \quad (\text{II.6})$$

w_m est la vitesse angulaire mécanique du rotor [13].

1-2-Les différents couples agissant sur le rotor

Les différents couples agissant sur le rotor de la machine synchrone sont :

1-2-1- le couple de synchronisation (T_g) en phase avec l'angle rotorique (il est aussi connu par le couple de l'entrefer). Il est égal au couple électrique dans la machine et représente le taux de changement de l'énergie électromagnétique totale emmagasinée par rapport à l'angle rotorique.

1-2-2- le couple amortisseur (T_E) qui est en phase avec la vitesse du rotor. C'est le résultat de la réaction des circuits électromagnétiques du rotor (les amortisseurs et le corps cylindrique solide du rotor) contre tout fonctionnement asynchrone de la machine.

1-2-3- Le couple amortisseur T_M due à la turbine, ses contrôles et aux systèmes de régulation du bloc turboalternateur. On peut combiner ce dernier avec (T_E) pour obtenir un seul couple amortisseur (T_D), proportionnel aux variations de la vitesse rotorique.

1-2-4-Le couple mécanique d'entrée (T_m), qui est le couple d'entraînement délivré par la turbine (sans pertes de rotation).

Le couple net du groupe turbo alternateur est donné par :

$$T_{net} = T_M - T_g - T_D \quad (\text{II.7})$$

Si les générateurs sont représentés par des modèles détaillés (avec régulateurs de tension et de vitesse), le couple net est donné par :

$$T_{net} = T_m - T_D \quad (\text{II.8})$$

α dans (II.5) peut être exprimé en terme de l'angle mécanique du rotor mesuré par rapport à une structure stationnaire de référence par :

$$\alpha = \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{dw_m^2}{dt} \quad (\text{II.9})$$

où θ_m est l'angle rotorique mécanique.

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

$$\delta_m = \theta_m - (w_{m0} + \theta_0) \quad (\text{II.10})$$

avec

δ_m : angle rotorique mécanique mesuré par rapport à la référence tournante en synchronisme.

w_{m0} : vitesse mécanique angulaire rotorique de référence.

θ_m : angle mécanique rotorique avant la perturbation ($t=0$).

θ_0 : angle constant égale à $\frac{\pi}{2}$: (l'axe q est en avance par rapport à l'axe d).

α dans (II.11) peut être exprimée en fonction de δ_m par:

$$\alpha = \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d\delta_m^2}{dt} \quad (\text{II.11})$$

Substituant les équations (II.5) et (II.10) dans l'équation (II.11), on obtient :

$$H \frac{d^2 \delta_m^2}{dt^2} = T_{net} = T_m - T_g - T_D \quad (\text{II.12})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (II.10) par w_m , on obtient:

$$M \frac{d^2 \delta_m^2}{dt^2} = P_{net} = P_m - P_g - P_D \quad (\text{II.13})$$

Avec

$$M = H w_m$$

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

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

$$M = H w_{m0} \quad (\text{II.14})$$

Dans la formulation de l'équation mécanique, on utilise par convention l'angle électrique du rotor δ_e qui est reliée à l'angle mécanique par

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m \quad (\text{II.15})$$

où p est le nombre de pôles de la machine

En substituant (II.6) dans (II.10), on obtient

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m = \theta_e - (w_{e0} + \theta_0) \quad (\text{II.16})$$

$$\text{avec } \theta_e = \frac{p}{2} \theta_m$$

$$w_{e0} = \frac{p}{2} w_{m0} \quad [13].$$

1- 3-La stabilité statique

Le réseau a un comportement stable en régime statique, soumis à de petites perturbations, son aptitude de revenir à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre [9].

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence.

Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal.

Donc la stabilité statique d'un réseau électrique qui suite à une perturbation quelconque infiniment petite, quand il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [14].

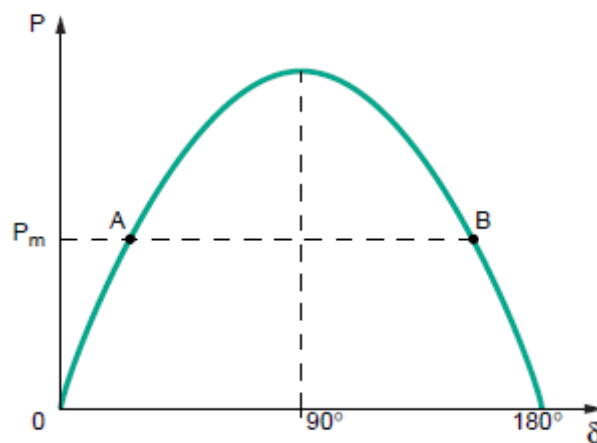


Figure II-4 Puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne

La puissance mécanique P_m , fournie par la machine entraînée est constante, on peut 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, correspondant respectivement à $\delta < \pi/2$ et $\delta > \pi/2$.

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. Pour le point de fonctionnement, si δ augmente, la

machine va ralentir, si on diminue δ , la puissance transmise au réseau augmente B est instable, comme tout point sur la partie rectiligne de la courbe [12].

La notion de stabilité statique est évaluée par l'expression du couple synchronisant

$$C_e = \frac{P_e}{\Omega} = \frac{p}{\omega} \frac{3EV}{X} \sin \delta \quad (\text{II.17})$$

$$C_{er} = C_e - C_r = \frac{p}{\omega} \frac{3EV}{X} \sin \delta - C_r \quad (\text{II.18})$$

$$C_s = \frac{\partial C_{er}}{\partial \delta} = \frac{p}{\omega} \frac{3EV}{X} \cos \delta \quad (\text{II.19})$$

Dans la pratique, les alternateurs industriels sont généralement constitués de façon à l'angle interne δ soit à peu près égal à 70° pour la puissance active nominale et une puissance réactive nulle, afin de garder une marge de stabilité en cas de perturbation transitoire.

Cependant, si l'alternateur absorbe de la puissance réactive, δ se rapproche de 90° et le risque d'instabilité est plus important lors d'une perturbation [9].

La limite de stabilité statique, est atteinte lorsque $C_s = 0$, c'est-à-dire pour : $\delta = \pi/2$.

En pratique, il est nécessaire de prévoir une marge de stabilité, car le réseau d'interconnexion n'est jamais de puissance infinie et V est fonction des conditions de fonctionnement de l'ensemble du système L'expression (II.4) montre que la puissance électrique que le groupe peut fournir au réseau présente un maximum pour $\delta = 90^\circ$. Si ce maximum se trouve être inférieur à la puissance mécanique fournie par la turbine, une perte de stabilité va se produire. On montre que, toutes choses étant égales par ailleurs, on améliore la marge de stabilité statique :

- en augmentant E , c'est-à-dire en augmentant l'excitation (ce qui a pour conséquence l'augmentation de la production de puissance réactive) ;
- en réduisant la puissance électrique fournie P_e (c'est-à-dire la puissance mécanique P_m) ;
- en diminuant la réactance de liaison totale X .

On notera en particulier qu'on diminue la marge de stabilité statique :

- lorsque l'on fait fonctionner l'alternateur en absorption de puissance réactive ;
- lorsque la mise hors service de certaines lignes se traduit par un éloignement électrique (X croît) du point fictif où l'on peut admettre que la tension V est parfaitement tenue [15].

1. 4-La stabilité dynamique

La stabilité dynamique : est l'aptitude d'un réseau d'éviter tout régime oscillatoire divergent et de revenir à un état stable acceptable [12].

La stabilité dynamique arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau [14].

Les études de stabilité dynamique consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte des groupes de production, perte de l'alimentation du distributeur, variation de charge importante,
- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations
- préconiser les moyens à mettre en œuvre tels que types de protection et réglages, délestages, configurations interdites, pour éviter l'instabilité de réseau.

Ces études permettent donc de comprendre le comportement du réseau et de minimiser les risques de perte d'alimentation et les perturbations [9].

La stabilité dynamique consiste à vérifier que l'alternateur soumis à une perturbation brusque jusqu'à elle prendra son synchronisme .

Les problèmes de stabilité dynamique résultent lorsque la machine d'un état stable à un autre suite à une perturbation qui a varié la puissance fournie par la turbine.

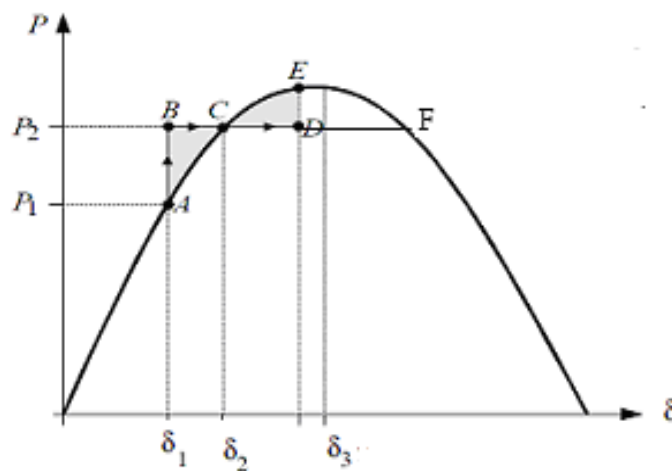


Figure II-5 Déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique

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 δ_1 à un angle δ_2 brusquement. D'où le passage instantané du point A au point B ; ensuite l'angle δ

augmente de δ_1 à δ_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 δ_{max} peut être supérieur à 90° de façon transitoire.

La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique [12].

Au moment de la perturbation (figure II.5), le point de fonctionnement passe brutalement du point B ($P = P_m$) au point A correspondant à une nouvelle valeur de la puissance électrique. Celle-ci étant inférieure à la puissance mécanique (restée constante), la machine accélère, donc δ augmente. Elle accumule de l'énergie cinétique jusqu'en C, puis l'accélération devient

négative. Le mouvement s'arrête en E lorsque $\frac{d\delta'}{dt} = 0$.

Le point E est tel que l'énergie cinétique accumulée entre A et C est restituée entre C et D.

Nous allons montrer que les aires ABC (S_1) et CDE (S_2) sont égales.

L'équation dynamique de la machine

$$C_m - C_e = J \frac{dw}{dt} \quad (II.20)$$

Avec

$$w = w_s + \frac{d\delta}{dt}$$

w_s : étant la vitesse de synchronisme.

$$C_m - C_e = J \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (II.21)$$

Donc

$$P_m - P_e = Jw_s \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (II.22)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{Jw_s} (P_m - P_e) \quad (II.23)$$

En effet, l'équation dynamique de la machine ,après la perturbation ,devient :

$$C_m - C_e' = J \frac{dw'}{dt} \quad (II.24)$$

Avec $w' = w_s + \frac{d\delta'}{dt}$

C_e' : étant la nouvelle valeur du couple électrique.

$$P' = \frac{3E_r V}{X'} \sin \delta' \quad (\text{II.25})$$

$$C_e' = \frac{P_e'}{\Omega} = \frac{p}{\omega} \frac{3E_r V}{X'} \sin \delta' \quad (\text{II.26})$$

On a $X' = X_d' + X$, avec X_d' la réactance transitoire de la machine pendant un temps relativement court de défaut.

δ' : est l'angle entre V et E_r

On en tire : $\frac{d^2 \delta'}{dt^2} = \frac{1}{w_s J} (P_m - P_e')$ (II.27)

Multiplions les deux membres de cette équation par $2 \frac{d\delta'}{dt}$:

$$2 \frac{d\delta'}{dt} \frac{d^2 \delta'}{dt^2} = 2 \frac{d\delta'}{dt} \frac{1}{w_s J} (P_m - P_e') \quad (\text{II.28})$$

On intégrons (II.14) entre A et E :

$$\left(\frac{d\delta'}{dt} \right)^2 \Big|_A^E = \int_A^E \frac{2}{w_s J} (P_m - P_e') d\delta' = S_2 - S_1 \quad (\text{II.29})$$

Le fonctionnement sera stable si le point de fonctionnement E ne franchit pas le point

$F(P_m = P \text{ avec } \delta' > \frac{\pi}{2})$ [16].

1-5-L'instabilité dynamique des réseaux électriques :

Lorsque la différence entre P_1 et P_2 est importante, il n'y ait pas de point D qui permette de satisfaire la loi des aires. L'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X. A ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue pour devenir négative (marche en moteur). Le réseau est alimenté par des autres sources et il y a perte de synchronisme par survitesse.

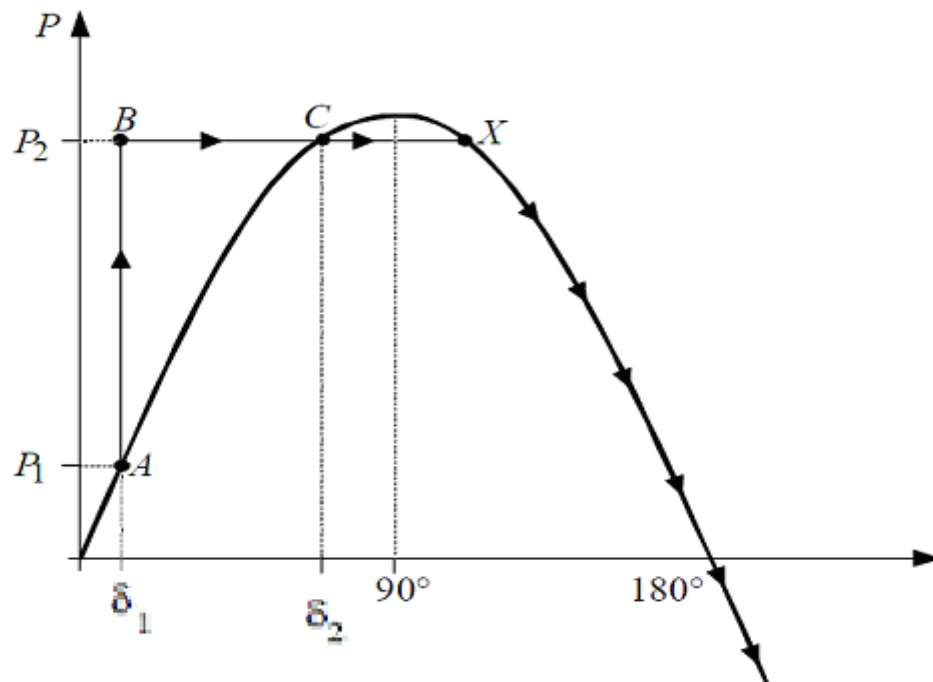


Figure II-6 Instabilité suite à une augmentation brutale de la puissance mécanique

Il y a deux remarques importantes :

- les risques de perte de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau, de la puissance mécanique ou du courant d'excitation fournie aux alternateurs
- les risques de perte de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique [9].

2- Stabilité angulaire aux grandes perturbations (la stabilité transitoire)

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude.

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 [12].

Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer : les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines, la perte d'ouvrages la perte de groupes de production, etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

La stabilité transitoire dépend :

- *-du type de perturbation
- *- de la durée de perturbation
- *-du lieu de perturbation
- *-de la performance des systèmes de protection (relais, réenclenchement)
- *-du point de fonctionnement avant défaut
 - niveau de puissance active
 - topologie du réseau
 - degré d'excitation des machines
- *-des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges, des régulateurs mis en place dans les stations et des stabilisateurs comme stabilisateur de système de puissance (Power System Stabilizer (PSS)) [14].

La limite de stabilité transitoire dépend donc de différents paramètres :

- *- les caractéristiques du groupe (caractéristiques électriques de l'alternateur, temps de lancer, réponse de l'ensemble système d'excitation et régulation de tension et réponse de la régulation de vitesse...);
- *-les impédances de liaison entre les machines ;
- *- le type et la durée des défauts ;
- *- l'état initial des machines (par exemple l'absorption de puissance réactive est un facteur défavorable) ;
- *-le plan de tension du réseau [15].

II-3-2- 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.

II-3-3 -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'  s  quilibre de la tension.

On peut classer la stabilité de tension à stabilité de petites perturbations et celle à stabilité de grandes perturbations selon l'amplitude de la perturbation [8].

1-Stabilité de tension aux grandes perturbations

Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation.

La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système.

2- Stabilité de tension aux petites perturbations

Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées [11]. L'étude de 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:

$$S_{Dj} = \lambda \cdot S_{Dj0} \quad (\text{II.30})$$

Où S_{Dj} est la demande de puissance apparente au nœud j et S_{Dj0} est sa valeur initiale [15].

II-4-Les phénomènes et origines d'instabilité des réseaux électriques :

II-4-1-Les phénomènes d'instabilité des réseaux électriques :

Les phénomènes d'instabilité se manifestent dans tout le réseau par :

- les oscillations électromécaniques des machines autour de leur position d'équilibre synchrone, c'est-à-dire leur vitesse et la fréquence industrielle nominale (50 Hz),
- les oscillations de transits de courants dans les liaisons entre sources et/ou charges, sont liées des échanges de puissances active et réactive, et ils sont donnés lieu à des chutes de tension.

II-4-2-Les origines d'instabilité des réseaux électriques :

Les instabilités ont trois origines possibles.

- Les perturbations accidentelles :Elles se trouvent les courts-circuits, les creux de tension, les coupures et les pertes de source électrique, les déclenchements intempestifs, les pannes de composants, les erreurs d'origine humaine....
- L'exploitation normale du réseau Ce sont des conséquences du fonctionnement et des impératifs du processus telles que : les variations de charges, le démarrage de gros moteurs, les manoeuvres de transfert et la gestion des jeux de barres...
- La structure du réseau électrique Elle comprend la topologie, les régulations des sources (alternateurs et transformateurs), ainsi que les protections et les automatismes du réseau électrique.

II-5-Les effets et remèdes d'instabilité des réseaux électriques

Les principales formes suivantes d'instabilité des réseaux électriques sont :

II-5-1-Dérive en fréquence

Un déséquilibre de puissance active entre la production et les consommations se traduit par une variation de fréquence de l'ensemble du système. Elle peut dépasser les limites admises (par exemple $\pm 2\%$) au-delà desquelles les groupes de production sont séparés du réseau.

La situation peut alors dégénérer jusqu'à l'écroulement du système.

Elle est évitée par du délestage automatique et progressif des charges, et la sollicitation des réserves tournantes de puissance (démarrage de groupes, régulation des groupes à puissance maximale).

II-5-2-Dérive de tension

Les chutes de tension sont dues aux transits de puissance - principalement réactive - dans les liaisons et les transformateurs, ou aux courants très élevés.

Elles sont aboutir à un écroulement ou un dysfonctionnement du système.

Ce risque est limité par la mise à disposition de puissance réactive suffisante et bien répartie (régulation du réactif des sources, condensateurs de compensation, régulateurs en charge des transformateurs, emplacement des sources de réactif), d'un délestage des charges, d'un changement du mode de démarrage des moteurs.

II-5-3-Surcharge en cascade

Les éliminations de liaisons suite à leurs échauffements ou détériorations provoquent des reports de charge sur d'autres ouvrages.

Il est donc normalement prévu que toute perte d'un ouvrage est tolérée par le système en agissant sur la topologie d'exploitation du réseau, la protection des surcharges ou la mise en service de nouvelles sources.

II-5-4-Perte de synchronisme

Désynchronisation entre alternateurs (c'est une désolidarisation électrique), qui peut aller jusqu'à la nécessité de déconnexion de certaines machines. L'apparition résultante d'oscillations en courant et en tension dans le réseau, et l'élimination d'éléments (charges ou sources) par leurs protections, peut conduire à la perte du réseau.

Les remèdes d'instabilité des réseaux électriques est évitée par un bon contrôle des régulations des alternateurs, un plan de protection efficace et un plan de délestage judicieux des charges.

Les principaux phénomènes qui sont étudiées pour éviter l'instabilité sont :

- court-circuit triphasé (éventuellement bi ou monophasé),
- perte de liaison, de source ou de charge,
- démarrage de moteurs,
- partage, délestage et prise de charges,
- couplage et modes de régulation électromécanique des sources (réseaux publics, turbines et alternateurs).

Pour être complète, l'étude doit inclure :

- l'analyse de contingence : prise en compte des incidents d'exploitation normatifs du système,
- la simulation du fonctionnement des protections et des automatismes,
- l'analyse de sensibilité aux paramètres déterminants (par exemple temps d'élimination de défaut, caractéristiques des moteurs, coefficients de réglage des régulateurs d'alternateurs...)[10].

II-7-Conclusion

La stabilité des réseaux électriques est une propriété qui caractérise les réseaux électriques suite à une perturbation. Dans ce chapitre nous avons présenté une généralité sur la stabilité des réseaux électriques ,dans le chapitre qui suit on va étudier en détaille la stabilité de tension.

Chapitre III : Stabilité de tension

III-1-Introduction

La stabilité de tension est basée sur l'étude de l'écoulement de puissance, il existe une influence des composants de réseau électrique sur la stabilité de tension.

Dans ce chapitre, nous étudions la stabilité de tension, sa notion, l'influence de différents composants de réseau électrique sur la stabilité de tension tel que l'influence du facteur de puissance, système FACTS (*Flexible AC Transmission System*) (influence du TCSC et influence du SVC), influence du OLTC (On-load Tap Changer) et l'influence de la nature de la charge. A la fin de ce chapitre on va tester la stabilité statique de tension sur le réseau électrique IEEE 30bus, les données de ce réseaux sont montrés dans l'annexe A.

III-2-Notion de la 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.

III-2-1-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.

III-2-2-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.

III-3-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 .

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; 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.

III-3-1- 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.

III-3-2- 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. 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 celle ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. 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. On a étudiée l'effondrement de tension dans un réseau simple de deux nœuds.

III-3-3- 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. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

III-4-Etude paramétrique de stabilité de tension [8]

Avant d'entamer une étude sur un système réel, il est préférable de commencer par un système simple. Cela nous permettra d'avoir des équations faciles à traiter et des schémas représentatifs simples et également de retrouver des résultats classiques.

Cette partie présente une analyse fondamentale de la stabilité de tension sur un système simple à deux nœuds. Le but de cette analyse est l'étude de l'influence des différents composants du réseau sur la stabilité de tension.

III-4-1- Système test

Afin d'illustrer quelques aspects de l'analyse, le phénomène d'instabilité de tension peut être analysé à l'aide d'un système simple constitué d'un générateur alimentant une charge électrique à travers une ligne électrique.

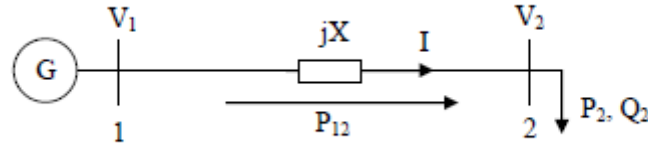


Figure III-1 Réseau électrique à deux nœuds

III-4-2- Courbe d'effondrement de tension

La courbe d'effondrement de tension (Courbe PV) est considérée parmi les techniques les plus utilisées dans l'étude et l'analyse de la stabilité statique de tension. Elle trace l'évolution de la tension en fonction de l'augmentation de la charge dans le nœud. Dans ce qui suit, nous essayons d'élaborer et développer le modèle mathématique qui décrit la variation de la tension en fonction de la charge.

D'après la figure (III-1), on peut exprimer la puissance apparente au nœud 2 suivant l'équation:

$$\bar{S} = P + jQ \quad (\text{III.1})$$

En considérant la figure (III-1), on peut écrire :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \quad (\text{III.2})$$

$$\text{On aura alors: } S^* = (V_2 I^*)^* = V_2^* I = V_2^* \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \quad (\text{III.3})$$

Avec:

$$V^* = (V \angle \theta)^* = V \angle -\theta$$

On aura:

$$S^* = P - jQ = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta + j \left(\frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta \right) \quad (\text{III.4})$$

Les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne s'écrivent alors :

$$P_{12} = -P_{21} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (\text{III.5})$$

$$Q_{12} = -Q_{21} = \frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta \quad (\text{III.6})$$

On élimine l'angle θ par l'utilisation de l'équation : $\cos^2 \theta + \sin^2 \theta = 1$, donc on trouve:

$$P^2 + (Q + \frac{V_2^2}{X}) = \frac{V_1^2 V_2^2}{X^2} \quad (\text{III.7})$$

L'équation précédente peut s'écrire sous la forme d'une équation quadratique en fonction de V_2 :

$$V_2^4 + (2QX - V_1^2)V_2^2 + (P^2 + Q^2)X^2 = 0 \quad (\text{III.8})$$

$$V_2^2 = \frac{1}{2}(V_1^2 - 2QX \pm V_1(V_1^2 - \frac{4P^2 X^2}{V_1^2} - 4QX)^{\frac{1}{2}}) \quad (\text{III.9})$$

On remplace Q dans l'équation (III.8) par : $Q = \tan \theta \times P = B \times P$:

Donc la solution est :

$$V_2^2 = (\frac{V_1^2}{2} - BPX \pm (\frac{V_1^4}{4} - PX(PX + BV_1^2))^{\frac{1}{2}}) \quad (\text{III.10})$$

D'après l'équation (III.10), on peut conclure que, la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne, et du facteur de puissance. La figure (III-2) présente la courbe de bifurcation du système test. La courbe montre l'évolution de la tension en fonction de la puissance active. La charge est considérée purement active ($Q = 0$ donc $B=0$), la réactance de la ligne $X = 0.5 \text{ pu}$.

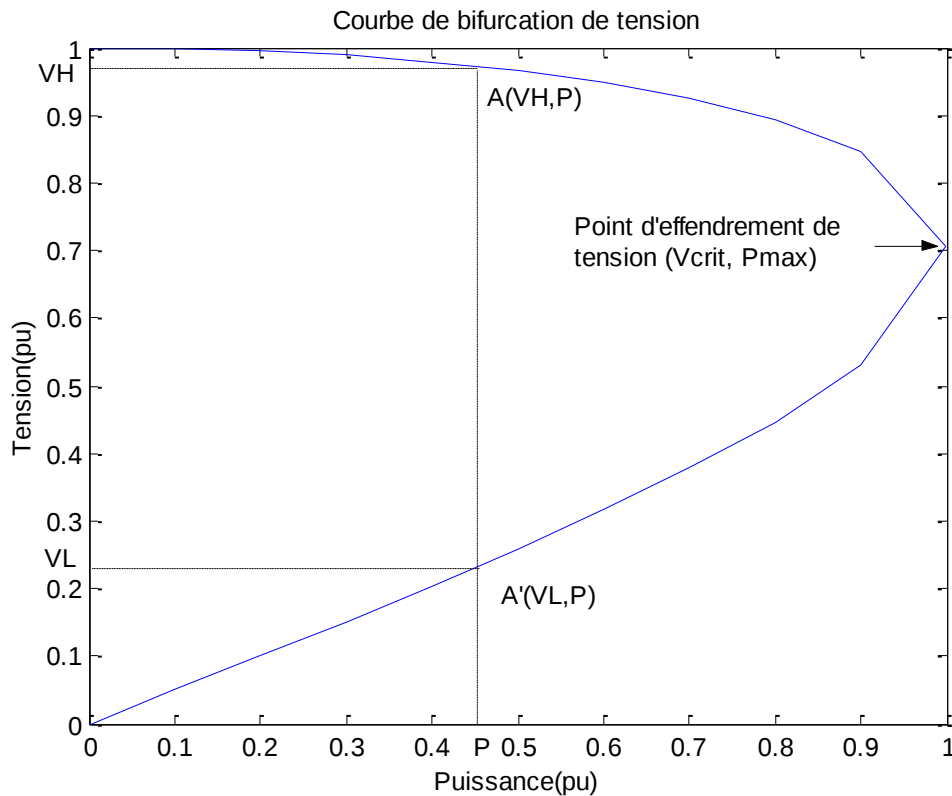


Figure III-2 Courbe de bifurcation de tension

III-4-3- Analyses et interprétations

D'après la figure (III-2), on peut remarquer que lorsque la puissance demandée augmente, la tension diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur critique V_{crit} qui correspond à la puissance maximale transmissible par la ligne P_{max} . Ce point est appelé point de bifurcation de tension (ou point d'effondrement de tension). Au delà de ce point, la tension chute d'une façon brusque et incontrôlable; c'est le phénomène d'effondrement de tension. Ce phénomène peut s'expliquer comme suit : lorsque la charge croît, le courant circulant dans la ligne croît; entraînant une chute de tension d'autant plus importante que le courant est plus grand, donc la tension aux bornes de la charge décroît.

De la figure (III-2), une notion très importante et très utilisée dans l'étude et l'évaluation de la stabilité de tension est la marge de stabilité de tension, laquelle est considérée comme un indice efficace de l'évaluation de la stabilité de tension. Elle est définie comme étant la quantité de charge additionnelle de la charge nominale qui conduit le réseau électrique à un effondrement de tension.

Autrement dit, c'est la distance entre le point de fonctionnement nominal du réseau et le point d'effondrement de tension. Dans la conduite et l'exploitation des réseaux électrique, on essaye toujours de garder une marge de stabilité de tension la plus grande possible.

On peut remarquer aussi que, pour une valeur donnée P de la puissance demandée par la charge, il existe deux solutions de tension. La solution supérieure V_H correspondant à la valeur qui peut être atteinte en pratique et l'autre solution V_L est juste mathématiquement; mais qui ne représente pas une valeur pratique. La justification de cette analyse est présentée comme suit :

On suppose une augmentation incrémentale de la charge qui déplace le point de fonctionnement à droite de la courbe. On peut voir que : la solution supérieure V_H devient plus faible, ce qui semble naturel; Donc cette solution correspond à un point de fonctionnement normal ou stable. Par contre la solution inférieure V_L augmente simultanément avec la charge, ce qui n'est pas naturel. Donc cette solution correspond à un point de fonctionnement dégradé ou instable.

En outre, le courant correspondant à la solution V_L est beaucoup plus grand que celui correspondant à la solution V_H . De ce fait les pertes actives sont plus élevées. Par ailleurs, la tension V_L est beaucoup plus petite que V_H .

Finalement, on peut conclure que la partie supérieure de la courbe donne la région de fonctionnement stable. En conséquence, dans toute analyse consacrée aux problèmes de la stabilité statique de tension, l'intérêt est porté sur cette partie de la courbe.

III-4-4- L'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension

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 (III-1)

$$\begin{aligned}\overline{S}_2 &= P_2 + jQ_2 = V_2 \left[\frac{V_1 \cos \delta + jV_1 \sin \delta - V_2}{jX} \right]^* \\ &= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X}\end{aligned}\quad (\text{III.11})$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (\text{III.12})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (\text{III.13})$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (\text{III.14})$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (\text{III.15})$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (III.11) 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 (III.15) 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).

III-5- 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 .

III-5-1-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 .

III-5-2- Analyse statique

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

Généralement, l'analyse de la stabilité statique de tension est utilisée afin de vérifier si un point de fonctionnement est stable ou instable, évaluer la marge de stabilité d'un point de fonctionnement et identifier le point d'effondrement de tension .

Dans notre travail, on s'intéressera seulement aux méthodes d'analyse statique. La section suivante comporte quelques méthodes populaires dédiées à ce type de problème.

III-5-3- Méthodes d'Analyse de la stabilité statique de tension

Dans cette partie, des indices de la stabilité de tension sont proposés avec un modèle standard d'écoulement de puissance où on assumera que la variation des puissances active et réactive est le paramètre essentiel qui conduit le réseau à un effondrement de tension (ou à la singularité de la matrice Jacobienne). Les écarts des puissances active et réactive du problème d'écoulement de puissance sont définis par les équations suivantes.

$$\begin{bmatrix} \Delta P(x, \lambda) \\ \Delta Q(x, \lambda) \end{bmatrix} = f(x, \lambda) = 0 \quad (\text{III.16})$$

Où X représente le vecteur d'état du problème d'écoulement de puissance qui englobe les vecteurs tensions V et déphasages δ ; la variable λ représente un paramètre scalaire ou le facteur de charge utilisé pour simuler l'augmentation de la charge qui conduit à

l'effondrement du système. La variation de la charge et de la génération, est exprimée par les équations (III.17), (III.18) et (III.19).

$$P_{Di} = \lambda P_{Di0} \quad (\text{III.17})$$

$$Q_{Di} = \lambda Q_{Di0} \quad (\text{III.18})$$

$$P_{Gi} = \lambda k_{Gi} P_{Gi0} \quad (\text{III.19})$$

Tel que

- P_{i0}, Q_{i0} les puissances active et réactive au nœud i .
- P_{Gi0} la puissance générée par la machine i dans le cas initial.
- k_{Gi} le facteur de contribution de chaque générateur i pour satisfaire la demande de la charge.

III-6- Influence des composants du réseau sur la stabilité de tension

Cette section est consacrée à l'étude de l'influence des composant du réseau sur la stabilité statique de tension. De ce fait, on a évalué la stabilité de tension en utilisant la courbe de bifurcation de tension, sous l'influence de plusieurs composants du réseau, récapitulés dans ce qui suit :

- Influence du facteur de puissance ;
- Influence du TCSC ;
- Influence du SVC ;
- Influence du OLTC (On-load Tap Changer) ;
- Influence de la nature de la charge.

III-6-1-Réseau d'application

La figure (III-1), illustre le schéma synoptique du système d'application utilisée dans cette section.

Le réseau est composé d'un générateur qui alimente une charge via une ligne électrique d'une réactance de 0.15 pu. Le réseau comprend aussi des équipements de contrôle à savoir les dispositifs FACTS (SVC et TCSC) et d'un transformateur régleur en charge. La tension à la sortie du générateur est considérée fixe égale à 1pu.

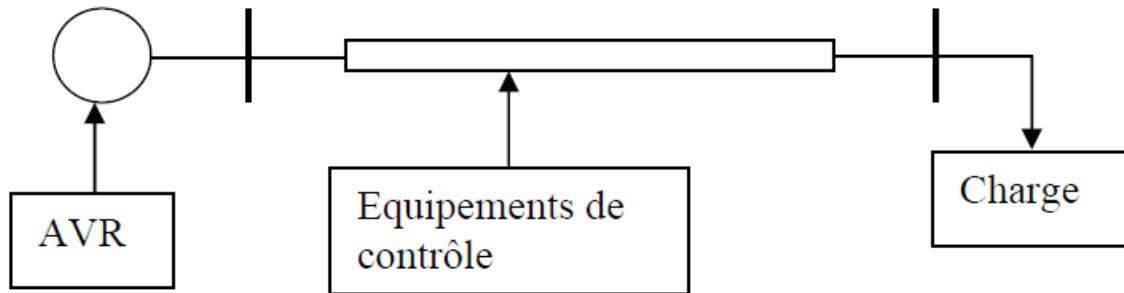


Figure III-3 Schéma synoptique du réseau d'application

III-6-2- Influence du facteur de puissance

Cette section est consacrée à l'étude de l'influence du facteur de puissance de la charge sur la stabilité de tension. La figure (III-4), représente la courbe de bifurcation de la tension pour différentes valeurs de $B = tg\theta$. Il est clair que lorsque le facteur B diminue (c'est-à-dire diminue) la puissance maximale transmise par la ligne augmente. Cette situation semble très logique, car lorsque la compensation de l'énergie réactive de la charge augmente (c'est-à-dire θ diminue) ; la puissance maximale transmissible (marge de stabilité) augmente.

La courbe en pointillé de la figure (III-4) représente l'évolution du point critique (point d'effondrement de tension) en fonction du facteur B . Il est clair que la tension critique augmente quand le facteur B diminue ; de ce fait, une surcompensation de l'énergie réactive risque d'amener la valeur de la tension critique dans la région de fonctionnement normale.

Ainsi on peut conclure que le facteur de puissance a un impact très significatif sur la caractéristique PV et donc sur la stabilité de tension. La puissance maximale transmissible par la ligne augmente avec le facteur de puissance. Donc la charge, qui possède un facteur de puissance relativement élevé, offre une marge de stabilité de tension satisfaisante

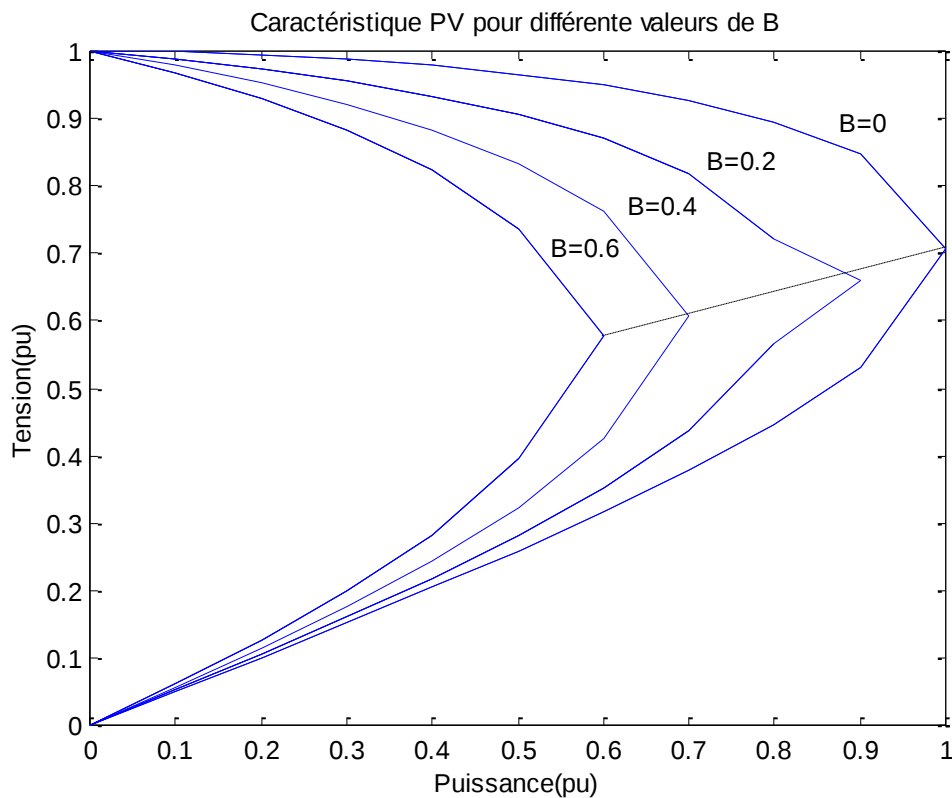


Figure III-4 Caractéristique PV pour différentes valeurs de $B = \tan \theta$

III-6-3- Influence du TCSC

La figure (III-5) montre l'influence du TCSC sur la caractéristique PV (la courbe d'effondrement).

Comme déjà mentionné précédemment ; le TCSC est un équipement FACTS série qui contrôle la puissance transmise dans une ligne par la variation de la réactance de cette dernière. Dans notre application, la variation de la réactance est effectuée avec un pourcentage de $\pm 50\%$. Les caractéristiques PV obtenues, pour différentes valeurs de X , montrent que la marge de stabilité de la tension augmente quand la réactance de la ligne diminue. Ce résultat apparaît très logique, car l'augmentation de la réactance de la ligne (cas des lignes longues) augmente les pertes réactives, ce qui provoque un déséquilibre entre la demande et la production de l'énergie réactive. Ainsi, le réseau ne peut pas satisfaire la demande de charge.

Cette situation favorise un effondrement de tension pour des niveaux de charge relativement faibles. D'autre part, la compensation de la ligne par le TCSC diminue la réactance apparente de la ligne, ce qui fait réduire les pertes réactives et augmenter ainsi la marge de stabilité de tension.

Remarquons que dans la courbe en pointillée, la tension critique reste constante pour les trois cas de test, malgré l'intervention du TCSC. Ce résultat confirme l'utilisation

spécifique du TCSC comme un contrôleur efficace d'écoulement de puissance et non de contrôle de la tension.

Dans la pratique, l'augmentation de la réactance de la ligne peut se traduire par un incident d'ouverture d'une ligne ou lorsque la production est très éloignée de la consommation. Dans ces deux cas, on a vu qu'une compensation série est pratiquement bénéfique.

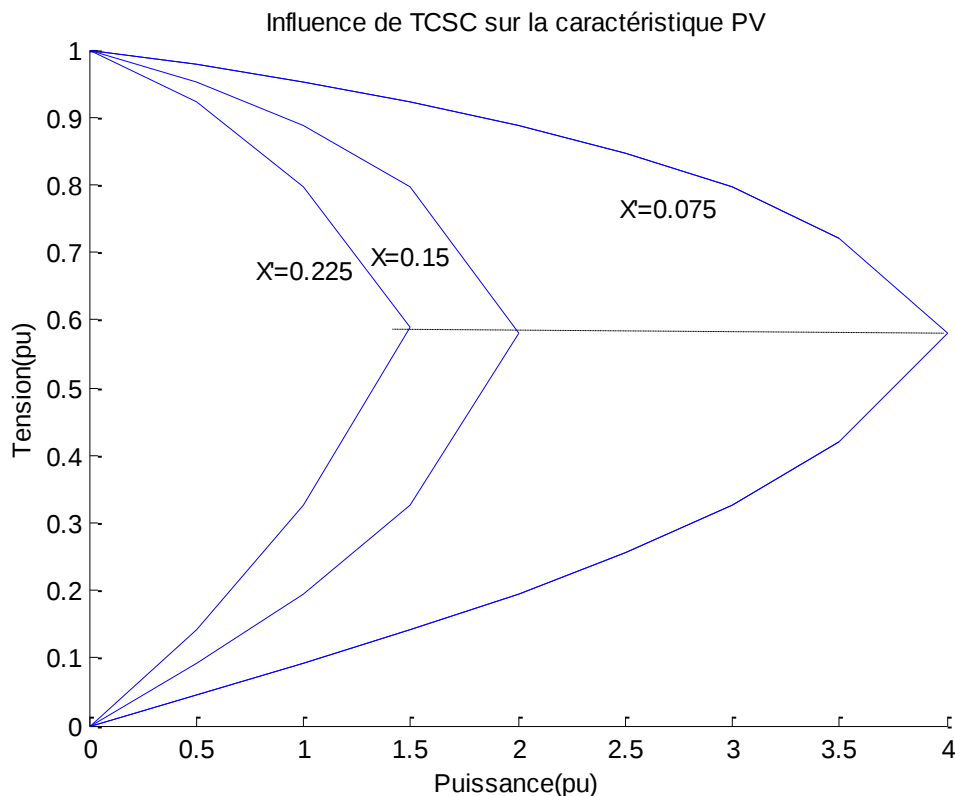


Figure III-5 Influence de TCSC sur la caractéristique PV

III-6-4- Influence du SVC

Pour tester l'influence du SVC sur la stabilité statique de tension, on modélise le SVC par une source variable de l'énergie réactive. De ce fait, on fait varier simplement la puissance réactive qui correspond à la variation de B dans l'équation (III.10). Les courbes de bifurcation pour plusieurs valeurs de B sont présentées dans la figure (III-6).

Remarquons que dans la courbe en pointillée, la tension critique reste constante pour les trois cas de test, malgré l'intervention du TCSC. Ce résultat confirme l'utilisation spécifique du TCSC comme un contrôleur efficace d'écoulement de puissance et non de contrôle de la tension.

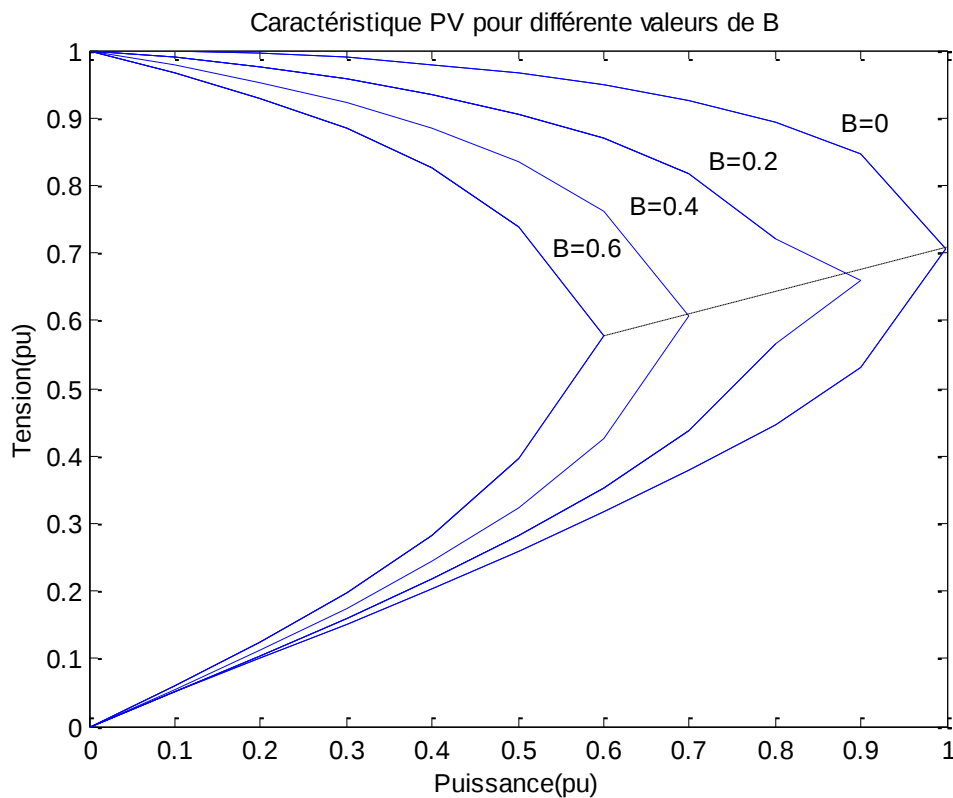


Figure III-6 Influence du SVC sur la courbe de bifurcation de tension

Après l'observation et l'analyse de la figure (III.6), on peut conclure que le SVC est un dispositif FACTS capable d'améliorer la marge de la stabilité de tension d'environ 0.55 pu jusqu'à 1 pu. Les courbes de bifurcation sont plates à cause de support suffisant d'énergie réactive. On voit aussi que la tension critique augmente proportionnellement avec le degré de compensation.

III-6-5- Influence du transformateur régleur en charge (OLTC)

L'introduction d'un OLTC avec un rapport de transformation a dans l'équation (III.10) donne l'expression suivante :

$$V_2^2 = a^2 \left(\frac{V_1^2}{2} - BPX \pm \left(\frac{V_1^4}{4} - PX(PX + BV_1^2) \right)^{\frac{1}{2}} \right) \quad (\text{III.20})$$

D'après la figure (III-7), il est clair que l'OLTC tente toujours d'augmenter la tension aux bornes de la charge par une régulation automatique du rapport de transformation. La courbe en pointillé montre que la tension critique augmente avec l'augmentation du rapport a .

D'autre part, la puissance maximale transmise reste fixe pour les trois cas de simulation.

D'après ces observations, on peut conclure que l'OLTC assure un maintien de la tension par une régulation appropriée du rapport de transformation. Par contre, il n'influe pas sur la marge de stabilité de tension, car elle reste constante pour les trois cas de simulations. En cas d'un effondrement de tension, l'OLTC doit être bloqué, à cause de son effet négatif sur la stabilité de la tension (il accélère le phénomène d'effondrement) .

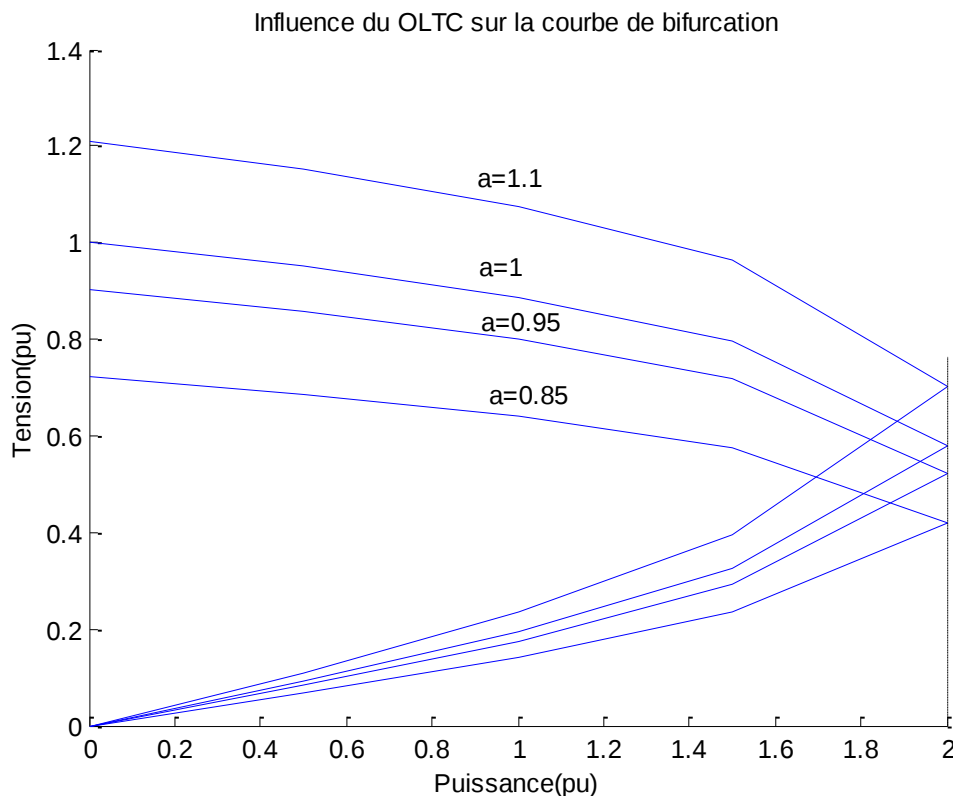


Figure III-7 Influence du OLTC sur la courbe de bifurcation

III-6-6- Influence de la nature de charge

Comme déjà mentionné précédemment, la stabilité de tension est très sensible à la nature de la charge. La modélisation standard des charges par le modèle PQ (puissance active et réactive constante) ne représente pas les caractéristiques réelles de celle-ci. Il existe d'autres modèles statiques (modèle du courant constant et d'impédance constante) qui représentent les puissances active et réactive consommées par la charge en fonction de la tension aux bornes de celle-ci.

Les trois modèles statiques sont réunis dans les deux équations (III.21) et (III.22) :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (III.21)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (\text{III.22})$$

Suivant les valeurs de n_p et n_q , on peut citer les trois modèles statiques suivants :

1- Modèle à puissance constante

C'est le modèle classique utilisé dans le calcul d'écoulement de puissance. Dans ce modèle, les puissances active et réactive sont considérées constante, elle ne dépend pas de la tension ($n_p = n_q = 1$). La charge électrique est modélisée par les deux équations suivantes :

$$P = P_0 \times V \quad (\text{III.23})$$

$$Q = Q_0 \times V \quad (\text{III.24})$$

2- Modèle à admittance constante

Les puissances consommées par la charge sont fonction du carré de la tension, en remplaçant

n_p et n_q dans (III.21) et (III.22) par 2, on trouve :

$$P = P_0 \times V^2 \quad (\text{III.25})$$

$$Q = Q_0 \times V^2 \quad (\text{III.26})$$

L'étude de l'influence de type de charge sur la stabilité de tension nécessite un développement mathématique approprié. Pour cela, on remplace les puissances active et réactive dans (III.7) par celles de la modélisation statique des équations (III.21) et (III.22) respectivement

L'équation (III.7) devienne:

$$P_0^2 \times V_2^{2n_p} + tg^2 \theta \times V_2^{2n_p} + 2 \times \frac{V_2^2}{X} \times P_0 \times tg \theta \times V_2^{n_q} = \frac{V_2^2}{X^2} (V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{III.27})$$

Dans le cas général où $n_p \neq n_q$, la résolution de l'équation (III.27) est très difficile.

Pour simplifier le calcul, on considère, le cas où $n_p = n_q = n$

On a alors :

$$P_0^2 + 2 \frac{V_2^2}{X} P_0 \cos \theta \times \sin \theta \times V_2^{-n} = V_2^{-2n} \frac{V_2^2}{X^2} \cos^2 \theta \times (V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{III.28})$$

Après la résolution de (III.28), on trouve :

$$P_0 = V_2^{-n} \frac{V_2}{X} \cos \theta \left[(V_1^2 - V_2^2 \cos^2 \theta)^{\frac{1}{2}} - V_2 \sin \theta \right] \quad (\text{III.29})$$

La figure (III-8) montre la sensibilité de la courbe de bifurcation de la tension vis-à-vis de la nature de la charge. La variation de n dans (III.29) donne des courbes de bifurcation complètement différentes. La limite de la stabilité de tension (point d'effondrement de tension) tend à s'éloigner avec l'augmentation de l'exposant n .

Le modèle à puissance constante ($n = 0$) est le cas le plus néfaste sur la stabilité statique de tension. Il possède le point d'effondrement le plus critique parmi les quatre cas de simulation. Les charges à courant constant ($n = 0$) ont un point critique plus éloigné que les charges à puissance constante. Avec ces charges, la probabilité d'occurrence d'un effondrement de tension est faible.

Pour les charges à admittance constante, il n'existe pas un point d'effondrement de tension. Donc il y a toujours un point de fonctionnement théoriquement stable

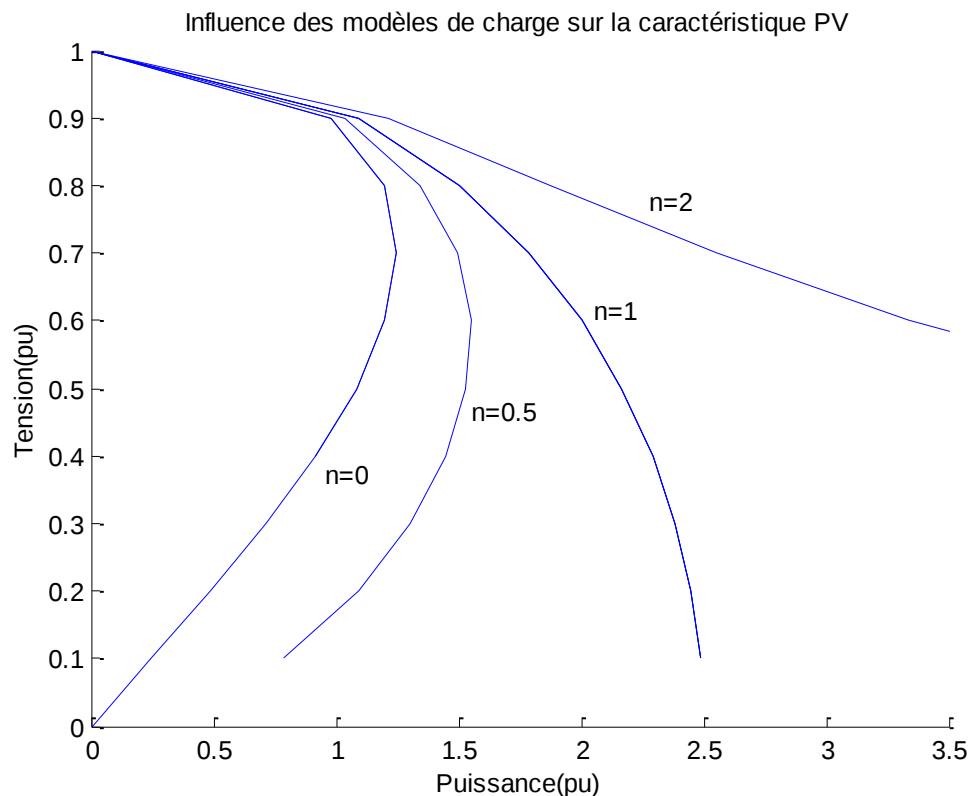


Figure III-8 Influence des modèles de charge sur la caractéristique PV

III-7-Application de l'analyse de stabilité de tension sur le réseau IEEE 30 bus

Dans cette partie, on va tester la stabilité statique de tension. Les tests seront effectués sur le réseau électrique IEEE 30 bus, les données de ce réseaux sont montrés dans l'annexe A.

III-7-1- Les tensions des jeux de barres de réseau IEEE 30 bus

La figure (III-9) représente l'amplitude des tensions au niveau des jeux de barres du réseau IEEE 30 bus à partir de l'application de l'écoulement de puissance.

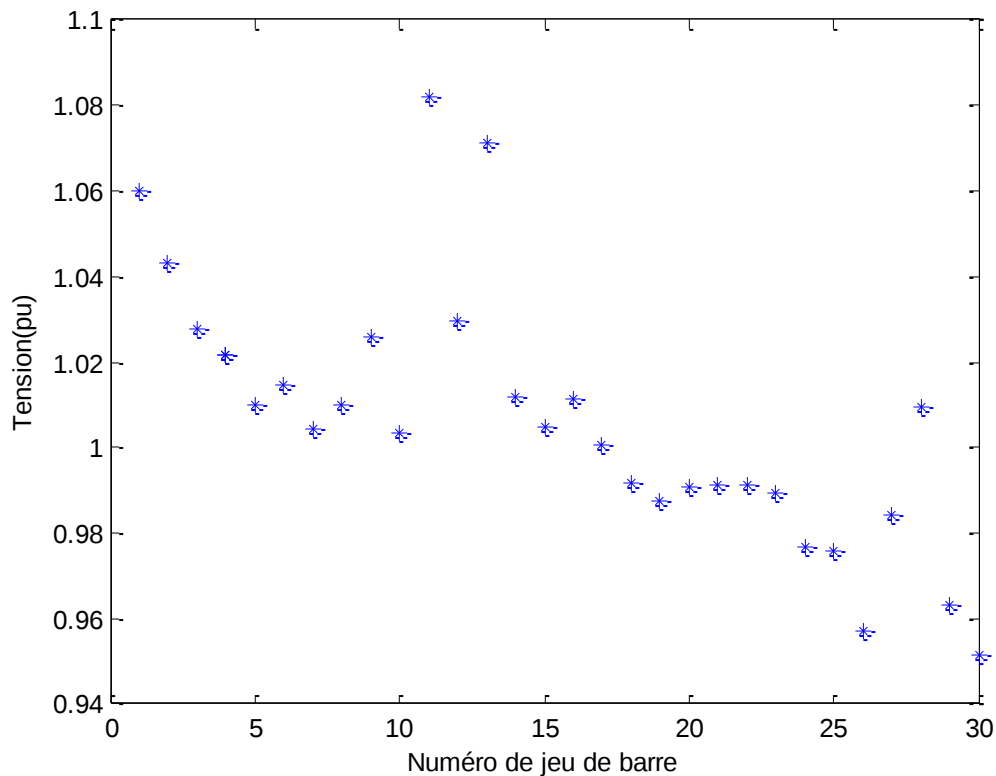


Figure III-9 L'amplitude des tensions des jeux de barres de réseau IEEE 30 bus

III-7-2- Courbes de bifurcation des jeux de barres de charges de réseau IEEE 30 bus des différents cas

Dans cette partie on a appliqué la variation des puissances actives demandées des jeux de barres et on trace la courbe d'effondrement de tension, et on a étudié l'influence de variation du facteur de puissance et des réactances des branches.

1-Courbe d'effondrement de tension de jeu de barre

On a varié la puissance active demandée, et on a tracé la courbe d'effondrement de tension de jeu de barre, le but de cette variation est d'analyser la tension du jeu de barre.

On a choisi comme exemple le jeu de barre 7.

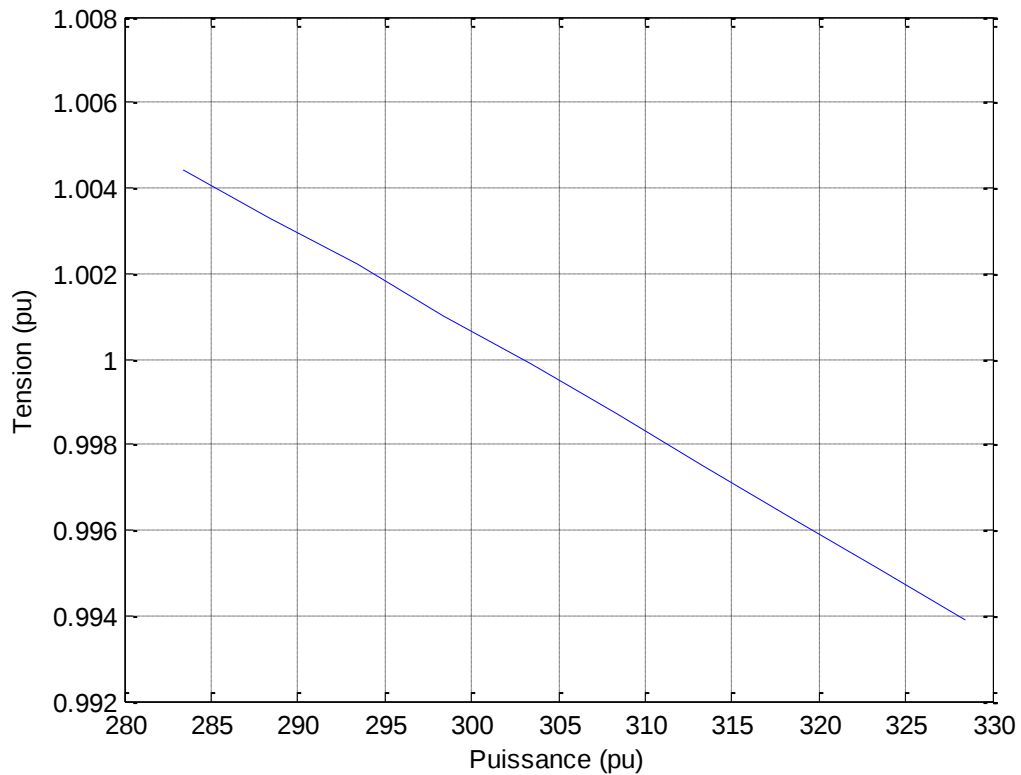


Figure III-10 Courbe de bifurcation de tension de jeu de barre 7

2-Influence de variation de réactance d'une branche sur la courbe de bifurcation

On a choisi une branche dans le réseau et on a varié sa réactance, puis on trace ses courbes de bifurcation dans la même figure .

On a appliqué ce test sur la branche 15, et on a varié la puissance demandée active de jeu de barre 12 pour chaque valeur de réactance, la figure (III-11) montre la variation de la tension lorsqu'on change la valeur de la réactance.

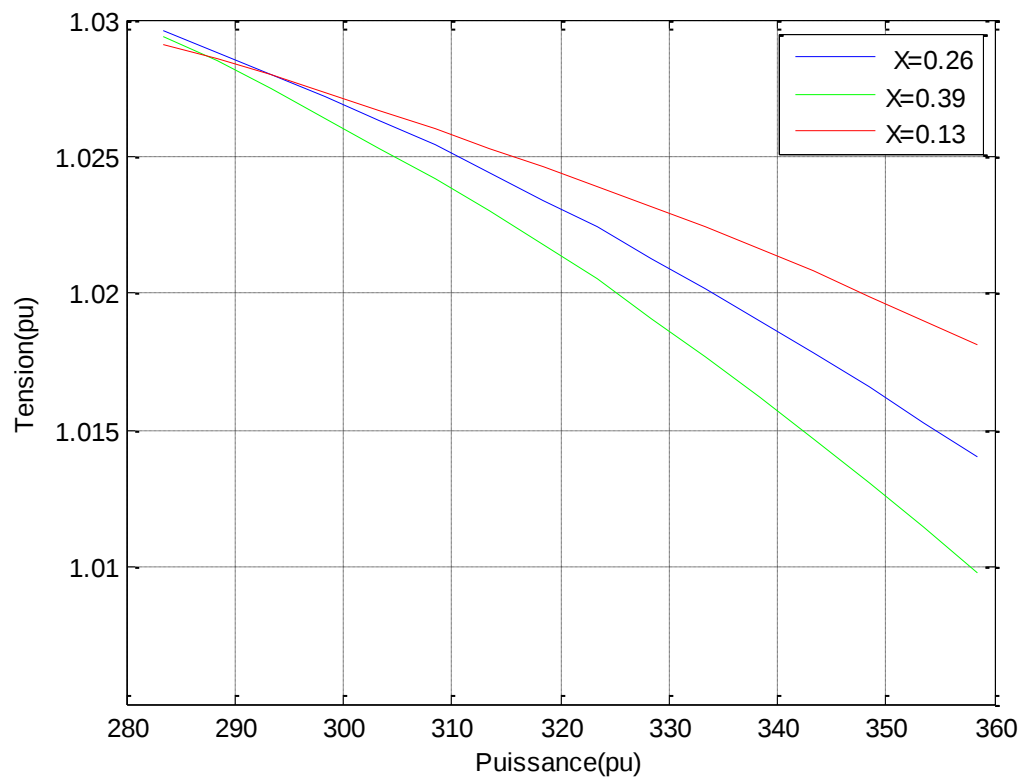


Figure III-11 L'influence de variation de la réactance de branche 15 sur le jeu de barre 12

3-L'influence de variation de facteur de puissance sur le courbe de bifurcation de tension

On a étudié l'influence de variation du facteur de puissance sur la courbe de bifurcation de tension, on a appliqué ce test sur le jeu de barre 7.

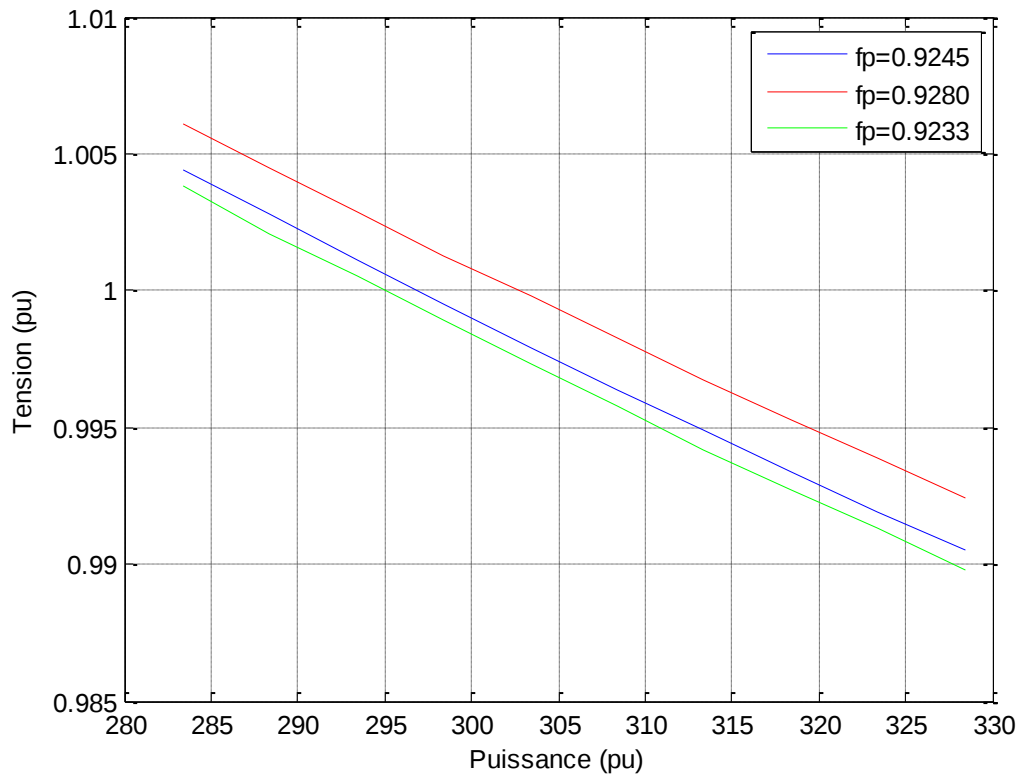


Figure III-12 Influence de variation de facteur de puissance de jeu de barre 7

III-7-3-Interprétation des résultats

La figure (III-9) dressé ci-après montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau test après convergence de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton- Raphson, on remarque que les niveaux des tensions sont dans les limites acceptables

La figure(III-10) donne les niveaux des tensions jeu de barres 7 lorsqu'on change la puissance demandé de 283.4 MW à 328.4 MW, on remarque que la tension au niveau de jeu de barre 7 chute de 1.0044 pu à 0.9933 pu avec la décroissance de la puissance, cette résultats de jeu de barres 7 est juste pour tout les jeux de barre de charge ,on remarque que les tensions des jeux de barres de référence et de contrôle sont constantes .

La figure (III-11) donne les niveaux des tensions de jeu de barre 12 lorsqu'on change la réactance des branches 15 qui lié les nœuds 4 et 12 de 0.13 pu à 0.39 pu, on remarque que la tension au niveau de jeu de barre 12 qui on varie sa puissance active demandée de 283.4 MW à 358.4 MW, on remarque que la tension au niveau de jeu de barre 12 chute de 1.0291 pu à 1.0181 pu pour $X=0.13$ pu, et chute de 1.0296 pu à 1.0140 pu pour $X=0.26$ pu, et chute de 1.0294 pu à 1.0098 pu pour $X=0.39$ pu.

La figure (III-12) donne le niveau de tension du jeu de barre 7. Lorsqu'on change le facteur de puissance de 0.9233 à 0.9280, avec la variation de la puissance active demandé de

283.4 MW à 328.4 MW, on remarque que la tension au niveau de jeu de barre 19 chute de 1.0061 pu à 0.9924 pu pour le facteur de puissance est 0.9233 , et chute de 1.0044 pu à 0.9905 pu pour le facteur de puissance est 0.9245, et chute de 1.0061 pu à 0.9924 pu pour le facteur de puissance est 0.9280.

On remarque aussi que la puissance générée est la somme des pertes et la puissance demandée, on peut dire que ces variations (la puissance demandée, la réactance et le facteur de puissance) n'influent pas sur les contraintes d'égalités du réseau.

III-8- Conclusion

L'étude de la stabilité statique de tension est importante dans l'analyse des phénomènes des réseaux électriques, pour cela nous avons étudié la stabilité de tension et l'influence des composants des réseau électrique sur la stabilité, nous avons supposé un réseau simple de deux nœuds ,et on a testé la stabilité sur le réseau de 30 nœuds (IEEE 30bus).

Conclusion générale

Dans 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 présentées dans ce mémoire. L'étude paramétrique de la stabilité de tension sur un réseau test à deux noeuds indique que le modèle de la charge a une influence remarquable sur la stabilité statique de tension, de telle sorte que la modélisation classique de la charge (PQ constantes) fournit la marge de la stabilité de tension la plus néfaste sur le réseau, tandis que, le modèle à admittance constante fournit la meilleure marge de stabilité. Donc, on conclut que, la prise en compte du modèle de la charge est indispensable pour une analyse efficace de la stabilité de tension.

L'utilisation d'un indice efficace pour l'évaluation de la stabilité de tension, est l'un des objectifs de ce mémoire; pour ce fait, la marge de stabilité de tension a été utilisée et calculée par l'algorithme d'écoulement de puissance.

Un programme élaboré sous environnement MATLAB permet de résoudre numériquement l'ensemble des équations différentielles et algébriques régissant le fonctionnement du système. Ce programme testé sur le réseau *IEEE 30bus* ont donné ainsi des résultats satisfaisants. En plus, il fournit des résultats précis sur la stabilité statique de tension du réseau électrique.

Le programme peut être utiliser comme un outil pédagogique faisant comprendre les étudiants de l'électrotechnique le fonctionnement et l'exploitation des réseaux électriques en insistant sur les niveaux de tension aux différents jeux de barres, et les puissances générées et demandées.

Annexe A

Réseau test IEEE 30-Bus

Le réseau de transport qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 30Bus représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961. Ce réseau électrique est constitué de 30 noeuds et de 6 générateurs (aux noeuds N° = 1, 2, 5, 8, 11, et 13) injectant leurs puissances pour un système alimentant 20 charges à 41 lignes de transport (figureA-1). La tension de base pour chaque noeud est de 135 kv.

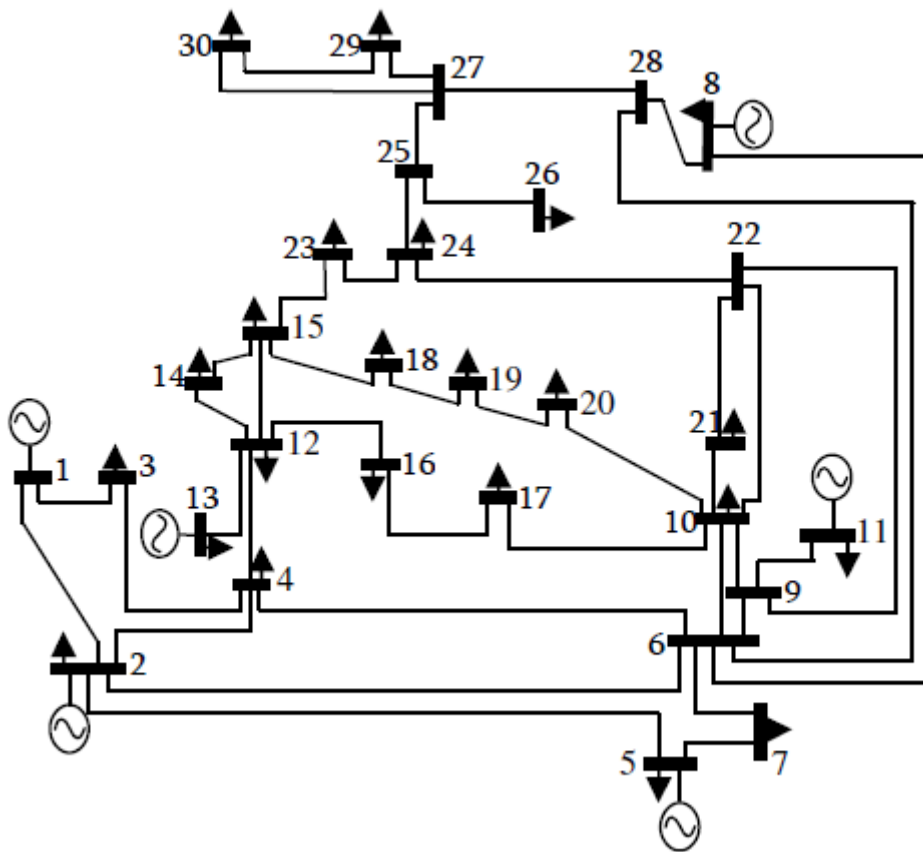


Figure A-1 Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 bus

Données du réseau de IEEE 30 jeux de barres (6 générateurs et 30 nœuds):

1- Données des jeux de barres du réseau IEEE 30 jeux de barres

V : Amplitude de la tension de nœud (pu).

α : Angle de tension de nœud (deg).

P_g : Puissance générée active (MW).

Q_g : Puissance générée réactive (Mvar).

P_d : Puissance demandée active (MW).

Q_d : Puissance demandée réactive (Mvar).

Tableau A-1 Données des jeux de barres du réseau IEEE 30 jeux de barres

Numéro de jdb	V (pu)	α (deg)	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	P_d (MW)	Q_d (Mvar)	Nature de jdb
01	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Référence
02	1.043	0.00	79.764	27.687	21.70	12.70	PV
03	1.00	0.00	0.00	0.00	2.40	1.20	PQ
04	1.00	0.00	0.00	0.00	7.60	1.60	PQ
05	1.01	0.00	50.00	21.544	94.20	19.00	PV
06	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	00.00	PQ
07	1.00	0.00	0.00	0.00	22.80	10.90	PQ
08	1.01	0.00	20.00	22.933	30.00	30.00	PV
09	1.00	0.00	0.00	0.00	00.00	00.00	PQ
10	1.00	0.00	0.00	0.00	5.80	2.00	PQ
11	1.082	0.00	20.00	40.345	00.00	00.00	PV

12	1.00	0.00	0.00	0.00	11.20	7.50	PQ
13	1.071	0.00	0.00	0.00	00.00	00.00	PV
14	1.00	0.00	0.00	0.00	6.20	1.60	PQ
15	1.00	0.00	0.00	0.00	8.20	2.50	PQ
16	1.00	0.00	0.00	0.00	3.50	1.80	PQ
17	1.00	0.00	0.00	0.00	9.00	5.80	PQ
18	1.00	0.00	0.00	0.00	3.20	0.90	PQ
19	1.00	0.00	0.00	0.00	9.50	3.40	PQ
20	1.00	0.00	0.00	0.00	2.20	0.70	PQ
21	1.00	0.00	0.00	0.00	17.50	11.20	PQ
22	1.00	0.00	0.00	0.00	00.00	00.00	PQ
23	1.00	0.00	0.00	0.00	3.20	1.60	PQ
24	1.00	0.00	0.00	0.00	8.70	6.70	PQ
25	1.00	0.00	0.00	0.00	00.00	00.00	PQ
26	1.00	0.00	0.00	0.00	3.50	2.30	PQ
27	1.00	0.00	0.00	0.00	00.00	00.00	PQ
28	1.00	0.00	0.00	0.00	00.00	00.00	PQ
29	1.00	0.00	0.00	0.00	2.40	0.90	PQ
30	1.00	0.00	0.00	0.00	10.64	1.90	PQ

2- Données des lignes de transport du réseau IEEE 30 jeux de barres

R : Résistance de la ligne (pu).

X : Réactance de la ligne (pu).

$susc$: Susceptance (pu).

Tableau A-2 Données des lignes de transport du réseau IEEE 30 jeux de barres

Numéro de branche	départ	fin	R (pu)	X (pu)	Sus (pu)
1	1	2	0.02	0.06	0.03
2	1	3	0.05	0.19	0.02
3	2	4	0.06	0.17	0.00
4	3	4	0.01	0.04	0.02
5	2	5	0.05	0.20	0.02
6	2	6	0.06	0.18	0.00
7	4	6	0.01	0.04	0.01
8	5	7	0.05	0.12	0.01
9	6	7	0.03	0.08	0.00
10	6	8	0.01	0.04	0.00
11	6	9	0.00	0.21	0.00
12	6	10	0.00	0.56	0.00
13	9	11	0.00	0.21	0.00
14	9	10	0.00	0.11	0.00
15	4	12	0.00	0.26	0.00

16	12	13	0.00	0.14	0.00
17	12	14	0.12	0.26	0.00
18	12	15	0.07	0.13	0.00
19	12	16	0.09	0.20	0.00
20	14	15	0.22	0.20	0.00
21	16	17	0.08	0.19	0.00
22	15	18	0.11	0.22	0.00
23	18	19	0.06	0.13	0.00
24	19	20	0.03	0.07	0.00
25	10	20	0.09	0.21	0.00
26	10	17	0.03	0.08	0.00
27	10	21	0.03	0.07	0.00
28	10	22	0.07	0.15	0.00
29	21	22	0.01	0.02	0.00
30	15	23	0.10	0.20	0.00
31	22	24	0.12	0.18	0.00
32	23	24	0.13	0.27	0.00
33	24	25	0.19	0.33	0.00
34	25	26	0.25	0.38	0.00
35	25	27	0.11	0.21	0.00
36	28	27	0.00	0.40	0.00
37	27	29	0.22	0.42	0.00

38	27	30	0.32	0.60	0.00
39	29	30	0.24	0.45	0.00
40	8	28	0.06	0.20	0.02
41	6	28	0.02	0.60	0.01

3- Les puissances maximaux et minimaux des générateurs des réseaux IEEE 30 bus

P_{min} :La puissance active minimale de générateur.

P_{max} :La puissance active maximale de générateur.

Q_{min} :La puissance réactive minimale de générateur.

Q_{max} :La puissance réactive maximale de générateur.

Tableau A-3 Les puissances maximaux et minimaux des générateurs des réseaux IEEE 30 bus

Numéro de bus	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$	$Q_{min}(MVar)$	$Q_{max}(MVar)$
1	50	200	-20	200
2	20	80	-20	100
5	15	80	-15	80
8	10	35	-15	60
11	10	30	-10	50
13	12	40	-15	60

Références bibliographique

- [1] C. Corroyer et P. Duveau, Protection des réseaux de transport et de répartition, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D4 805.
- [2] J.PERALTA , Unbalanced three-phase load-flow using a positive-sequence load-flow program ,Mémoire intitulé, Université de MONTRÉAL école Polytechnique de MONTRÉAL, 2007.
- [3] R.HAIMOUR , Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique, mémoire de magister,Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran, 2009.
- [4] Ph. OSSOUCAH , Analyse paramétrique des réseaux électriques sur MATLAB, Mémoire présenté en vue l'obtention du diplôme de maîtrisées sciences appliquées(génie électrique), Université de MONTRÉAL, 2010.
- [5] OLLE L. ELGERD , Electric energy systems theory: an introduction, Mc Graw-Hill Book Company,1971.
- [6] A.Gourdin & M.Boumahrat , Méthodes numériques appliquées, Office des publications universitaires, 1983 .
- [7] William D. and Stivenson. JR, Element of power system analysis, fourth Edition, Mc Graw-Hill Book Company, New York.
- [8] R. BENABID, Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux ,Mémoire de Magister, Université Amar Telidji, Laghouat, 2007.
- [9] C. PRÉVÉ et R. JEANNOT, Stabilité dynamique des réseaux industriels, Guide de conception des réseaux électriques industriels ,1997.
- [10] Benoît de METZ-NOBLAT , Les calculs sur les réseaux électriques BT et HT, Cahier technique n° 213, 2004.
- [11] H.ALKHATIB , étude de la aux petits perturbations dans les grands réseaux électriques: optimisation de la régulation par une méthode mathématique , Thèse de DOCTORAT, Université PAUL CEZANNE D'AIX-MARSEILLE (AIX-MARSEILLE III), 2008.
- [12] De Metz-Noblat et G. Jeanjean, ,Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels, Cahier technique n° 185, 1997.
- [13] A.OUALI , Évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques de neurons artificiels et les plans d'expériences, Mémoire de Magister,Université des sciences et de technologie Houari Boumediene, 2008.

- [14] G. SHAHRAKI, Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ,Thèse de DOCTORAT ,Université Henri Poincaré,2003.
- [15] J.CASTRO ABAD Angel et Y. PHULPIN , estimation locale de la stabilité de tension , Département Energie, Supélec.
- [16] P. BORNARD et M.PAVARD, Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D4 090.

Résumé

Ce mémoire traite du problème de la stabilité dans les réseaux électriques à partir de l'étude de l'écoulement de puissance de ses réseaux. La différence entre la stabilité et l'écoulement de puissance c'est, dans l'étude de la stabilité il faut donner la puissance demandé mais dans l'étude de l'écoulement de puissance la nature de jeu de barre qui précisé est on donne la puissance demandé ou non, notre travail principalement est basé sur l'étude de la stabilité statique de tension après la variation de la puissance demandé active de jeu de barre, et l'influence de le changement de les composants des réseaux sur la marge de stabilité de tension.

Des notions de base relatives à l'instabilité et l'effondrement de tension ont été présentées.

Mots-clés

Ecoulement de puissance , Stabilité des réseaux électriques ,Stabilité de Tension, Marge de Stabilité de Tension, stabilité de fréquence, stabilité de petit perturbation, stabilité de grand perturbation, stabilité transitoire ,stabilité dynamique.

Abstract

This work deals with the problem of the stability in the power systems basis in power flow. The different between power flow and power system stability is demand power, in the power system stability demand power was know but in the power flow was relate to the bus nature. Our works is basis to the voltage stability static if following a given disturbance, is variation the active demand power of bus, and the effects of changing of composites of electrical network to voltage stability margin.

Basic concepts relating to the instability and voltage collapse are presented.

Keywords

Power flow, Power system stability, Voltage Stability, Voltage Stability Margin, Frequency stability, small-disturbance stability, Large-disturbance stability, transient stability, Dynamic stability.