

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

## Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

**Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES**

*Présenté par*

**Zohra ATTAB**

**Karima TIDAF**

Thème

## **Etude théorique de la stabilité en fréquence sur un réseau.**

*Mémoire soutenu publiquement le 30 septembre 2015 devant le jury composé de :*

**M Rabah KHALDI**

Maître Assistant classe A, UMMTO, Président

**Melle Nouara OUERK**

Maître Assistante classe B, UMMTO, Rapporteur

**M Azzouz MIOUAT**

Maître Assistant classe A, UMMTO, Examineur

**M Meziane AOUES**

Maître Assistant classe A, UMMTO, Examineur

# *REMERCIEMENTS*

*Merci à Dieu de nous avoir donné la force, la foi et le courage afin de mener ce travail jusqu'à terme.*

*Nous remercions notre promotrice **N.OUERK** pour sa disponibilité, son soutien et ses orientations pour l'accomplissement de ce présent travail.*

*Nous remercions également tous les enseignants du département d'électrotechnique de l'université Mouloud MAMMERY de Tizi-Ouzou, pour les efforts qu'ils fournissent pour promouvoir le niveau de formation des étudiants.*

*Nous remercions toutes les personnes qui nous ont aidés et soutenus notamment dans les moments difficiles.*

*Nous remercions les membres du jury ,qui nous feront l'honneur de juger notre travail.*

*Enfin, nous tenons à remercier fortement nos familles respectives, particulièrement nos parents, nos frères et sœurs pour leurs soutiens.*

## *DÉDICACES*

*Je tiens à dédier ce mémoire à :*

- ❖ *Mes très chers parents Ali et Ouardia, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leur soutien durant toutes mes années d'études.*
- ❖ *La mémoire de ma très chère sœur Zahia, que dieu béni son âme et le garde dans son vaste paradis.*
- ❖ *Frères et sœurs : Rachid, Ahmed, Fadhila, Malika, Ghania et Leiticia.*
- ❖ *Mon beau frère Mohamed.*
- ❖ *Mes adorables anges : Amar, Yanel et Iyanti.*
- ❖ *Mes chers amis et chères amies pour tous les moments de joie et de peine que nous avons passé ensemble.*

**ZOHRA**

## *DÉDICACES*

*Je tiens à dédier ce mémoire à :*

- ❖ *Mes très chers parents Belkacem et Malika, en témoignage et en gratitude de leur dévouement, de leur soutien durant toutes mes années d'études.*
- ❖ *Mes grandes mères : Aldjia et Taous*
- ❖ *Frères et sœur : Said, Salah et Taous.*
- ❖ *Mes adorables anges : Kanza, Akli, Nani et Ahcene*
- ❖ *Ma future belle famille SEKOUR.*
- ❖ *Mon futur mari Nadir.*
- ❖ *A toute ma famille.*
- ❖ *Mes chers amis et chères amies pour tous les moments de joie et de peine que nous avons passé ensemble.*

***KARIMA***

# SOMMAIRE

|                                    |   |
|------------------------------------|---|
| <b>Introduction générale</b> ..... | 1 |
|------------------------------------|---|

## **CHAPITRE I                    Mécanisme de la stabilité en fréquence sur un réseau**

|   |   |
|---|---|
| I.1. Définition d'un réseau.....  | 2 |
| I.2. Principaux constituants d'un réseau.....   | 2 |
| I.2.1. Les groupes de production .....  | 2 |
| I.2.2. Les liaisons.....  | 2 |
| I.2.2.1. Les lignes .....   | 3 |
| I.2.2.2. Les postes de transformation .....   | 3 |
| I.2.2.2.a. Les transformateurs .....  | 3 |
| I.2.2.2.b. Types de postes de transformation.....   | 3 |
| I.2.2.3. Les types de réseaux électriques .....   | 4 |
| I.2.2.3.a. Le réseau THT de transport et d'interconnexion .....                                 | 4 |
| I.2.2.3.b. Le réseau HT de répartition régional .....   | 4 |
| I.2.2.3.c. Le réseau MT et BT de distribution .....   | 4 |
| I.2.3. Les dispositifs de réglage de la tension et de la compensation de l'énergie réactive ... | 4 |
| I.2.3.1. Les groupes thermiques et hydrauliques.....  | 5 |
| I.2.3.2. Les batteries de condensateurs.....  | 5 |
| I.2.3.2.a. Les condensateurs en parallèle.....  | 5 |
| I.2.3.2.b. Les condensateurs en série.....  | 5 |
| I.2.3.3. Les inductances .....  | 5 |
| I.2.3.4. Les compensateurs synchrones .....   | 5 |
| I.2.3.5. Les compensateurs statiques (SVC) .....  | 6 |
| I.2.3.6. Les régulateurs en charge des transformateurs(OLTC) .....                              | 6 |
| I.2.4. Les dispositifs de contrôle de la puissance active et de réglage de la fréquence .....   | 6 |
| I.2.4.1. Les régulateurs de vitesse des groupes de production(AGC) .....                        | 6 |
| I.2.4.2. Les contrôleurs universels de puissance (UPFC) .....                                   | 6 |
| I.2.4.3. Les régulateurs de puissance interphase(RPI) .....                                     | 6 |
| I.2.4.4. Les condensateurs série et parallèle.....  | 7 |
| I.2.4.5. Les transformateurs déphaseurs .....   | 7 |
| I.2.5. Les charges.....   | 7 |
| I.2.5.1. Les types de charge.....   | 7 |
| I.2.5.1.a. Les charges statiques .....  | 7 |
| I.2.5.1.b. Les charges tournantes .....   | 7 |

|   |    |
|---|----|
| I.2.5.2. Les catégories de charge .....                       | 7  |
| I.2.5.2.a. Les charges de première catégorie .....            | 7  |
| I.2.5.2.b. Les charges de seconde catégorie .....             | 7  |
| I.2.5.2.c. Les charges de troisième catégorie.....            | 8  |
| I.3. Stabilité d'un réseau.....                               | 8  |
| I.3.1. La stabilité en tension .....                          | 8  |
| I.3.2. La stabilité en fréquence .....                        | 8  |
| I.4. Différentes perturbations sur le réseau .....            | 8  |
| I.4.1. La rupture synchronisme.....                           | 8  |
| I.4.1.1. Phénomène de la rupture de synchronisme.....         | 8  |
| I.4.1.2. Principales causes .....                             | 9  |
| I.4.1.3. Les conséquences .....                               | 9  |
| I.4.1.4. Les solutions .....                                  | 9  |
| I.4.2. L'écroulement de fréquence .....                       | 9  |
| I.4.2.1. Principales causes .....                             | 9  |
| I.4.2.2. Les conséquences .....                               | 9  |
| I.4.2.3. Les solutions .....                                  | 10 |
| I.4.3. Réglage de la fréquence .....                          | 10 |
| I.4.3.1. Le réglage primaire .....                            | 10 |
| I.4.3.2. Le réglage secondaire .....                          | 10 |
| I.4.3.3. Le réglage tertiaire .....                           | 11 |
| I.5. Contrôle de la puissance active et de la fréquence ..... | 11 |
| I.6. Les parades curatives .....                              | 11 |
| I.6.1. Les parades curatives manuelles .....                  | 12 |
| I.6.2. Les parades curatives automatiques.....                | 12 |
| I.7. Exemples de grandes pannes dans le monde .....           | 12 |

## **CHAPITRE II    Mise en équations d'un réseau simplifié pour le besoin de l'étude de la stabilité angulaire**

|                                       |    |
|---------------------------------------|----|
| II.1. L'alternateur .....             | 14 |
| II.1.1. Rotor.....                    | 14 |
| II.1.2. Stator.....                   | 15 |
| II.1.3. Vitesse de synchronisme ..... | 15 |

|   |    |
|---|----|
| II.2.Stabilité des alternateurs .....                               | 16 |
| II.2.1. Stabilité synchrone .....                                   | 16 |
| II.2.1.1.Les conséquences .....                                     | 16 |
| II.2.2.Stabilité statique .....                                     | 16 |
| II.2.2.1.Définition.....  | 16 |
| II.2.3.Stabilité transitoire.....                                   | 16 |
| II.2.3.1.Définition.....  | 16 |
| II.2.3.2.Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire .....    | 17 |
| II.2.3.2.a. Amélioration par les moyens classiques .....            | 17 |
| II.2.3.2.b. Amélioration par les moyens modernes .....              | 18 |
| II.2.3.3. Les moyens d'actions .....                                | 18 |
| II.3.Les organes de protection .....                                | 18 |
| II.3.1.Les principales protections .....                            | 19 |
| II.4.L'équation électrique.....                                     | 19 |
| II.4.1.Puissance transmissible en fonction de l'angle interne ..... | 19 |
| II.4.2. Équation mécanique .....                                    | 21 |

### **CHAPITRE III     Mise en équations d'un réseau complexe pour le besoin de l'étude de la stabilité angulaire**

|   |    |
|---|----|
| III.1. Calcul des équations de l'écoulement de puissances en courant alternatif .....             | 23 |
| III.1.1. Equations d'un réseau électrique .....   | 23 |
| III.1.2 .Formulation de la matrice des admittances .....  | 24 |
| III.2. Détermination des équations en puissances active et réactive .....                         | 26 |
| III.2.1. Equations de l'écoulement de puissances active et réactive en coordonnées polaires ..... | 26 |
| III.2.1.1.Définition de la fonction mismatch .....  | 26 |
| III.2.1.2.Matrice de l'écoulement de puissances en coordonnées polaires .....                     | 27 |
| III.2.1.3. Autre écriture de la matrice de l'écoulement de puissance J .....                      | 28 |
| III.3. Equations de l'écoulement de puissances avec l'approximation du courant-continu ....       | 29 |

## **CHAPITRE IV                      Simulation numérique**

|  |           |
|--|-----------|
| IV.1.Simulation numérique .....  | 33        |
| IV.1.1. Observation de l'évolution de la puissance active fournie par l'alternateur en fonction de l'angle interne.....                                      | 33        |
| IV.1.2.Observation de l'évolution de la puissance active en fonction de l'angle interne sous l'influence de certains paramètres .....                        | 35        |
| IV.1.3.Observation de l'évolution de la puissance active en fonction de l'angle interne sous l'influence du taux de compensation de l'énergie réactive ..... | 38        |
| IV.1.4.Mise en évidence de l'influence de l'intensification de l'angle interne sur la stabilité angulaire .....  | 39        |
| IV.1.5. Interprétation des résultats .....   | 40        |
| <br>   |           |
| <b>Conclusion générale .....</b>   | <b>43</b> |



**NOMENCLATEUR**

**THT : Très Haute Tension.**

**HT : Haute Tension.**

**MT : Moyenne Tension.**

**BT : Basse Tension.**

**a :** Rapport de transformation du transformateur.

**V1:** Tension aux bornes de l'enroulement primaire du transformateur (**V**).

**V2 :** Tension aux bornes de l'enroulement secondaire du transformateur (**V**).

**I 1 :** Courant circulant au niveau de l'enroulement primaire du transformateur (**A**).

**I 2 :** Courant circulant au niveau de l'enroulement secondaire du transformateur (**A**).

**N 1:** Nombre de spires de l'enroulement primaire du transformateur.

**N 2:** Nombre de spires de l'enroulement secondaire du transformateur.

**P:** Puissance active transmissible à la charge (**W**).

**Q:** Puissance réactive consommée par la charge (**Var**).

**Re :** Partie réelle.

**Im:** Partie imaginaire.

**t :** Temps (**S**).

**V:**Tension réceptrice (**V**).

**I :** Courant absorbé par la charge (**A**).

**I\*:** Conjugué du courant **I** (**A**).

**SVC:** Static VAr Condenser.

**OLTC:** On Load Tap Changers.

**AGC:** Automatic Governor Controllers.

**UPFC:** Unified Power Flow Controllers.

**RPI**: Régulateur de Puissance Interphase.

**RPF** : Réglage Primaire de Fréquence.

**RSF** : Réglage Secondaire de Fréquence.

**RTF** : Réglage Tertiaire de Fréquence.

**E** : F.é.m. induite (**V**).

**K** : Coefficient de Kapp (caractéristique de la machine).

**N** : Vitesse de rotation en (**tr.s<sup>-1</sup>**).

**f** : Fréquence du réseau en (**hertz**).

**Φ** : Flux maximum à travers un enroulement (**weber**).

**p**: Nombre de paire de pôles.

**n** : Nombre de conducteurs.

**Ω<sub>r</sub>** : Vitesse de rotation (**rads.s<sup>-1</sup>**).

**Ω<sub>s</sub>** : Vitesse de référence (**rads.s<sup>-1</sup>**).

**Ω** : Vitesse angulaire rotorique (**rads.s<sup>-1</sup>**).

**w** : Pulsation des courants alternatifs en (**rads. s<sup>-1</sup>**).

**C<sub>m</sub>** : Couple moteur.

**C<sub>e</sub>** : Couple électrique.

**J** : Moment d'inertie des masses tournantes du groupe de production.

**V** : Tension réceptrice (**V**).

**δ** : Déphasage angulaire entre la tension émettrice et la tension réceptrice (**angle interne**) (**rads**).

**φ**: Déphasage entre la tension d'alimentation et le courant circulant à travers la charge (**rads**).

**X<sub>T</sub> = X<sub>d</sub> + X<sub>Tr</sub> + X<sub>l</sub>** : Réactance inductive totale du réseau (**Ω**).

$X_d$  : Réactance synchrone de l'alternateur ( $\Omega$ ).

$X_{Tr}$  : Réactance inductive du transformateur ( $\Omega$ ).

$X_l$  : Réactance inductive de la ligne ( $\Omega$ ).

$X_c$  : Réactance capacitive du condensateur( $\Omega$ ).

$Z_c$  : Impédance de la charge( $\Omega$ ).

$k_c$ : Taux de compensation.

**RES** : Réseau très puissant.

**TG** : Transformateur de groupe.

[**Y**] : Matrice des admittances du réseau considéré.

[**I**] : Vecteur courant.

[**V**] : Vecteur tension.

$M_i$  : Fonction Mismatch au sommet i (**VA**).

$S_i$  : Puissance apparente en un nœud i quelconque du réseau (**Var**).

$\Delta P_i$  : Variation active au sommet i (**W**).

$\Delta Q_i$  : Variation réactive au sommet i (**Var**).

$P_i$  : Puissance active en un nœud i quelconque du réseau (**W**).

$Q_i$  : Puissance réactive en un nœud i quelconque du réseau (**Var**).

$\Phi_{ii}$  : Déphasage angulaire de l'impédance propre au nœud i (**rads**).

$\Phi_{ij}$  : Déphasage angulaire de l'impédance mutuelle entre le sommet i et le sommet j (**rads**).

$\theta_i$  : Angle de la tension au sommet i (**rads**).

$\theta_j$  : Angle de tension au sommet j (**rads**).

$G_{ij}$  : Conductance mutuelle, reliant le sommet i et le sommet j ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{B}_{ij}$  : Susceptance de ligne (i-j), reliant le nœud i au nœud j ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{B}_{ii}$  : Susceptance propre au nœud i ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{G}_{ii}$  : Conductance propre au nœud i ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{Y}_{ii}$  : Admittance propre au nœud i ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{Y}_{ij}$  : Admittance mutuelle entre le nœud nommé i et le nœud nommé j ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{Y}_{iT}$  : Admittance entre le sommet i et la terre ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{Y}_{jT}$  : Admittance entre le sommet j et la terre ( $\Omega^{-1}$ ).

$\mathbf{Z}_{ij}$  : Impédance de la ligne reliant le nœud i au nœud j ( $\Omega$ ).

$\mathbf{R}_{ij}$  : Résistance de la ligne reliant le nœud i au nœud j ( $\Omega$ ).

$\mathbf{X}_{ij}$  : Réactance inductive de la ligne reliant le nœud i au nœud j ( $\Omega$ ).

$\frac{\partial P_{\theta}}{\partial \theta}$  : Dérivée partielle de la puissance active par rapport à l'angle de la tension, termes constituant la matrice (puissance active, dérivée par rapport à  $\theta$ ).

$\frac{\partial P_V}{\partial V}$  : Dérivée partielle de la puissance active par rapport à la tension, termes constituant la matrice (puissance active, dérivée par rapport à V).

$\frac{\partial Q_{\theta}}{\partial \theta}$  : Dérivée partielle de la puissance réactive par rapport à l'angle de la tension, termes constituant la troisième matrice de la matrice JACOBIENNE J.

$\frac{\partial Q_V}{\partial V}$  : Dérivée partielle de la puissance réactive par rapport à la tension, termes constituant la matrice (puissance réactive, dérivée par rapport à V).

$\mathbf{J}_{p1}$  : Matrice représentant la dérivée de la puissance active par rapport à l'angle de la tension.

$\mathbf{J}_{p2}$  : Matrice représentant la dérivée de la puissance active par rapport à la tension.

$\mathbf{J}_{Q1}$  : Matrice représentant la dérivée de la puissance réactive par rapport à l'angle de la tension.

$\mathbf{J}_{Q2}$  : Matrice représentant la dérivée de la puissance réactive par rapport à la tension.



# INTRODUCTION GENERALE

Un réseau électrique est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique des points de production aux points de consommation et de garantir la qualité et la continuité de l'alimentation des clients en énergie. Cet ensemble comprend des transformateurs, des générateurs, des moteurs, des éléments de chauffage, des réactances, des condensateurs, des moyens de mesure et de contrôle des protections contre la foudre et les courts-circuits...etc.

Ces réseaux, malgré tous les efforts déployés, sont souvent soumis à des perturbations, qui peuvent mettre en danger le matériel, le personnel et affectent la qualité de service. D'où, la nécessité d'utiliser des dispositifs destinés à limiter les dommages et à isoler rapidement la partie avariée du réseau afin d'éviter la propagation du défaut, qui privera d'énergie d'autres utilisateurs.

Parmi les perturbations aux quelles le réseau est assujetti, il ya celles, qui sont causées par la variation de fréquence, qui est parfois rapide et va jusqu'à l'écroulement total de cette dernière, qui n'est autre que l'un des quatre grands incidents sur le réseau à conséquences parfois néfastes. A cet effet, notre objectif est l'étude théorique de la stabilité en fréquence sur un réseau.

Pour se faire, ce modeste travail comporte quatre chapitres :

- Le premier chapitre est consacré aux rappels sur le réseau, aux définitions de stabilité dans le cas général.....etc et qui est titré : mécanisme de la stabilité en fréquence sur un réseau.
- Le deuxième chapitre porte sur la mise en équations du réseau simplifié et qui intitulé : mise en équations d'un réseau simplifié pour le besoin de l'étude de la stabilité angulaire.
- Le troisième chapitre a pour objectif, la modélisation d'un réseau complexe et qui est intitulé : mise en équations d'un réseau complexe pour le besoin de l'étude de la stabilité angulaire.
- Le quatrième chapitre est consacré à l'étude du phénomène traité en faisant appel à la simulation numérique et qui a pour titre : simulation numérique.
- Conclusion générale.



# CHAPITRE I

**Mécanisme de la stabilité en fréquence sur un réseau**

Pour assurer la fourniture de l'électricité aux consommateurs, il est impératif de disposer d'un système électrique dont la principale fonction d'un tel système est le transport de puissances des lieux producteurs, il est donc nécessaire de produire de l'électricité, de la transporter et de la distribuer en tout point consommateur.

Avant d'aborder le mécanisme d'un tel paramètre, qui est l'un des principaux paramètres de la sûreté d'un réseau, nous allons donner quelques rappels sur le réseau.

### **I.1. Définition d'un réseau [1] [2]**

Un réseau est un ensemble d'infrastructures ou d'appareils destinés à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique.

### **I.2. Principaux constituants d'un réseau [1] [2] [3]**

Un réseau électrique est constitué de cinq types d'éléments :

- Les groupes de production.
- Les liaisons.
- Les dispositifs de réglage de la tension et de la compensation de la puissance réactive.
- Les dispositifs de réglage de la fréquence et de contrôle de la puissance active.
- Les charges.

#### **I.2.1. Les groupes de production [1] [4] [3]**

Les unités de production sont l'ensemble des groupes de production dans une centrale électrique. Un groupe de production d'énergie électrique est constitué d'une turbine, d'un alternateur et d'un transformateur.

L'organe principal d'une centrale est l'alternateur, qui est couplé à la turbine, et via lequel la centrale électrique produit de l'énergie électrique obtenue par conversion électromécanique d'une énergie primaire ayant différentes origines :

- Thermique classique (gaz, fuel, charbon, lignite...).
- Nucléaire (uranium).
- Hydraulique (eau).
- Renouvelable (solaire, éolienne, biomasse...).

Dans une centrale électrique, il existe aussi des auxiliaires d'alternateur, la génératrice principale, la génératrice pilote servant à l'excitation du groupe, le moteur d'entraînement, et dépoussiéreurs...etc.

#### **I.2.2. Les liaisons [1] [3] [5]**

Les liaisons du réseau sont les lignes électriques et les postes de transformation qui jouent le rôle de lien entre la production et la consommation.

### **I.2.2.1. Les lignes**

Les lignes électriques sont des conducteurs supportés par des pylônes ou poteaux à l'aide d'isolateurs suspendus ou rigides. Ces conducteurs relient deux points portés aux mêmes niveaux de tension.

Sur un réseau, nous distinguons les quatre principaux types de lignes :

- Les lignes de transport à très haute tension (THT).
- Les lignes de transport à haute tension (HT).
- Les lignes de distribution à moyenne tension (MT).
- Les lignes de transport à basse tension (BT).

### **I.2.2.2. Les postes de transformation**

Les postes de transformation sont des installations composées d'éléments primaires, et d'éléments secondaires.

- Les éléments primaires sont les transformateurs électriques, les sectionneurs, les parafoudres, les jeux de barres, les disjoncteurs à haute tension et les batteries de condensateurs.
- Les éléments secondaires sont les relais de protection, les équipements de contrôle, de téléconduite et de télécommunication, de comptage d'énergie et d'alimentation des auxiliaires.

#### **I.2.2.2.a. Les transformateurs**

Un transformateur est un appareil statique, qui permet de modifier la tension et le courant dans un réseau, c'est grâce à ce dispositif que l'énergie électrique est transportée sur de longues distances à partir des unités de production pour ensuite être répartie et distribuée sur les différentes charges connectées au réseau.

Les transformateurs relient des nœuds du réseau portés à des niveaux de tension différents.

- **Le rapport de transformation du transformateur**

$$\alpha = \frac{U_0}{U_1} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

(Ce que l'on gagne en courant, on le perd en tension et vice versa).

#### **I.2.2.2.b. Types de postes de transformation**

Selon les rôles dont ils sont assignés, nous distinguons les postes de transformation suivants :

- Les postes d'évacuation de centrales.
- Les postes d'interconnexion THT et HT.
- Les postes de transformation abaisseurs, et élévateurs.

- Les postes d'alimentation régionaux.

### **I.2.2.3. Les Types de réseaux électriques [1] [3] [4] [5] [8]**

Pour remplir avec efficacité leurs missions, les compagnies d'électricité disposent des réseaux suivants :

#### **I.2.2.3.a. Le réseau THT de transport et d'interconnexion**

Ce réseau est constitué de lignes et de postes de transformation issus des centrales de production. Il utilise des niveaux de tension supérieurs ou égaux à 220 KV. Ce réseau a une double fonction :

- La collecte de l'énergie électrique fournie par les centrales électriques afin de l'acheminer vers les grandes zones de consommation (fonction transport).
- Assurer des échanges d'énergies entre différentes régions et partenaires de pays frontaliers ou voisins (fonction interconnexion).

#### **I.2.2.3.b. Le réseau HT de répartition régional**

Ce réseau comporte des lignes et des postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution .Un tel réseau est notamment utilisé pour l'alimentation des grandes charges industrielles et il fonctionne à des niveaux de tension supérieurs à 40 KV et inférieurs à 220 KV.

#### **I.2.2.3.c. Le réseau MT et BT de distribution**

Ce réseau est constitué de lignes et de postes de transformation servant à la desserte de l'énergie électrique aux différents clients alimentés en MT et en BT, ce réseau se subdivise en deux sous réseaux :

- **Le réseau MT de distribution** : qui est utilisé pour desservir l'énergie électrique aux charges industrielles (agricoles).
- **Le réseau BT de distribution** : qui permet l'alimentation en énergie électrique des charges de catégorie publique (école, administration).

### **I.2.3. Les dispositifs de réglage de la tension et de la compensation de l'énergie réactive**

La tension est l'un des principaux paramètres de la qualité et de la sûreté d'un réseau, et comme ce paramètre est étroitement lié à la puissance réactive, régler la tension revient à régler l'énergie réactive.

Les dispositifs utilisés sont les suivants :

#### **I.2.3.1. Les groupes thermiques et hydrauliques [3] [2] [6]**

Ces générateurs synchrones jouent un rôle essentiel dans le contrôle de la tension, grâce à la force électromotrice de leurs alternateurs, ils fixent la tension, et la régulent aux moyens de leurs régulateurs de tension, qui agissent sur le courant d'excitation. Ils peuvent absorber de la puissance réactive selon qu'ils soient sous excités ou surexcités. Cependant leurs performances en énergie réactive sont limitées par les courants maximums rotoriques ainsi que les courants maximums statoriques.

#### **I.2.3.2. Les batteries de condensateurs**

Elles fournissent une partie de l'énergie réactive consommée par les charges et les lignes, nous distinguons :

##### **I.2.3.2.a. Les condensateurs en parallèle [3] [9]**

Le principe de compensation en parallèle consiste en des bans de condensateurs placés en parallèle sur les lignes de transport et en divers points du réseau, ils sont installés près des charges pour améliorer le facteur de puissance et au niveau des réseaux de répartition pour compenser les pertes réactives.

##### **I.2.3.2.b. Les condensateurs en série [3] [9]**

La compensation série consiste à placer des condensateurs en série dans le circuit, ce moyen est très efficace pour réduire les chutes de tension dans le réseau et sur les lignes. L'inconvénient de ce type d'équipement est leur coût assez élevé, en plus d'imposer des protections complexes.

#### **I.2.3.3. Les inductances [3] [2]**

Les inductances sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie durant les heures creuses par les lignes à très haute tension ou par des réseaux de câbles.

Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs THT et HT.

#### **I.2.3.4. Les compensateurs synchrones [1] [3]**

Un compensateur synchrone est une machine synchrone, qui tourne à vide, et dont l'unique fonction est de fournir ou d'absorber de la puissance réactive sur une ligne de transport ou le réseau, cela en agissant sur son courant d'excitation selon les besoins. L'avantage que présente ce genre de dispositif est que sa production réactive n'est pas influencée par la tension du réseau.

### **I.2.3.5. Les compensateurs statiques (SVC) [1] [3]**

Comme leur nom l'indique, ces dispositifs ne contiennent aucun élément mobile, les modèles les plus courants sont constitués d'ensemble de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par des thyristors. Ils peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive selon les besoins du réseau et contribuent ainsi à l'amélioration de la stabilité du système électrique.

### **I.2.3.6. Les régulateurs en charge des transformateurs(OLTC) [3]**

Installés sur les transformateurs, ces derniers agissent directement sur le rapport de transformation afin de rehausser et maintenir un plan de tension constant par changement du nombre de spires de l'enroulement secondaire. Ces dispositifs compensent les chutes de tension importantes.

## **I.2.4. Les dispositifs de contrôle de la puissance active et de réglage de la fréquence [3] [5] [10]**

Comme la puissance active et la fréquence sont des grandeurs électriques étroitement liées, une modification de l'une de ces grandeurs engendre la modification de l'autre, on est donc appelé à contrôler ces deux paramètres et cela par l'utilisation des dispositifs suivants :

### **I.2.4.1. Les régulateurs de vitesse des groupes de production(AGC) [3] [5] [11]**

Le régulateur de vitesse est un dispositif d'ajustement qui agit sur les organes d'admission de fluide (vanne) au niveau de la turbine d'un groupe de production, dans le but de rétablir suite à un déséquilibre la fréquence à sa valeur nominale(50 Hz), en mesurant la différence entre la vitesse angulaire du rotor du générateur avec une valeur de référence. Le régulateur de vitesse constitue le réglage primaire de la fréquence.

### **I.2.4.2. Les contrôleurs universels de puissance (UPFC) [1] [3] [5]**

Le contrôleur UPFC est un convertisseur extrêmement flexible qui permet de commander électroniquement les flux des grandes puissances transportées sur les lignes. Il peut imposer les valeurs et les directions des puissances actives et réactives transportées selon les besoins.

### **I.2.4.3. Les régulateurs de puissance interphase(RPI) [1] [3] [5]**

Ce sont des appareils modernes qui maintiennent des flux de puissances essentiellement constants entre deux régions électriques même lorsque l'angle de déphasage entre ces dernières fluctue, ils permettent en plus l'imposition des sens de transits des puissances actives, et l'amélioration du facteur de puissance.

#### **I.2.4.4. Les condensateurs série et parallèle [1] [3]**

Leur fonctionnement soit de compenser l'énergie réactive et d'assurer le réglage du plan de tension du réseau, les condensateurs série et les condensateurs parallèle constituent aussi un moyen très efficace pour augmenter le facteur de puissance et la puissance transportable sur les lignes de transport d'énergie électrique, cela en réduisant les réactances de ces mêmes lignes.

#### **I.2.4.5. Les transformateurs déphaseurs [1] [3] [10]**

Les transformateurs déphaseurs sont conçus pour imposer un sens de transit et d'écoulement des puissances actives sur le réseau électrique en modifiant le déphasage entre deux zones électriques données, sans modifier les valeurs de ces puissances actives transitées.

#### **I.2.5. Les charges [3] [10] [12]**

Les charges sont les récepteurs d'énergie électrique, elles constituent ce qui est communément appelé par la consommation, elles ont une partie active (transformée en travail mécanique, chaleur et lumière...etc.) et une partie réactive (induction des moteurs asynchrones...etc.), ces deux parties sont dépendantes de la tension et du temps.

$$P = P(t, v) = \text{Re} (V \cdot I^*)$$

$$Q = Q(t, v) = \text{Im} (V \cdot I^*)$$

##### **I.2.5.1. Les types de charge**

Il existe deux types de charge :

##### **I.2.5.1.a. Les charges statiques**

Elles transforment l'énergie électrique en lumière, en chaleur.

##### **I.2.5.1.b. Les charges tournantes**

Ces charges transforment l'énergie électrique en énergie mécanique.

##### **I.2.5.2. Les catégories de charge**

Selon l'ordre de priorité et la continuité d'alimentation, nous distinguons trois catégories de charges :

##### **I.2.5.2.a. Les charges de première catégorie**

Ce sont les organismes de santé (hôpitaux, cliniques, laboratoires médicaux et de recherche), certains systèmes de conditionnement d'air (métro...etc.), systèmes de signalisations routiers, balisages des aéroports, les auxiliaires de centrales...etc.

##### **I.2.5.2.b. Les charges de seconde catégorie**

Ce sont les charges industrielles ou toute interruption d'alimentation en énergie électrique conduit tout de même à des répercussions économiques.

### **I.2.5.2.c. Les charges de troisième catégorie**

Ce sont les familles, les villages, la plupart des administrations et les écoles, en somme des charges que nous délestons en premier lieu en cas de problèmes sur le réseau électrique...etc.

### **I.3. Stabilité d'un réseau**

Nous distinguons deux types de stabilité d'un réseau électrique :

- La stabilité en tension.
- La stabilité en fréquence.

#### **I.3.1. La stabilité en tension [3] [14]**

La stabilité en tension est l'aptitude d'un réseau d'énergie à maintenir la tension dans les plages requises au niveau de tous les nœuds du réseau, en conditions d'exploitation normales ou perturbées.

#### **I.3.2. La stabilité en fréquence [3] [12] [13]**

La stabilité en fréquence se rapporte au synchronisme des alternateurs et à l'équilibre entre la production et la consommation de la puissance active.

Pour assurer donc un fonctionnement normal d'un réseau, il faut que la puissance totale fournie par l'ensemble des machines raccordées au réseau compense exactement la totalité de la puissance demandée et les pertes dans le réseau.

### **I.4. Différentes perturbations sur le réseau**

Le réseau peut être assujéti à des différentes perturbations qui entravent le transport d'énergie, parmi de telles perturbations, nous citons :

- L'écroulement de tension.
- Les surcharges en cascade.
- La rupture synchronisme.
- L'écroulement de fréquence.

Nous nous intéresserons aux cas de la fréquence autrement dit à la rupture du synchronisme et à l'écroulement de fréquence.

#### **I.4.1. La rupture synchronisme [3] [5] [14]**

##### **I.4.1.1. Phénomène de la rupture du synchronisme**

La perte de synchronisme est le fait que les rotors des alternateurs d'un réseau ne tournent plus à la même vitesse, ce phénomène est un processus par lequel le couple synchronisant entre les différents groupes de production du réseau vient à rompre, menant à

des glissements importants des angles internes, autrement dit à des variations des écarts entre ses angles.

#### **I.4.1.2. Principales causes**

- Les variations brusques de la charge.
- Le court-circuit.
- Les déclenchements d'ouvrages.
- Les grandes oscillations.

#### **I.4.1.3. Les conséquences**

- Clignotement des ampoules chez le consommateur.
- Vibrations et échauffement des moteurs industriels et dans les appareils domestiques pouvant aller jusqu'à l'arrêt.
- Effondrement du système électrique.
- La déconnection des groupes de production, ce qui entraîne la mise hors tension totale de la région « blackout ».

#### **I.4.1.4. Les solutions**

- Détection des battements de tension liés à une perte de synchronisme et non à une oscillation de groupe.
- Ouverture des disjoncteurs à déphasage minimal en cas de rupture de synchronisme.
- Débouclage progressif des lignes selon le numéro de battement,.....

#### **I.4.2. L'écroulement de fréquence [3] [6] [15]**

Le phénomène de l'écroulement de fréquence est un processus à dynamique rapide traduisant une surcharge généralisée, et engendrant une chute de fréquence sur l'ensemble d'un réseau (comme cette dernière est une grandeur globale), ce mécanisme résulte des déséquilibres trop importants entre la production et la consommation.

##### **I.4.2.1. Principales causes**

- Les court-circuits.
- L'augmentation brusque de la consommation ou la baisse de production.
- Les pertes d'éléments.

##### **I.4.2.2. Les conséquences**

- Le déséquilibre entre offre et demande.
- La fréquence du réseau baisse.
- Les groupes se séparent du réseau entraînant inévitablement l'effondrement de tout ou partie du système électrique.

### **I.4.2.3. Les solutions**

Les actions engagées à ce niveau visent à mettre à disposition des dispatchings, les moyens de maîtriser l'équilibre entre la production et la consommation.

Il s'agit :

- De disposer d'une prévision de consommation et d'une prévision d'échanges transfrontaliers.
- De disposer d'un plan global de production capable de couvrir la prévision de consommation et les échanges, avec une marge suffisante pour faire face aux différents aléas pouvant affecter l'équilibre offre/demande. Ceci est obtenu en constituant des réserves de puissance mobilisables :
  - Soit par le biais d'automatismes.
  - Soit par l'action des opérateurs.

De pouvoir mobiliser, dans les différents délais requis, ces réserves de puissance.

### **I.4.3. Réglage de la fréquence [3] [5] [6]**

Le réglage de la fréquence se base sur l'utilisation des réserves d'énergies cinétique et tournante des groupes de production, en effet ces dernières sont mobilisables en des intervalles de temps courts. Nous distinguons :

#### **I.4.3.1. Le réglage primaire (RPF)**

Le réglage primaire de la fréquence sur un réseau comprenant un ensemble d'alternateurs interconnectés est effectué localement au niveau de chaque alternateur, et limite considérablement les variations de fréquence dues aux variations de charge (consommation), il est assuré par les régulateurs de vitesse de chaque alternateur. Ce réglage est conçu de telle sorte que l'effort consenti par chaque alternateur peut être adapté à sa puissance et à sa technologie, mais ne peut aboutir à un écart de fréquence nul. Ce réglage est entièrement automatique et instantané.

#### **I.4.3.2. Le réglage secondaire (RSF)**

Le réglage secondaire a pour rôle de corriger les imperfections du réglage primaire. Il consiste à modifier les puissances de consignes des divers alternateurs régulés afin de réduire à la fois les écarts de puissance aux interconnexions (rééquilibrer les échanges d'énergie) et ramener la fréquence à sa valeur de référence (50Hz).

### **I.4.3.3.Le réglage tertiaire (RTF)**

Ce réglage est manuel contrairement aux réglages secondaire et primaire, il est assuré par les opérateurs des dispatchings et a pour rôle de :

- Détermine les centrales qui doivent être démarrées, ou au contraire, arrêtées.
- Déterminer la structure (topologie) opérationnelle du réseau.

### **I.5.Contrôle de la puissance active et de la fréquence [16]**

Pour un fonctionnement satisfaisant du système d'alimentation, la fréquence doit rester constante ou proche de la fréquence de réseau ( $f=50\text{Hz}$ ).

La vitesse de commande de moteur est particulièrement importante, pour la performance satisfaisante générer des unités, elles sont très dépendantes de la performance de toutes les unités auxiliaires.

La baisse de la fréquence pourrait entraîner les courants de magnétisations très élevés dans un réseau.

Par conséquent, le système de fréquence dépend de l'équilibre de la puissance active et comme la fréquence est un facteur commun dans l'ensemble du système, un changement dans la demande de la puissance active à un point se reflète sur le système.

Dans un système interconnecté avec deux ou plusieurs zones contrôlées indépendamment, en plus de la commande de la fréquence, la génération à l'intérieur de chaque zone doit être contrôlée de manière à maintenir le pouvoir d'échange prévue.

Le contrôle de la production et de la fréquence est communément appelé contrôle puissance active-fréquence.

### **I.6.Les parades curatives [3]**

Malgré toutes les précautions prises, et sachant que le risque nul n'existe pas, l'exploitant du réseau doit prévoir des mesures curatives pour essayer de gérer au mieux les grands incidents. L'ensemble de ces actions dites « curatives » sont des parades ultimes consistant à freiner, et à endiguer les mécanismes à l'origine de l'écroulement du réseau, ces ensembles d'actions sont adaptées selon la nature du phénomène, et surtout à sa dynamique. Nous distinguons :

- Les parades curatives manuelles.
- Les parades curatives automatiques.

### **I.6.1. Les parades curatives manuelles [3] [5] [6]**

Ces parades consistent en des contre-mesures pour stopper des dégradations à dynamique lente du réseau typiquement l'écroulement de tension ; et le phénomène des surcharges en cascade. Ces moyens sont :

- Le délestage de charge.
- L'enclenchement des dispositifs de compensation d'énergie réactive.

### **I.6.2. Les parades curatives automatiques [3] [5]**

Cela consiste à établir des contre-mesures contre des dégradations à dynamique rapide tels que les phénomènes de rupture du synchronisme et de l'écroulement de fréquence. Ces moyens sont :

- Le passage à la puissance maximale des groupes de production.
- Diminution de la consigne en tension des régulateurs en charge.
- Le blocage des régulateurs en charge THT /HT ; HTB/HTA.
- Le délestage automatique en sous- fréquence.
- Le délestage automatique de charge en sous- tension.
- L'ilotage d'une zone sur critère de rupture de synchronisme.

### **I.7. Exemples de grandes pannes dans le monde [17]**

Nous citons ci-après quelques exemples de grands incidents dans le monde par type de phénomène à l'origine de l'écroulement :

- **Phénomène de rupture de synchronisme**
  - Ontario (Etats –unis) en juin 1998.
  - Canada le 18 Avril 1988.
- **Phénomène d'écroulement de fréquence**
  - France en 1976.
  - Europe de l'ouest le 04 Novembre 2006.

Pour assurer donc un fonctionnement normal d'un réseau, c'est-à-dire ; veiller à ce que la puissance totale fournie par l'ensemble des machines raccordées au réseau compense exactement la totalité des puissances demandées et les pertes dans le réseau. La gestion du réseau est assurée par un organisme centralisateur appelé dispatching national, auquel sont adjoints de dispatching régionaux, il a pour rôle de contrôler les grandeurs électriques permettant la sûreté du réseau dans une situation idéale ou dans le cas contraire apporter des

parades pour éviter la dégradation de service, qui peut aller jusqu'à l'écroulement complet du réseau.

Comme l'objectif principal de notre travail se limite à la stabilité en fréquence et pour faciliter la compréhension du mécanisme, la prochaine étape portera sur la mise en évidence d'un tel phénomène sur un réseau très simplifié.

# CHAPITRE II

**Mise en équations d'un réseau simplifié pour le besoin de l'étude  
de la stabilité angulaire**

La majeure partie de l'énergie électrique est produite à l'heure actuelle par les machines synchrones des centrales thermiques et hydrauliques. Les machines synchrones jouent un rôle important: ce sont elles qui imposent la fréquence du système et elles permettent de produire et d'absorber de la puissance réactive, nécessaire à la régulation des tensions.

Cette étape comportera la mise en équations d'un modèle simplifié, pour se faire nous allons développer des équations relatives au schéma simplifié de la machine synchrone traitée ; qui n'est autre que l'alternateur.

Cette phase d'étude permet par le biais d'un diagramme vectoriel, la démonstration de la formule approximative de l'expression donnant la puissance active fournie par l'alternateur en fonction de l'angle interne de la machine.

Avant d'aborder la mise en équations nécessaires à la mise en évidence du mécanisme traité, nous allons nous intéresser à un bref rappel sur l'alternateur.

## II.1. L'alternateur [1] [7] [5]

L'alternateur est une machine synchrone triphasée constituée de deux parties :

- Une partie tournante appelée inducteur ou rotor.
- Une partie fixe appelée induit ou stator.

L'alternateur produit l'énergie électrique par conversion d'une énergie mécanique issue d'une énergie primaire. Il peut aussi fournir ou absorber de la puissance réactive en agissant sur le courant d'excitation de son rotor, c'est aussi le dispositif qui sert de réglage pour la tension et la fréquence.

### II.1.1. Rotor [18] [19]

Le rotor est doté d'un enroulement d'excitation. En régime établi, cet enroulement est parcouru par du courant continu. Ce dernier produit dans l'entrefer un champ magnétique fixe par rapport au rotor.

L'inducteur crée le flux  $\Phi$  lorsque le rotor tourne ; chaque bobine est soumise à un flux magnétique variable et il se crée alors une tension alternative sinusoïdale  $e(t)$  aux bornes de chaque enroulement du stator et dont la valeur efficace :

$$E = K_n f \Phi \quad (\text{II.1})$$

$$\text{Comme } f = pN \text{ alors } E = K_n p N \Phi \quad (\text{II.2})$$

### II.1.2. Stator [18] [19]

Le stator est doté d'un ensemble de trois enroulements triphasés décalés de 120 degrés les uns par rapport aux autres. En régime établi, ces enroulements sont parcourus par des courants triphasés équilibrés. Ces courants produisent dans l'entrefer de la machine un champ tournant à la vitesse angulaire.

Une machine synchrone est caractérisée par le fait qu'en régime établi, le rotor tourne à la même vitesse  $\Omega$ . Cette vitesse est appelée vitesse du synchronisme.

### II.1.3. Vitesse du synchronisme [18]

En règle générale les machines synchrones sont multipolaires, elles possèdent plusieurs paires de pôles (le rotor et le stator possèdent toujours le même nombre de paire de pôles). La vitesse de rotation du champ tournant, ou vitesse de synchronisme en rads/s est donnée par l'expression ci-dessous :

$$\Omega = \omega/p \quad (\text{II.3})$$

- En tours par minutes, la vitesse du synchronisme s'écrit :

$$N = 60 * f/p \quad (\text{II.4})$$

#### Remarque

Pour une même fréquence d'alimentation, la vitesse de rotation diminue avec le nombre de paires de pôles.

Si la fréquence  $f=50\text{Hz}$  ; les vitesses synchrones possibles sont :

| P | N [tr /s] | N [tr/min] |
|---|-----------|------------|
| 1 | 50.00     | 3000.00    |
| 2 | 25.00     | 1500.00    |
| 3 | 16.67     | 1000.00    |
| 4 | 12.50     | 750.00     |

## **II. 2. Stabilité des alternateurs [14] [21]**

### **II.2.1. Stabilité synchrone**

Les incidents et les variations excessives de la charge d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle entre les champs magnétiques du rotor et stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations mal amorties de puissance.

#### **II.2.1.1. Les conséquences**

- Le rotor cesse alors de tourner au synchronisme avec le champ stator.
- Observation d'un glissement des pôles du rotor.
- Lorsque les pôles repassent dans les zones de stabilité du champ du stator, les forces de couplage tendent à rétablir le synchronisme.

Le comportement dynamique des systèmes production-transport est donc caractérisé par leur stabilité, c'est-à-dire leur aptitude à conserver et ou à retrouver un équilibre en régime normal ou suite à un incident. Nous distinguons deux cas :

- La stabilité statique.
- La stabilité transitoire.

### **II.2.2. Stabilité statique**

#### **II.2.2.1. Définition**

Un réseau est stable en régime statique, s'il revient au point de fonctionnement initial après avoir été soumis à une petite perturbation. La stabilité statique est donc une condition nécessaire de fonctionnement. Par extension, l'étude de stabilité statique vise aussi à améliorer les conditions d'amortissement des oscillations induites par les petites perturbations.

### **II.2.3. Stabilité transitoire [14] [20]**

#### **II.2.3.1. Définition**

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importantes. L'apparition des perturbations pareilles peuvent conduire à de larges excursions des angles rotoriques de certains générateurs voire à la rupture de synchronisme qui,

généralement, se développe en très peu de secondes. La stabilité transitoire dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

- Le type de perturbation.
- La durée de perturbation.
- Le lieu de perturbation.
- La performance des systèmes de protection.
- Le point de fonctionnement avant défaut, niveau de charge, topologie du réseau et le degré d'excitation des machines.
- Les caractéristiques dynamiques des ouvrages de réseau.

### **II.2.3.2 Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire [22] [23]**

#### **II.2.3.2.a. Amélioration par les moyens classiques**

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

- Le transformateur à prises réglables en charge.
- Les transformateurs déphaseurs.
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs.
- Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau.

Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive, peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs solutions ont été adoptées :

- Les batteries de condensateurs.
- Le compensateur synchrone.

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis les variations rapides de l'énergie réactive, c'est pourquoi, d'autres dispositifs ont été utilisés. Le développement des semi-conducteurs a facilité l'apparition de nouveaux compensateurs pour répondre soit :

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

### **II.2.3.2.b. Amélioration par les moyens modernes**

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

- l'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System).

### **II.2.3.3. Les moyens d'actions [22]**

La limite de stabilité transitoire dépend donc de différents paramètres, nous citons :

- Les caractéristiques du groupe (Ex : caractéristique électrique de l'alternateur,.....).
- Les impédances de liaison entre les machines.
- Le type et la durée des défauts.
- Le plan de tension du réseau.
- L'état initial des machines (exemple : l'absorption de puissance réactive est un facteur défavorable.)

### **II.3. Les organes de protection [21]**

Leur mission est d'assurer la protection des personnes et des biens. Ils interviennent le plus souvent lorsque se produit un phénomène transitoire anormal.

Les perturbations suivantes sont à l'origine des phénomènes transitoires :

- Défauts électriques qui apparaissent chez le distributeur.
- Défauts électriques d'origine interne.
- manœuvres de transfert d'alimentations et de consommations (manuelles ou automatiques).
- Démarrage et réaccélération de gros moteurs ou d'unités de production.
- Perte d'une partie de la production (déclenchement d'un groupe, d'un transformateur d'une ligne).

L'action des protections conduit à éliminer les parties défailtantes de façon sélective et rapide et à assurer, dans la mesure du possible, l'alimentation des récepteurs prioritaires ou vitaux pour le procès.

### II.3.1. Les principales protections [21] [22]

- Des protections à maximum de courant. Elles peuvent être :
  - A temps constant/inverse, instantanées/temporisées.
  - Directionnelles.
- Des protections à minimum de tension.
- Des protections plus particulières telles que la baisse de fréquence, la survitesse, le retour de puissance, différentielles, à minimum d'impédance...

Ces protections sont complétées par des automatismes, Par exemple : inverseurs de source, délesteurs / relesteurs dont l'action atténue ou provoque des transitoires de puissance sur le réseau .Protections et automatismes ont une action déterminante dans le traitement de l'instabilité dynamique.

Pour illustrer le mécanisme de la stabilité angulaire sur un tel réseau, nous allons nous intéresser à la mise en équations où nous considérons le schéma de l'alternateur à une seule phase. Dans cette étape nous allons également illustrer la relation liant la puissance active à l'angle interne de la machine.

### II .4. Equations électriques [3] [16]

#### II.4.1. Puissance transmissible en fonction de l'angle interne

Pour trouver l'expression de la puissance active consommée par une charge en fonction de l'angle interne, nous considérons une ligne de transport inductive de réactance inductive  $X_T$  par l'intermédiaire de laquelle est alimentée une charge d'impédance  $\bar{Z}_c$ , de module  $Z_c$  et de déphasage  $\varphi$ , à partir d'une source de tension constante  $E$  (**Figure II.2**).

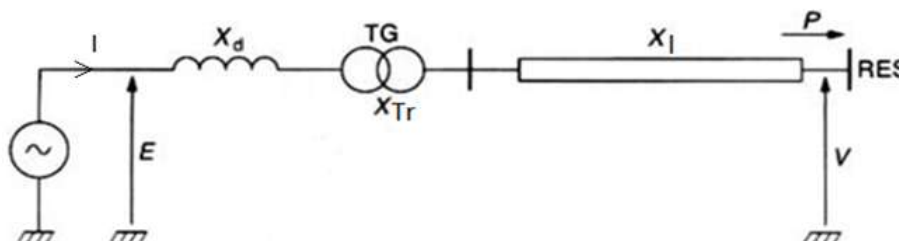
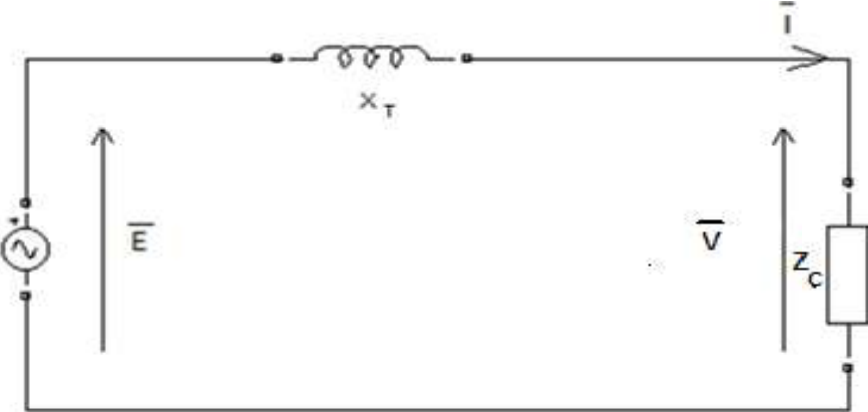


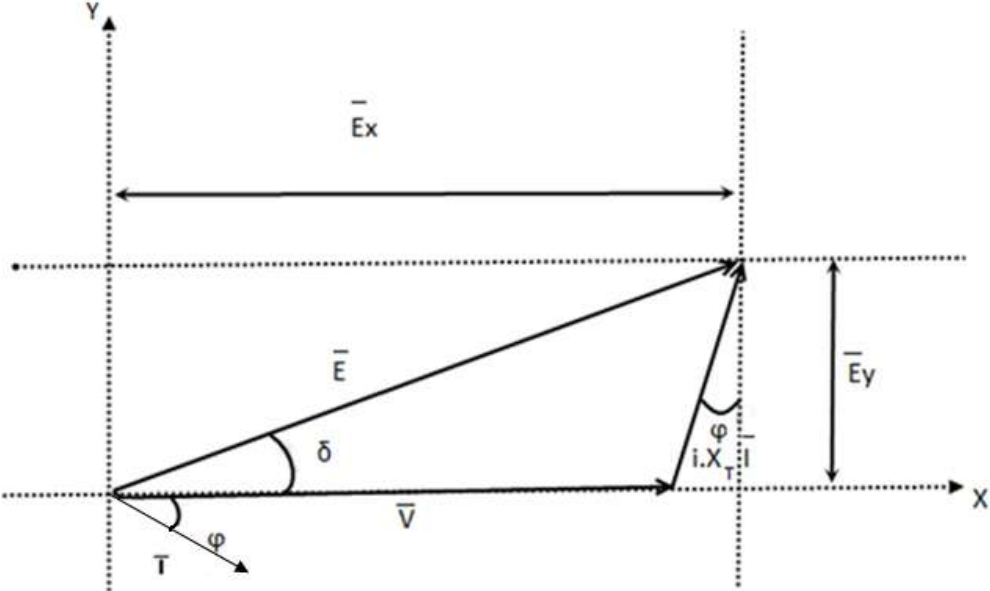
Figure II.1 : Schéma représentatif du réseau simplifié considéré.

Ce schéma devient en utilisant  $X_T$  comme réactance principale comme suit :



**Figure II.2 : Schéma représentatif du circuit considéré.**

Pour établir la relation mathématique entre la puissance active délivrée par la source et l'angle interne, nous allons tracer le diagramme vectoriel suivant :



**Figure II.3 : Diagramme vectoriel des grandeurs électriques**

A partir de ce diagramme vectoriel et en se basant sur quelques formules classiques, nous aurons :

$$P = V \cdot I \cdot \cos(\varphi) \dots\dots\dots (a)$$

$$\sin(\delta) = \frac{E_y}{E} \Rightarrow E_y = E \cdot \sin(\delta) \dots\dots\dots (b)$$

$$\cos(\varphi) = \frac{E_y}{X_T \cdot I} \Rightarrow E_y = X_T \cdot I \cdot \cos(\varphi) \dots\dots\dots (c)$$

$$(b)=(c) \Rightarrow E \cdot \sin(\delta) = X_T \cdot I \cdot \cos(\varphi) \Rightarrow I \cdot \cos(\varphi) = \frac{E}{X_T} \cdot \sin(\delta) \dots\dots (d)$$

En remplaçant l'équation (d) dans l'équation (a), on obtient l'expression donnant la puissance active en fonction de l'angle interne ( $\delta$ ) :

$$P = \frac{E \cdot V}{X_T} \cdot \sin(\delta) \tag{II.5}$$

Et de cette équation (II.5), nous déduisons la relation suivante :

$$\delta = \text{Arc sin}\left(\frac{P \cdot X_T}{E \cdot V}\right) \tag{II.6}$$

Le transport de la puissance active influencera beaucoup plus le déphasage.

#### II.4.2. Equation mécanique [11] [3]

L'équation mécanique est donnée par la relation ci-dessous :

$$J \frac{d}{dt} \Omega = C_m - C_e \tag{II.7}$$

Pour trouver l'expression donnant la vitesse de rotation, nous allons faire appel à l'intégrale de l'équation mathématique suivante (II.8) :

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \Omega_r - \Omega_s \tag{II.8}$$

$$d\delta = (\Omega_r - \Omega_s) \cdot dt$$

$$\int d\delta = \int (\Omega_r - \Omega_s) \cdot dt + \delta_0$$

$$\Rightarrow \delta = (\Omega_r - \Omega_s) \cdot t + \delta_0 \Rightarrow \delta = \Omega_r \cdot t - \Omega_s \cdot t + \delta_0$$

$$\Rightarrow \Omega_r \cdot t = \delta - \delta_0 + \Omega_s \cdot t$$

Avec  $\Omega_s = 2 \cdot \pi \cdot f$

$$\Rightarrow \Omega_r = \left( \frac{\delta - \delta_0 + \Omega_s \cdot t}{t} \right) \quad (\text{II. 9})$$

Comme le réseau est un ensemble complexe, la mise en équations précédente ne suffit pas pour traiter le mécanisme de la stabilité angulaire, c'est la raison pour laquelle, la prochaine étape s'avère nécessaire.

# CHAPITRE III

**Mise en équations d'un réseau complexe pour le besoin de l'étude  
de la stabilité angulaire**

Un réseau électrique est un ensemble complexe comportant plusieurs sources (alternateurs) ,plusieurs lignes de desserte de l'énergie, plusieurs charges (consommateurs) et un ensemble de moyens de réglage (du disjoncteur.....jusqu' aux régulateurs de tension, de vitesse (fréquence),c'est la raison pour laquelle, il est pratiquement impossible de surveiller la sûreté d'un réseau par une simple observation de l'évolution des grandeurs (I, V, P et Q) en fonction de la variation de la charge.

Pour mettre en évidence le fonctionnement d'un tel système, il est impératif de faire appel au calcul des équations dites équations de l'écoulement de puissances.

Avant d'aborder les équations de l'écoulement de puissances, nous allons définir trois types de nœuds.

#### **a).Nœud producteur**

C'est un nœud caractérisé par une puissance active et une tension (P, V), ce qui correspond à un alternateur ou un générateur d'énergie.

#### **b).Nœud consommateur**

C'est un sommet caractérisé par une puissance active et une puissance réactive (P, Q), ce qui correspond aux charges impédantes.

Il existe aussi ce qu'on appelle par **le nœud de référence** ou bilan caractérisé par une tension (V,  $\theta$ ).

Avant d'aborder le cas de l'écoulement de puissances, qui permet la mise en évidence du mécanisme considéré, il est impératif d'aborder l'écoulement de puissances en courant alternatif.

### **III.1.Calcul des équations de l'écoulement de puissances en courant alternatif [2] [16]**

Pour évaluer les équations de l'écoulement de puissances, il est impératif de formuler la matrice des admittances d'un réseau électrique dans le cas général.

#### **III.1.1.Equations d'un réseau électrique**

Les équations d'un réseau électrique sont données par la relation entre les courants et les tensions, cette relation est donnée sous forme matricielle comme suit :

$$[I] = [Y] \cdot [V] \quad (III.1)$$

Avant d'écrire la relation matricielle entre les courants et les tensions, il est nécessaire de formuler la matrice des admittances.

### III.1.2. Formulation de la matrice des admittances [3] [2] [16]

Soit le schéma ci-dessus :

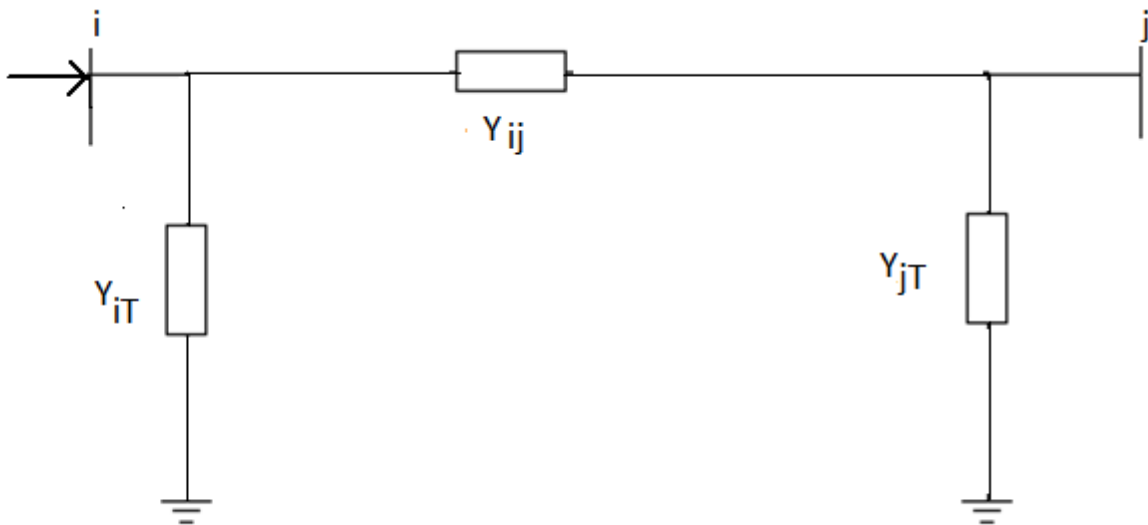


Figure III.1 schéma représentatif d'un réseau à deux sommets

Si on considère un sommet  $i$  quelconque d'un réseau, on aura :

- L'admittance propre au sommet  $i$  notée  $Y_{ii}$ .
- L'admittance mutuelle entre le sommet  $i$  et un autre sommet noté  $j$  est notée  $Y_{ij}$ .
- L'admittance propre au sommet  $i$  est égale à la somme des admittances des lignes reliées à ce nœud plus celle reliant le même nœud à la terre et elle est donnée par :

$$Y_{ii} = \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} + Y_{iT} \quad (III.2)$$

L'admittance mutuelle  $Y_{ij}$  est égale à l'admittance de la ligne reliant les deux sommets précédé d'un signe négatif(-) :

$$Y_{ij} = -Y_{ji} \quad (III.3)$$

**Remarque**

La présence d'un transformateur entre deux nœuds modifie la formulation de la matrice des admittances.

Pour formuler l'admittance propre  $Y_{ii}$ , nous utilisons  $Y_t$  ou  $Y_t/a^2$  (position du transformateur par rapport au nœud considéré). Par contre pour la formulation de l'admittance mutuelle, c'est le rapport  $Y_t/a$ , qui est utilisé quelque soit la position du transformateur par rapport au nœud traité.

La matrice  $[Y]$  s'écrit :

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{2N} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad \text{(III.4)}$$

La relation matricielle entre les courants et les tensions est donnée par:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{2N} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdots & \cdots & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad \text{(III.5)}$$

**Remarque**

**Il est à noter que toutes les grandeurs sont des complexes.**

## III.2. Détermination des équations en puissances active et réactive [2] [23]

### III.2.1. Equations de l'écoulement de puissances active et réactive en coordonnées polaires

Les équations de l'écoulement de puissances, c'est à dire, les expressions en puissances active et réactive sont évaluées à partir de la fonction mismatch(écart) et de la loi des nœuds.

#### III.2.1.1. Définition de la fonction mismatch

La fonction mismatch pour un sommet  $i$  notée  $M_i$  est égale à l'écart entre la puissance apparente injectée en ce nœud  $i$  et la somme des puissances apparentes transitées dans les lignes raccordées à ce nœud  $i$ .

$$M_i = S_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n S_{ij} = \Delta P_i + j\Delta Q_i \quad (\text{III. 6})$$

A partir de la formule (III. 6), nous pouvons établir aisément les expressions donnant les puissances active et réactive en chaque nœud  $i$  d'un réseau(Annexe).

Le système d'équations obtenu est :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = Y_{ii} V_i^2 \cos(\phi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \\ Q_i = -Y_{ii} V_i^2 \sin(\phi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \end{array} \right. \quad (\text{III.7})$$

Avec :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{III.8})$$

$$\phi_{ij} = \text{Arctg} \left( \frac{B_{ij}}{G_{ij}} \right) \quad (\text{III.9})$$

$$|Y_{ij}| = \sqrt{G_{ij}^2 + B_{ij}^2} \quad (\text{III.10})$$

Dans ce type de repère, les équations de l'écoulement de puissances sont données en fonction des modules des tensions et de leurs déphasages angulaires.

Les équations de l'écoulement de puissances peuvent être aussi établies en fonction de la partie réelle et de la partie imaginaire de la tension autrement dit en coordonnées cartésiennes. Un tel système est donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N [V_{ij}(V_{ir}G_{ij} + V_{jim}B_{ij}) + V_{iim}(V_{jim}G_{ij} - V_{jr}B_{ij})] \\ Q_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N [V_{iim}(V_{jr}G_{ij} + V_{jim}B_{ij}) - V_{ir}(V_{jim}G_{ij} - V_{jr}B_{ij})] \end{array} \right. \quad (III.11)$$

Comme le système (III.7) est non linéaire dont l'utilisation est difficile et fastidieuse, c'est pourquoi, il est impératif de faire appel à l'une des méthodes numériques de résolution de tels systèmes, nous avons opté pour la méthode de **NEWTON –RAPHSON (Annexe)**.

Une telle méthode permet la transformation du système traité sous forme de matrices et de vecteurs, c'est la raison pour laquelle, la prochaine étape.

### III.2.1.2. Matrice de l'écoulement de puissances en coordonnées polaires [2] [24] [16]

En se basant sur la méthode citée précédemment, le système d'équations en puissances active et réactive (III.7) peut être transformé en un autre système donné sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_\theta}{\partial \theta} & \frac{\partial P_V}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_\theta}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_V}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (III.12)$$

De ce système, nous déduisons la matrice de l'écoulement de puissances notée J.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_\theta}{\partial \theta} & \frac{\partial P_V}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_\theta}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_V}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (III.13)$$

La matrice J est composée de quatre sous- matrices et qui sont :

$$\frac{\partial P_\theta}{\partial \theta}, \frac{\partial P_V}{\partial V}, \frac{\partial Q_\theta}{\partial \theta}, \frac{\partial Q_V}{\partial V}$$

### III.2.1.3. Autre écriture de la matrice de l'écoulement de puissance J

Pour une utilisation facile de la matrice de l'écoulement de puissances, nous faisons appel à un changement de variables pour les matrices la constituant, le changement de variables considéré est donné comme suit :

$$\left. \begin{aligned} J_{p1} &= \frac{\partial P_{\theta}}{\partial \theta} \\ J_{p2} &= \frac{\partial P_V}{\partial V} \\ J_{Q1} &= \frac{\partial Q_{\theta}}{\partial \theta} \\ J_{Q2} &= \frac{\partial Q_V}{\partial V} \end{aligned} \right\} \text{ En coordonnées polaires}$$

En tenant compte du changement de variables précédent, la matrice de l'écoulement de puissances en coordonnées polaires s'écrit sous la forme suivante:

$$J = \begin{bmatrix} J_{P1} & J_{P2} \\ J_{Q1} & J_{Q2} \end{bmatrix} \quad \text{(III.14)}$$

Le système (III.12) devient:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P1} & J_{P2} \\ J_{Q1} & J_{Q2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{(III.15)}$$

Les formules permettant d'évaluer les éléments des matrices précédentes donc la matrice de l'écoulement de puissances en coordonnées polaires sont données ci-dessous :

Pour  $i=j$

$$J_{p1(i,i)} = -Q_i - B_{ii}V_i^2 \quad (\text{III.16})$$

$$J_{p2(i,i)} = P_i + G_{ii}V_i^2 \quad (\text{III.17})$$

$$J_{Q1(i,i)} = P_i - G_{ii}V_i^2 \quad (\text{III.18})$$

$$J_{Q2(i,i)} = Q_i - B_{ii}V_i^2 \quad (\text{III.19})$$

Pour  $i \neq j$

$$J_{p1(i,j)} = V_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \Phi_{ij}) \quad (\text{III.20})$$

$$J_{Q1(i,j)} = -J_{p2(i,j)} \quad (\text{III.21})$$

$$J_{Q2(i,j)} = J_{p1(i,j)} \quad (\text{III.22})$$

Ce cas de mise en équations autrement dit le système (III.12) permet d'étudier en particulier, le phénomène traité mais pour rendre la mise en évidence d'un tel mécanisme plus légère, nous avons la possibilité de le transformer en un système beaucoup plus simple et qui permet d'illustrer la relation directe entre la puissance active et la fréquence par conséquent nous allons nous intéresser au cas de l'écoulement de puissances avec l'approximation du courant-continu.

### III.3. Equations de l'écoulement de puissances avec l'approximation du courant-continu

L'objectif de cette phase d'étude est de rendre linéaire, le système d'équations en puissance établi en courant alternatif et du même type que le système d'équations en courant –continu d'où l'appellation « avec l'approximation du courant-continu »

Pour se faire, il est préconisé de faire appel à des hypothèses simplificatrices. Parmi lesquelles, il ya celles qui tiennent compte du fait que la résistance d'une ligne de desserte de l'énergie est largement inférieure à sa réactance inductive .En se basant sur cette dernière et en considérant qu'une ligne de transport est caractérisée par une impédance  $z_{ij}$  tel que :

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (\text{III.23})$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{III.24})$$

Avec :

$$\mathbf{G}_{ij} = \mathbf{R}_{ij}/(\mathbf{R}_{ij}^2 + \mathbf{X}_{ij}^2) \quad (\text{III.25})$$

$$\mathbf{B}_{ij} = -\mathbf{X}_{ij}/(\mathbf{R}_{ij}^2 + \mathbf{X}_{ij}^2) \quad (\text{III.26})$$

Avec l'hypothèse simplificatrice considérée, les expressions précédentes deviennent :  
 $\mathbf{G}_{ij} \approx \mathbf{0}$  et  $\mathbf{B}_{ij} \approx -1/\mathbf{X}_{ij}$

Nous déduisons également comme quoi les déphasages des caractéristiques des lignes deviennent égaux à  $90^\circ$  autrement dit  $\phi_{ij} = 90^\circ$

En tenant compte de ces simplifications, le système devient :

$$\mathbf{P}_i = \sum_{j \neq i}^N \mathbf{V}_i \mathbf{V}_j \mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - 90^\circ) \quad (\text{III.27})$$

$$\mathbf{Q}_i = -\mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \mathbf{V}_i^2 + \sum_{j \neq i}^N \mathbf{V}_i \mathbf{V}_j \mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - 90^\circ) \quad (\text{III.28})$$

En faisant appel aux formules trigonométriques et en tenant compte du fait que la différence entre les angles des tensions est faible, on aura :

$$\mathbf{P}_i = \sum_{j \neq i}^N \mathbf{V}_i \mathbf{V}_j \mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{III.29})$$

$$\mathbf{Q}_i = -\mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \mathbf{V}_i^2 + \sum_{j \neq i}^N \mathbf{V}_i \mathbf{V}_j \mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{III.30})$$

Ce système d'équations peut se transformer comme suit :

$$\mathbf{P}_i = \sum_{j \neq i}^N \mathbf{V}_i \mathbf{V}_j \mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} (\theta_i - \theta_j) \quad (\text{III.31})$$

$$\mathbf{Q}_i = -\mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \mathbf{V}_i^2 + \sum_{j \neq i}^N \mathbf{V}_i \mathbf{V}_j \mathbf{1}/\mathbf{X}_{ij} \quad (\text{III.32})$$

La fonction d'un petit angle approche l'unité et la fonction sinus d'un angle petit est environ égale à l'angle lui-même.

Il est clair qu'avec le système obtenu et sous les hypothèses simplificatrices considérées, le flux de puissance réactive est faible devant le flux de puissance active.

Ces dernières constatations permettent de considérer que les variations de tension pour tous les sommets du réseau sont dans les limites acceptables alors on peut écrire :

$$V_i \approx V_j$$

Pour d'autres raisons de simplifications, le module de la tension est souvent supposé égal à l'unité (unités réduites) dans l'ensemble du réseau complexe.

Toutes les considérations permettent de réduire le système d'équations non linéaire à l'équation finale suivante :

$$P_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \mathbf{1}/X_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{III.33})$$

Le système peut être transformé en faisant appel à l'écriture matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{13} & \dots & \dots & \dots & B_{1N} \\ B_{21} & B_{22} & B_{23} & \dots & \dots & \dots & B_{2N} \\ B_{31} & B_{32} & B_{33} & \dots & \dots & \dots & B_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ B_{N1} & B_{N2} & B_{N3} & \dots & \dots & \dots & B_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} \quad (\text{III.34})$$

Le système inverse s'écrit :

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & X_{13} & \dots & \dots & \dots & X_{1N} \\ X_{21} & X_{22} & X_{23} & \dots & \dots & \dots & X_{2N} \\ X_{31} & X_{32} & X_{33} & \dots & \dots & \dots & X_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ X_{N1} & X_{N2} & X_{N3} & \dots & \dots & \dots & X_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} \quad (\text{III.35})$$

Le cas d'étude de l'écoulement de puissances permet d'évaluer, ce que nous appelons par les sensibilités d'un réseau complexe et pour se faire, nous agissons :

- Soit sur les puissances actives et observer l'évolution des déphasages des tensions.
- Soit sur les déphasages et relever la variation des puissances actives.
- Calculer par la suite les sensibilités du réseau, qui ne sont autres que le rapport des variations des grandeurs selon le cas traité.
- Soit  $\mathbf{S}_i = \Delta \boldsymbol{\theta}_i / \Delta \mathbf{P}_i$  ou l'inverse.

Avec :

i : indice caractérisant un nœud quelconque du réseau à plusieurs sommets.

Cette phase d'étude permet d'alléger l'étude de la stabilité en fréquence d'un réseau complexe.

# CHAPITRE IV

**Simulation numérique**

Cette étude se limitera à la mise en évidence du mécanisme traité sur un réseau simplifié par le biais de la simulation numérique en faisant appel à un langage de programmation informatique **fortran 90**.

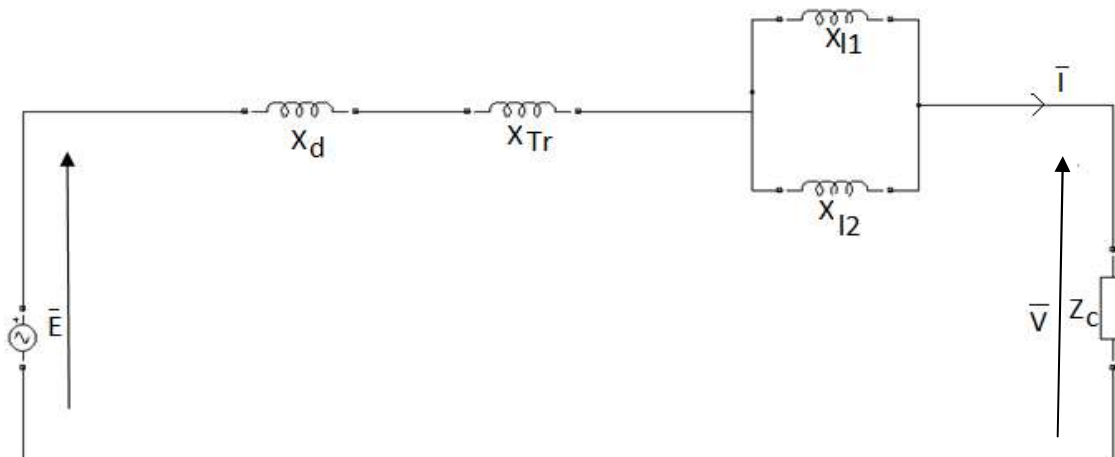
Pour se faire, nous allons considérer un réseau très simplifié (**figure II. 2**) et nous allons illustrer la variation de la puissance électrique en fonction de l'angle interne, une étape où nous montrerons également l'influence de certains paramètres sur la puissance active délivrée par l'alternateur.

#### IV.1.Simulation numérique

En se basant sur la mise en équations d'un réseau simplifié (**voir II.4**) et à l'aide d'un programme informatique établi en langage de programmation **Fortran 90**, nous allons traiter les cas ci- dessous :

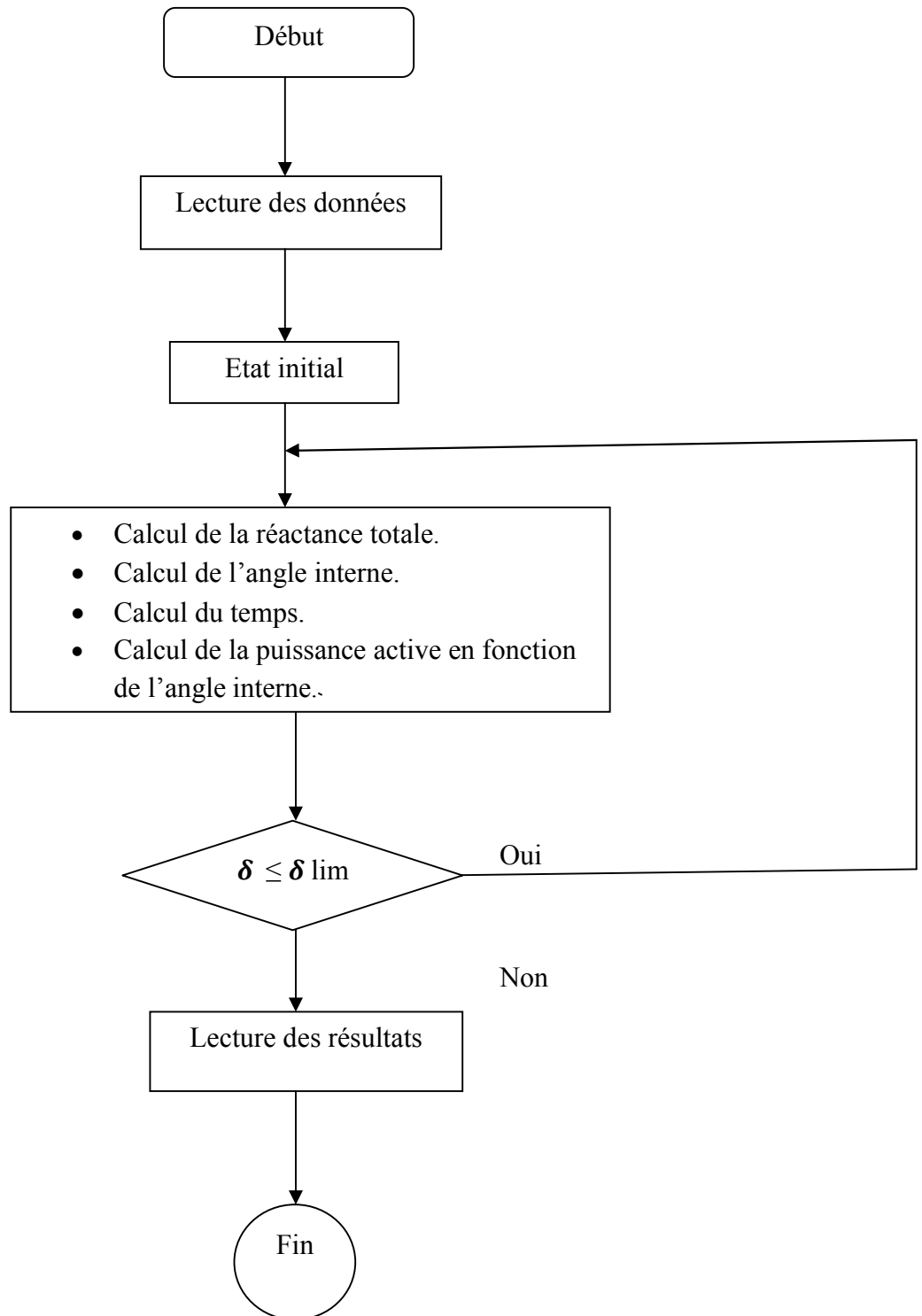
##### IV.1.1. Observation de l'évolution de la puissance active fournie par l'alternateur en fonction de l'angle interne

Le schéma représentatif détaillé du réseau simplifié que nous considérons est donné par la figure ci-dessous :

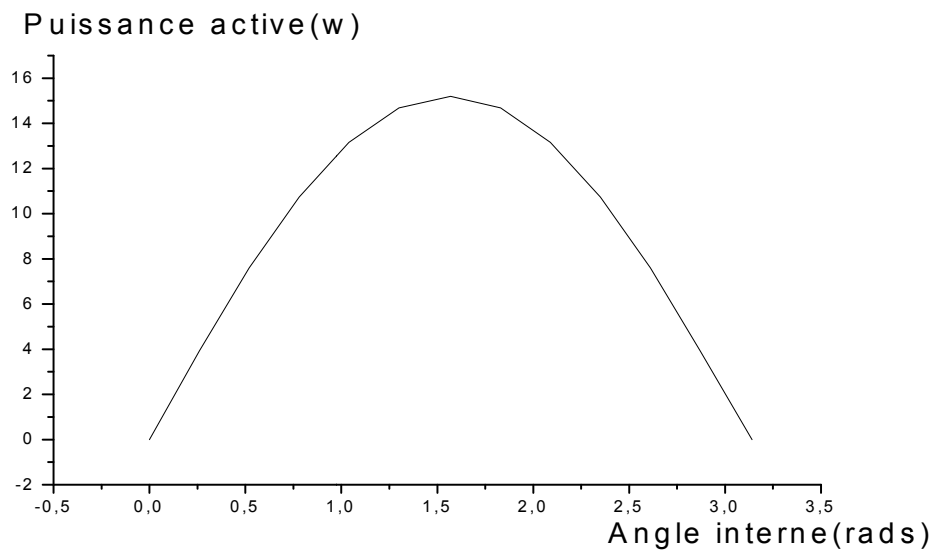


**Figure IV.1 : Schéma représentatif du réseau simplifié considéré.**

En considérant les valeurs des caractéristiques du réseau dont les données (**Annexe**) et à l'aide d'un programme informatique dont l'organigramme est donné par :



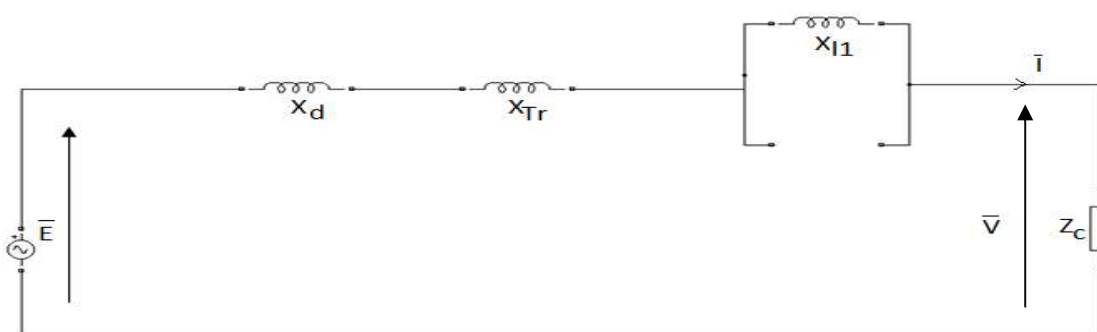
Nous obtenons la représentation graphique ci- dessous :



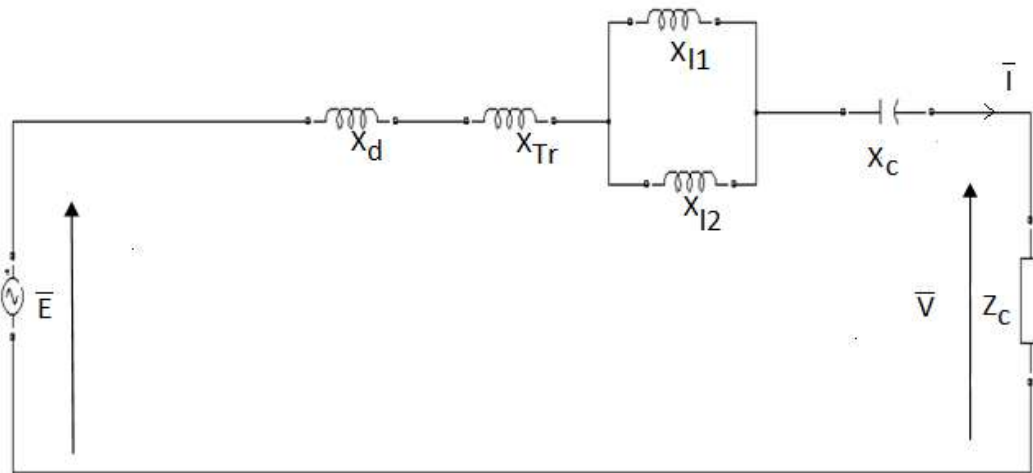
**Figure IV.2: Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne**

#### **IV.1.2.Observation de l'évolution de la puissance active en fonction de l'angle interne sous l'influence de certains paramètres**

Les schémas représentatifs du réseau simplifié lors de l'ouverture de la liaison 2 et de l'insertion d'un condensateur en série avec la charge sont donnés par les figures ci-dessous :



**Figure IV.3 : Schéma représentatif du réseau simplifié considéré avec l'ouverture de la ligne.**

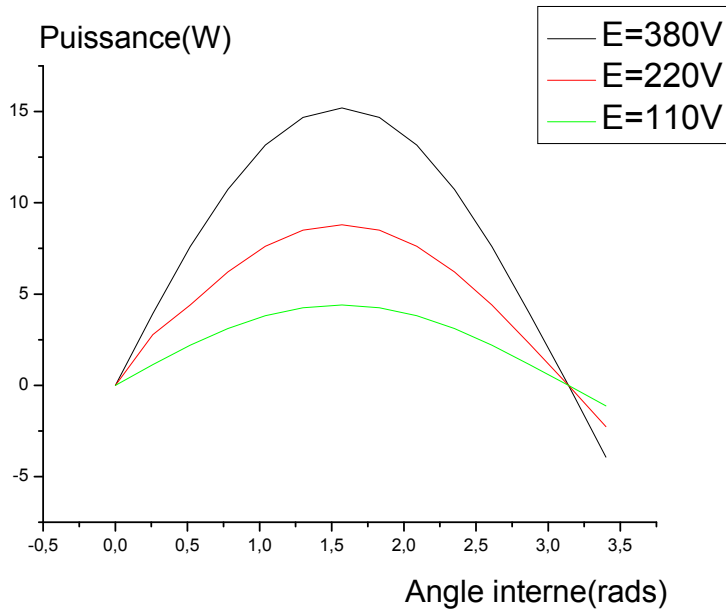


**Figure IV.4 : Schéma représentatif du réseau simplifié considéré avec compensation.**

Les paramètres qui permettent d'intensifier la puissance active délivrée par l'alternateur sont :

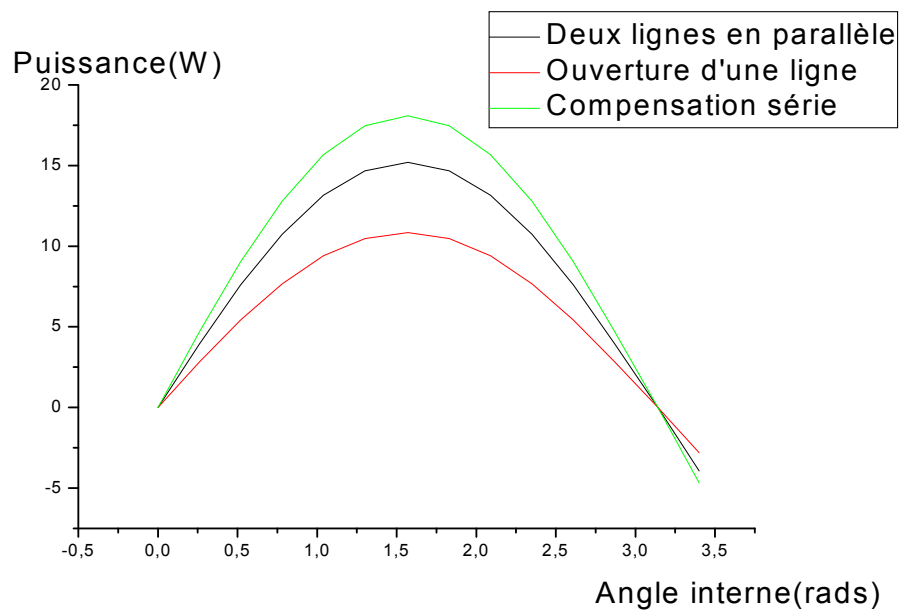
- L'augmentation de la tension d'exploitation «  $\bar{E}$  ».
- La diminution de la caractéristique de la ligne.
- La compensation série.

Cette partie consiste à mettre en évidence la variation de la tension d'exploitation et la caractéristique de la ligne. En agissant sur la tension d'exploitation, nous obtenons la représentation graphique ci-dessous :



**Figure IV.5 : Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne à tension émettrice variable.**

En faisant varier la caractéristique de la ligne, nous considérons dans une première étape deux lignes de transport en parallèle et dans une seconde étape, une ligne avec compensation série. Nous aboutissons aux représentations graphiques ci-dessous :



**Figure IV.6 : Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne à caractéristique de la ligne variable.**

### IV.1.3.Observation de l'évolution de la puissance active en fonction de l'angle interne sous l'influence du taux de compensation de l'énergie réactive.

Cette étape consiste à la mise en évidence du taux de compensation de l'énergie réactive tout en illustrant son influence sur la stabilité angulaire du réseau traité. Pour se faire, nous considérons le réseau non perturbé dans une première étape et dans une seconde le réseau perturbé.

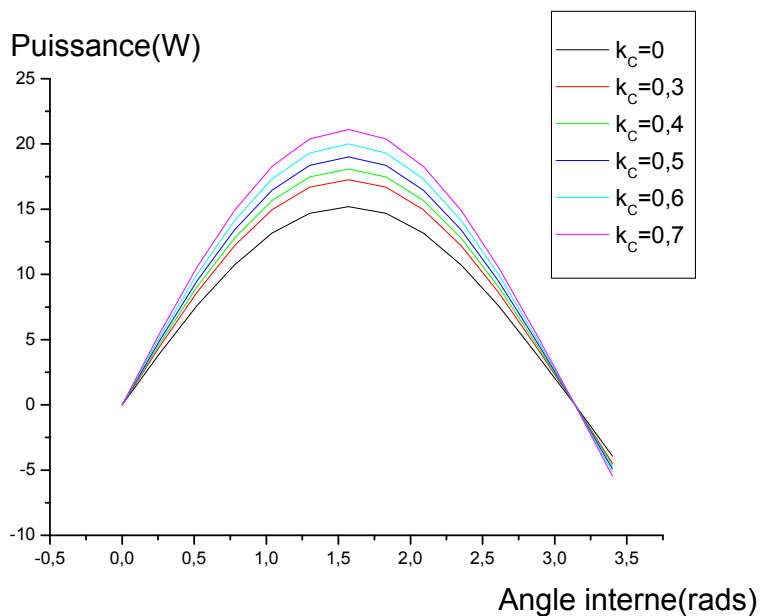
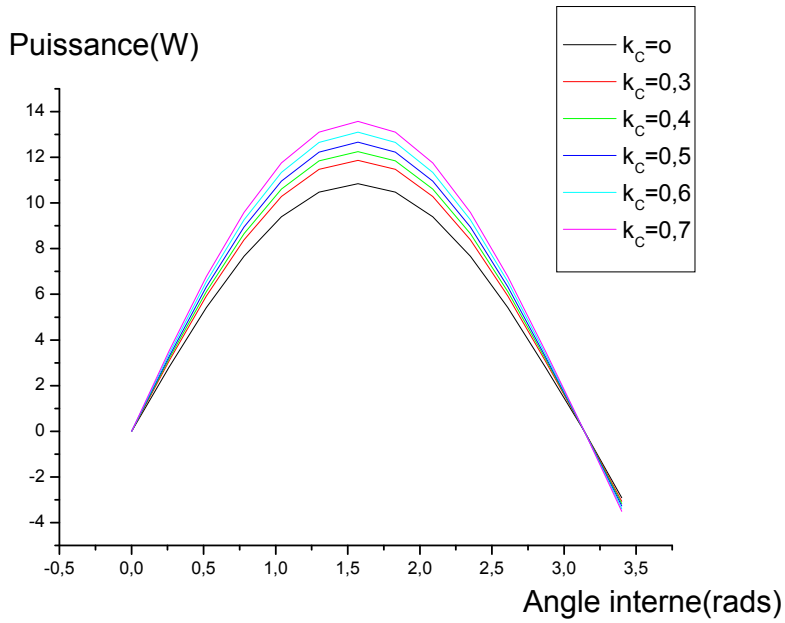
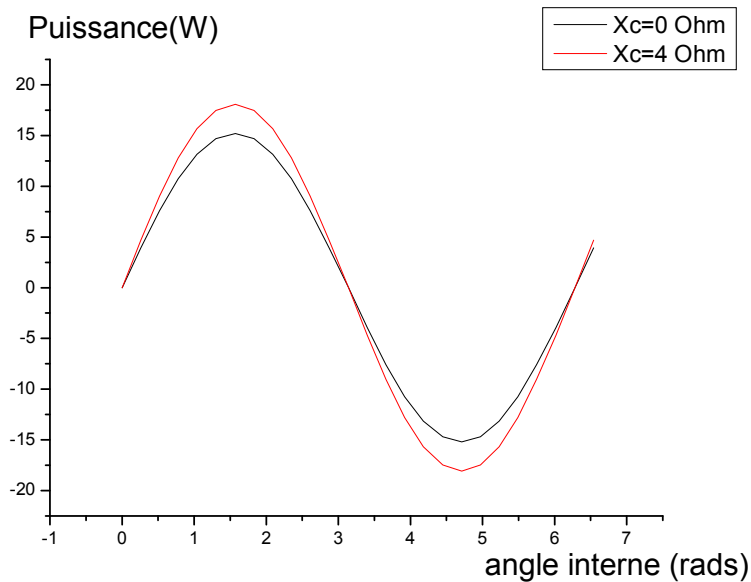


Figure IV.7 : Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne à taux de compensation variable (réseau non perturbé).

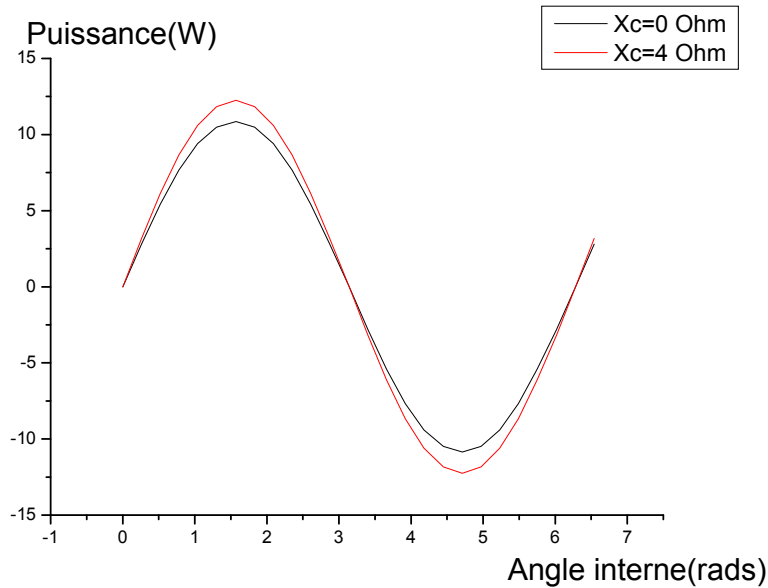


**Figure IV.8 : Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne à taux de compensation variable (réseau perturbé).**

**IV.1.4. Mise en évidence de l'influence de l'intensification de l'angle interne sur la stabilité angulaire.**



**Figure IV.9 : Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne lors de l'augmentation de ce dernier (réseau non perturbé).**



**Figure IV.10 : Représentation graphique de la puissance active en fonction de l'angle interne lors de l'augmentation de ce dernier (réseau perturbé).**

#### IV.1.5. Interprétation des résultats

L'allure de la puissance active délivrée à la charge en fonction de la variation de l'angle interne ( $\delta$ ) (figure IV.1) montre que la puissance active transmise à la charge traitée augmente de manière progressive avec l'augmentation de l'angle interne ( $\delta$ ) autrement dit en deçà de  $\delta=\pi/2$  (rads). Cependant quand  $\delta=\pi/2$ , ce qui correspond à la valeur critique de ce dernier, la puissance atteint la valeur maximale, à partir d'un tel point, nous constatons que la puissance active transmise à la charge diminue de plus en plus avec l'élévation de l'angle interne. C'est ainsi que nous distinguons deux cas de fonctionnement :

Pour la zone qui se situe en deçà du point critique, le réseau producteur est apte à fournir de la puissance active à la demande du réseau récepteur et l'angle interne varie de manière similaire avec la puissance consommée : c'est la zone de stabilité en fréquence.

Par contre, et pour la seconde situation où tous les points de fonctionnement se situent au delà du point critique, une zone correspondant au changement de sens de la puissance, ce qui veut dire diminution de plus en plus de cette dernière contrairement à l'angle interne, qui s'intensifie d'avantage, c'est la zone où le réseau producteur ne peut plus transmettre de la puissance à la charge. L'angle interne et la puissance active consommée varie dans des sens

opposés (plus l'angle interne augmente, plus le réseau perd le synchronisme) : C'est la zone de l'instabilité en fréquence.

Concernant l'influence des paramètres qui peuvent augmenter la puissance active délivrée à la charge en fonction de l'angle interne. Les courbes (**figure IV.5** et **figure IV.6**) illustrent comme quoi, plus la tension d'exploitation est élevée, plus la puissance active s'intensifie et inversement parce que la puissance fournie par l'alternateur est étroitement liée à la tension d'exploitation. Quant à la caractéristique de la ligne de desserte de l'énergie influée sur la puissance allant vers la charge dans le sens de l'élévation de cette dernière quand elle diminue c'est-à-dire en transportant de l'énergie à travers des lignes en parallèle voire des lignes avec compensation série en introduisant un condensateur en série avec la charge. Les deux cas traités engendrent la diminution de la caractéristique principale du réseau simplifié et comme la puissance est inversement proportionnelle au paramètre de la ligne, c'est pourquoi, plus le réseau est compensé, plus la puissance est élevée, ce qui est de même pour des lignes en parallèle.

Lors de la mise en évidence du taux de compensation, il est clair qu'augmentant ce dernier, la capacité de transport augmente de la même manière, ceci s'explique par le fait que la réactance capacitive engendre la diminution de la réactance principale et comme la puissance délivrée par l'alternateur est inversement proportionnelle à la liaison du réseau, c'est pour quoi, la puissance s'intensifie avec l'augmentation du taux de compensation en particulier la limite de la stabilité angulaire (**figure IV.7**). Une telle situation est très intéressante surtout dans le cas du réseau perturbé (**figure IV.8**).

Nous savons comme quoi, plus l'angle interne augmente, plus le réseau perd le synchronisme (**équation II.5**) et (**figure IV.2**). Cette situation, les représentations graphiques (**figure IV.9** et **figure IV.10**) l'illustrent clairement autrement dit, l'angle interne augmente, la puissance change de sens et devient même négative par conséquent, le réseau producteur perd la faculté de garder le synchronisme et rentre dans la zone de l'un des quatre grands incidents, qui n'est autre que la perte du synchronisme à conséquences parfois néfastes.

A cet effet nous pouvons conclure comme quoi pour améliorer la stabilité en fréquence, autrement dit augmenter la limite de ce type de stabilité, il est impératif d'exploiter le réseau à sa plus haute tension possible et de bien dimensionner le réseau.

Il est clair que plus le taux de compensation est élevé, plus la capacité de transport est augmentée, ce qui est de même pour la limite de la stabilité angulaire.

Puisque l'augmentation de l'angle interne entrave le synchronisme, il est impératif de faire de telle sorte à augmenter la limite de la stabilité angulaire pour éviter la seconde zone où l'angle interne augmente d'avantage.

# CONCLUSION GENERALE

Après des rappels sur le réseau dans le cas général de point de vue constituants, définitions, notions de stabilité .....etc. Notre étude est consacrée ,dans une première phase à la mise en équations du réseau simplifié et complexe et dans une seconde étape à la simulation numérique, en utilisant un langage de programmation **fortran 90** pour le seul et unique objectif, la mise en évidence de la stabilité angulaire sur un réseau .Cependant une telle étude s'est limitée à l'illustration du phénomène sur un réseau simplifié . Une étape qui a permet de montrer les zones de fonctionnement de la stabilité et de l'instabilité en fréquence autrement dit la rupture du synchronisme.

Nous avons également illustré les facteurs pouvant augmenter la limite d'une telle stabilité autrement dit l'amélioration de la capacité de transport, une étude où nous avons mis l'accent sur les avantages apportées par la compensation série et le maintien du synchronisme.

Ce travail a permet en outre de montrer l'influence de l'intensification de l'angle interne et ses conséquences néfastes sur la stabilité angulaire.

Il est clair que pour augmenter la limite de la stabilité en fréquence, il est impératif d'exploiter le réseau à sa plus haute tension possible, de bien dimensionner le réseau en particulier de renforcer la compensation série dans la mesure du possible.

Nous souhaitons que ce travail soit complété par :

- La mise en évidence expérimentale du processus sur le réseau simplifié traité.
- La mise en évidence du mécanisme considéré sur le réseau complexe.
- L'introduction des moyens de réglage de la vitesse.

Sinon ce travail nous apporté des connaissances sur le phénomène de la stabilité en fréquence et l'initiation à un langage de programmation **fortran 90**.

**ANNEXE**

## I.1. Les Valeurs numériques des paramètres utilisés

$$E=380V$$

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

$$X_d=10\Omega$$

$$X_{Tr}=5\Omega$$

$$X_l = 20\Omega$$

$$p=1$$

$$k_c = \frac{X_c}{X_l}$$

## I.2. Détermination des équations en puissances active et réactive en coordonnées polaires

A partir de la fonction MISMATCH et de la loi des nœuds, nous pouvons établir les puissances active et réactive pour un sommet  $i$  quelconque du réseau.

Si nous considérons un sommet  $i$  d'un réseau électrique, nous aurons :

$$M_i = S_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij}$$

$$i = 1, N$$

$$M_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i$$

$$M_i \approx 0 \text{ par conséquent } S_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij} \text{ et comme } S_i = V_i I_i^* \text{ alors :}$$

$$\left[ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij} \right]^* = V_i \left[ Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j \right]^*$$

$$M_i^* = S_i^* - \left[ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij} \right]^* = \Delta P_i - j\Delta Q_i \quad i=1, N$$

$$M_i^* = S_i^* - V_i^* \left[ Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j \right]^*$$

$$M_i^* = P_i - jQ_i - Y_{ii} V_i^* V_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_i^* V_j$$

$$\Delta P_i - j\Delta Q_i = P_i - jQ_i - Y_{ii} e^{j\phi_{ii}} V_i^2 - \sum Y_{ij} V_i V_j e^{-(\theta_i - \theta_j)}$$

$M_i = 0$  Pour tous les nœuds

$$\Delta P_i - j\Delta Q_i = P_i - jQ_i = -Y_{ii} V_i^2 (\cos(\phi_{ii}) + j \sin(\theta_{ii})) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_i V_j [\cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) -$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})]$$

Comme  $M_i = 0 \Rightarrow \begin{cases} \Delta P_i = 0 \\ \text{et} \\ \Delta Q_i = 0 \end{cases}$ , nous aurons pour  $P_i$  et  $Q_i$ , les expressions suivantes :

$$P_i = Y_{ii} V_i^2 \cos(\phi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})$$

$$Q_i = -Y_{ii} V_i^2 \sin(\phi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})$$

### **I.3.Méthode de NEWTON- RAPHSON [2] [23] [24]**

#### **I.3.1. Principe de la méthode**

Soit  $f(x)$  une fonction non linéaire.

Evaluation la solution de la fonction  $f(x)=0$ , avec l'hypothèse, si la même itération  $(x)^n$  n'est pas loin de la solution  $(x)^a$  alors la fonction  $f(x)$  peut être considérée comme linéaire sur l'intervalle  $[(x)^a - (x)^n]$  et si de plus  $f(x)$  est continue et dérivable alors l'approximation linéaire de  $f(x)$  au point  $n$  est donnée par :

$$A_p^n(x) = f[x^{(n)}] + \left(\frac{df}{dx}\right)^n (x - x^{(n)})$$

(Développement de degré supérieur négligeable).

La solution de  $f(x)=0$ , d'où :

$$X^{(n+1)} = X^{(n)} - \left(\left[\frac{df}{dx}\right] - 1\right)^n f[x^{(n)}], (n = 0, 1, \dots, n \text{ max})$$

Cette expression est l'algorithme de Newton- RAPHSON.

# BIBIOGRAPHIE

- [1] THEODRE Wildy et GIL BERT SYBILLE, « Electrotechnique » quatrième édition « DC-Boeck », 2005.
- [2] N.OUERK, «Détermination des indicateurs permettant d'évaluer la stabilité en tension des réseaux électriques », thèse de magister 2004 UMMTO.
- [3] MADANI Farid et STITI Azzedine, «Étude des grands incidents sur le réseau électrique», mémoire d'ingénieur2009 UMMTO.
- [4] FRANCIS Milsant, «Machine électrique, tome I», «Transformateurs et réseaux éclectiques», éditions ellipses, Décembre 1990.
- [5] Patrick BASTARD, Daniel FARGUE, Philippe LAURIER, BERNARD Matieu, MURIEL Nicolas, Philippe ROOS, «L'électricité » « voyage au cœur du système », éditions eyrolles 2000.
- [6] RTE France, «Le mémento de la sureté du système électrique », 2004, document consultable et téléchargeable sur le site internet, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [7] Valentin CRASTAN, «Réseau électrique-tome 1», éditions hermès 2006.
- [8] Pirre BORNARD, «Conduite d'un système de production-transport», traite technique de l'ingénieur. Document D-4080.
- [9] Michel CRAPPE, «Stabilité des réseaux électriques, sauvegarde des réseaux électriques», éditions hermès-la voisier, 2003.
- [10] Encyclopédie multimédia wikipedia, document consultable sur le site internet, <http://fr.wikipedia.org/wiki/poste>.
- [11] Jean CLAUDE Sabonardierre et Nouredine HADJSAID, «Lignes et réseaux électriques II», «Méthodes d'analyses des réseaux électriques», Hermès, la voisier 2007.
- [12] Jean-Pierre CLERFEUILLE, Sylvain VITET et Cyril LEBRELEC, « Plan de décence contre les incidents majeurs », traite techniques de l'ingénieur, réf D-4807.

- [13] Marc STUBEE et Jacques DEUSE, «Sécurité, sauvegarde et simulation numérique», la voisier 2003.
- [14] Pire BORNARD et Michel PAVARD, «Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement», traite techniques de l'ingénieur D-4090.
- [15] Approvisionnement électrique, document consultable sur le site internet, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [16] Prabha KUNDUR, «Power system stability and control», electric power research institute, power system engineering series c 204 I.
- [17] «Encyclopédie MultiMedia Wikipedia», document consultable sur le site internet, <http://fr.wikipedia.org/wiki/poste>.
- [18] Thierry VAN CUTSEM, «Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique», Janvier 2011.
- [19] Cœur préparé par Bapio BAYALA, « Machine synchrone ».
- [20] Eskander Gholipour SHAHRAKI, « Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », thèse de doctorat 2003.
- [21] M. ZITOUNI Farés, «Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par l'utilisation des systèmes facts», mémoire de magister 2010. U.F.A.S SETIF.
- [22] Cahier technique, «Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels», schneider n° 18.
- [23] M. Oussama MAMMERI, «Différentes méthodes de calculs de la puissance réactive dans un nœud a charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie», mémoire de magister U. BATNA.
- [24] Melle. SIDDIKI Zahira, «Optimisation de l'écoulement de puissance dans un système d'énergie électrique par la méthode du point intérieur», mémoire de magister 2009 U.H.B.B CHELEF.

## Résumé

Un réseau électrique est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique des points de production aux points de consommation et de garantir la qualité et la continuité de l'alimentation des clients en énergie. Cet ensemble comprend des transformateurs, des générateurs, des moteurs, des éléments de chauffage, des réactances, des condensateurs, des moyens de mesure et de contrôle des protections contre la foudre et les courts-circuits.

Après des rappels sur le réseau dans le cas général de point de vue constituants, définitions, notions de stabilité .....etc. Notre étude est consacrée ,dans une première phase à la mise en équations du réseau simplifié et complexe et dans seconde étape à la simulation numérique en utilisant un langage de programmation **fortran 90** pour le seul et unique objectif la mise en évidence de la stabilité angulaire sur réseau .Cependant une telle étude s'est limitée à l'illustration du phénomène sur un réseau simplifié . Une étape qui a permet de montrer les zones de fonctionnement de la stabilité et de l'instabilité en fréquence autrement dit la rupture du synchronisme.

## Mots clés

Réseau électrique, simple et complexe, angle interne, puissance active, fréquence, compensation série, stabilité angulaire.